

b - 電力設備

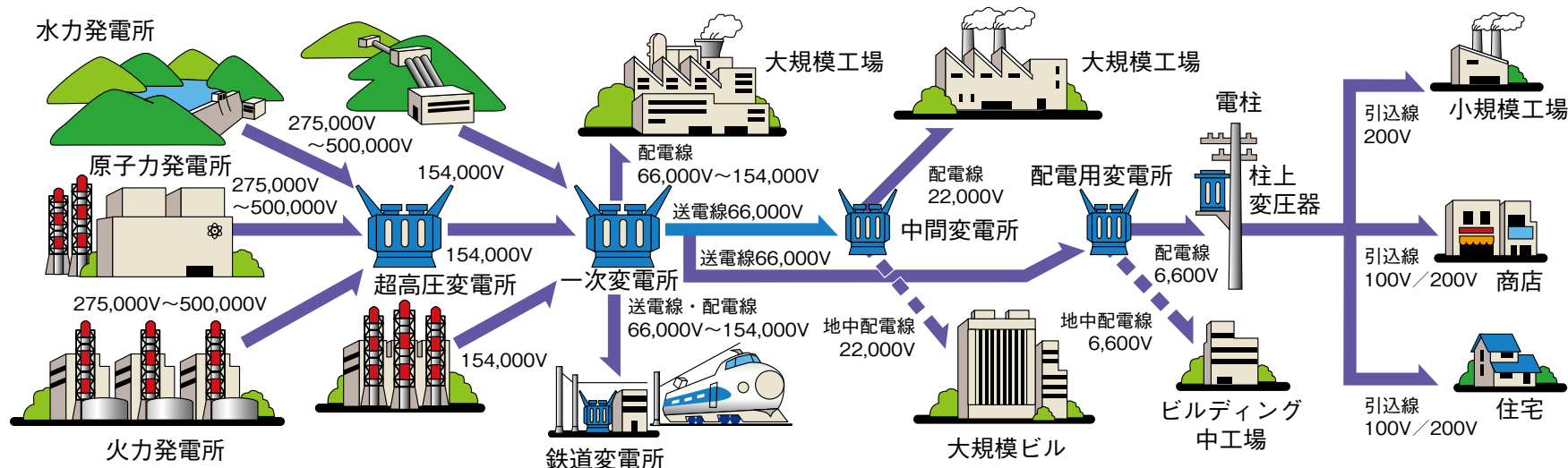
b-1 発電所からお客さまへ

- 発電所からお客さまのもとへ、各設備を連携して電気を輸送。
- 電気の安全のために、全段階にわたって万全の管理。

各発電所で発電した電気は、発電所→送電線→変電所→配電線→引込線などの電力設備を経て、お客さまにお届けしている。電気を送る場合、電気の一部は送電線の抵抗などによって熱になり、空中に逃げてしまう。この送電ロスが電圧が高くなるほど少なくなるので、50万Vや27万5,000Vといった高い電圧で電気を送っている。消費地の近くまで運ばれた電気は、需要に応じた電圧に下げられ、お客さまに届けられる。

- **発電所** 電気を発電するところ。火力発電所、水力発電所、原子力発電所などがある。発電所内の変圧器で27万5,000～50万Vに昇圧し、送電線で超高圧変電所へ送る。
- **送電線** 発電所でつくられた電力を一次変電所、中間変電所などへ輸送するもの。
架空送電線：電線を碍子で絶縁し、これを鉄塔などの支持物によって空間に張るもの。
地中送電線：電力用ケーブルを地中に埋設するもの。都市部などで用いられる。
- **変電所** 超高圧変電所：発電所から送られてきた超高圧電力の電圧を下げる。
一次変電所：超高圧変電所から送られてきた電気の電圧をさらに下げる。
（一部の電気はここから直接、鉄道や大工場へ届けられる）
中間変電所：一次変電所から送られてきた電気の電圧をさらに下げる。
（一部の電気は直接、大工場やビルディングへ届けられる）
配電用変電所：消費地に近い市街地にあり、3,300～6,600Vまで電圧を下げる。
- **配電線** 配電用変電所からお客さまへ電気を輸送するもの。途中にある柱上変圧器などで200Vや100Vに下げられて引込線により各家庭に届く。

● 発電所からお客さまへ（東京電力の例）

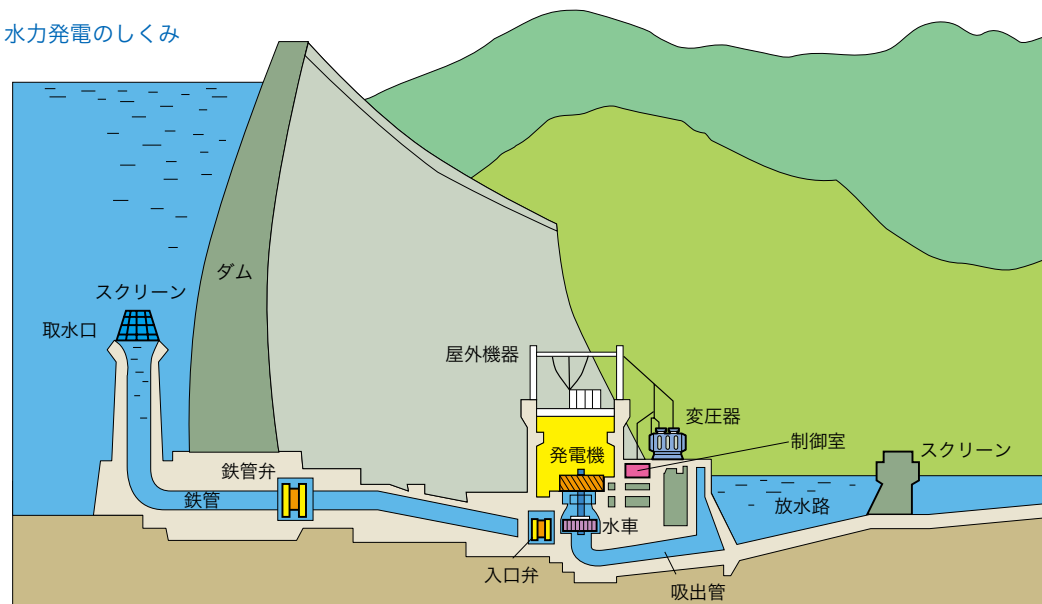


b-2 水力発電のしくみ

- 流れ落ちる高速・高圧の水の流れで水車を回して発電。得られる電力は水量と落差に比例。

水力発電所では、高いところから流れ落ちる水の力を利用し、水車を回して電気を起こしている。代表的なダム式発電所を例にとれば、以下のようなしくみになっている。

水力発電のしくみ



● 取水口

ダム式発電所で使われる水は、取水口と呼ばれる水の取り入れ口から鉄の管を通して水車まで運ばれる。取水口は貯水池の池底よりやや高いところにあり、土砂や魚、流木などが流れ込むのを防ぐために、丈夫なスクリーンがかけられている。

● 水車

鉄管によって導かれた高速・高圧の水の流れは、水車を勢いよく回転させる。この水の量は水車の回転数を一定に保つようコントロールされており、この装置によって安定した周波数の電気を起こすことができる。

● 発電機

発電機は水車と同じ回転軸でつながっており、水車の回転力が発電機に伝えられて発電が行われる。水力発電所の発電力は水量と落差（放水路の水面からダムの水面までの高さ）によって決まるが、出力は以下のような計算式で算出する。

理論出力（キロワット）＝ 9.8（重力加速度）× 水量（m³ / 秒）× 落差（m）

● 変圧器

発電機をつくる電気の電圧は 3,300 ～ 18,000V で、このままでは電気を遠くまで送るのにロスが大きくなるため、変圧器で電圧を 154,000 ～ 500,000V まで高めて送り出している。

b-3 水力発電の種類

●水の利用面、構造面などから、多くの種類に分類。

水の利用面による分類

●揚水式

昼間の電力需要のピーク時に活躍する発電方式。主に地下につくる発電所と、これをはさむ上下2つの調整池からなる。昼間の電気の需要の多い時は上部調整池から下部調整池に水を落として発電し、発電に使った水は下部調整池に貯めておく。一方、電気の需要の少ない夜間に下部調整池から上部調整池に水をくみ上げ、ふたたび昼間の発電に使うというように一定量の水を繰り返して使用する。

●流れ込み式

川の水をそのまま利用する方式。水を貯めることができないので、豊水期にはすべての水を利用することができず、渇水期には発電量が少なくなるという欠点がある。

●調整池式

取水ダムを大きくしたり、水路の途中に調整池をつくることにより水量を調節して発電する方式。1日あるいは数日間の発電量をコントロールすることができる。

●貯水池式

調整池より大きな貯水池に雪どけ水や梅雨、台風の水などを貯め、発電量を季節的にコントロールすることができる。

構造面による分類

●水路式

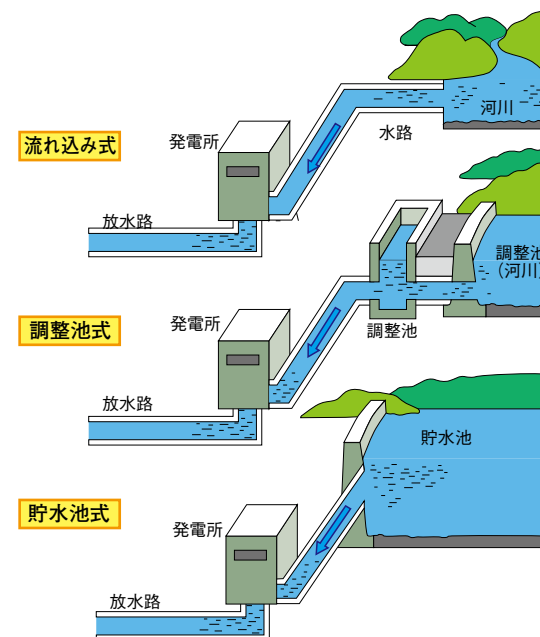
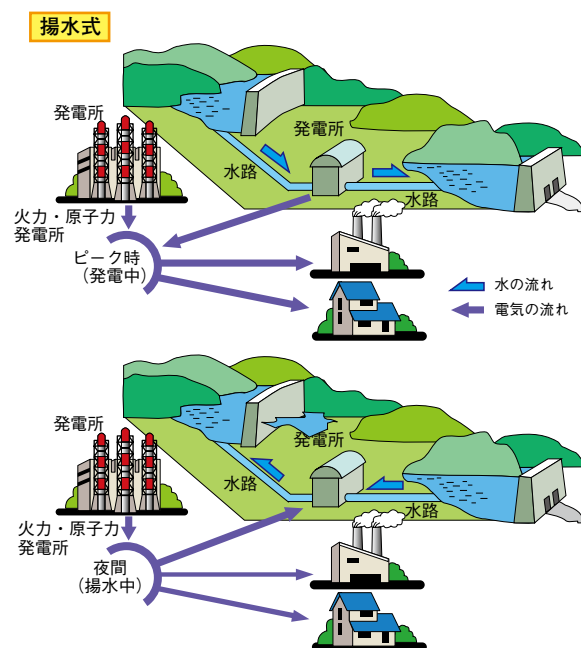
川の上流に小さな堤をつくって、水を取り入れ（取水口）、長い水路で適当な落差が得られるところまで水を導き、そこから下流に落ちる力で発電する。

●ダム式

山間部で川幅が狭く、両岸が高く切り立ったようなところにダムを設け、水をせき止めて人造湖をつくり、その落差を利用して発電する。わが国における大規模なダム式水力資源の開発の歴史は古い。

●ダム水路式

ダムで貯めた水を圧力ずい道で下流に導き、落差をさらに大きくして発電する。水路式とダム式をより効果的に組み合わせた方式といえる。



(次画面へ続く)

b-3 水力発電の種類（続き）

[ダムの種類]

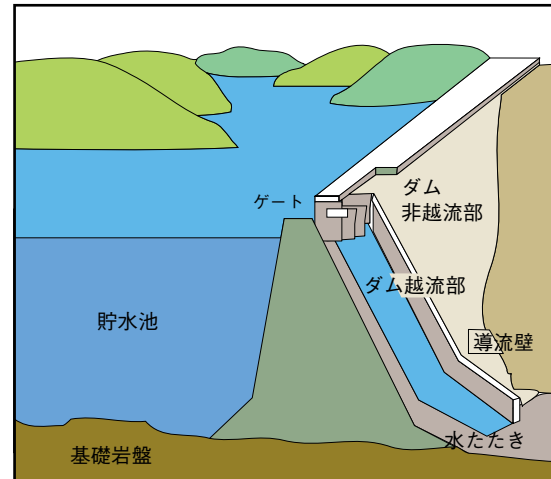
重力ダム … 日本で最も多い形式で、ダム自体の重さで水圧を支える。材質は一般にコンクリート。

アーチダム 両岸の幅が狭く、岩盤が丈夫なところにつくられる。水圧を両岸の岩盤で支えるようにアーチ型に築くダム。重力ダムに比べてダムの厚さが非常に薄くてすみ、材料コストが軽減できる。

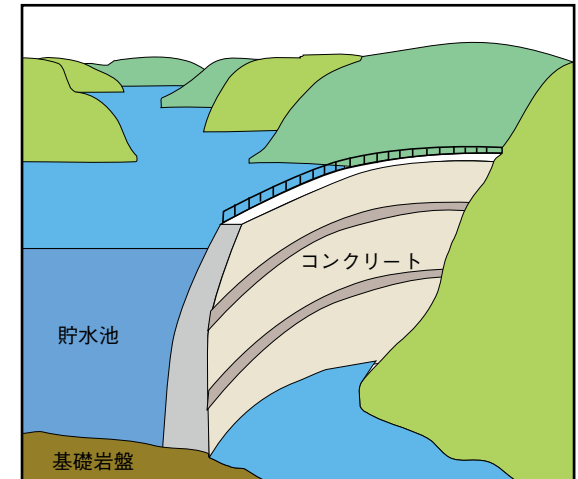
フィルダム 岩石や砂利を積み上げ、水漏れを防ぐためにダムの内部または上流面を、水を通さない材料で築くダム。堤体は大変大きなものになるが、資材の運搬が困難で、岩石が手近にある場所に適している。

アースダム 土質材料（粘土や土など）や砂れき材料によって築くダムで、軟弱な地盤でもつくれる。あまり高いダムには不向きだが、わが国では古くから灌漑用の池として用いられている。

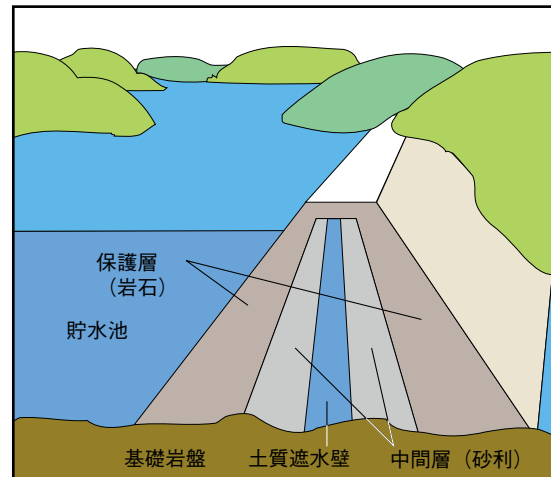
●重力ダム



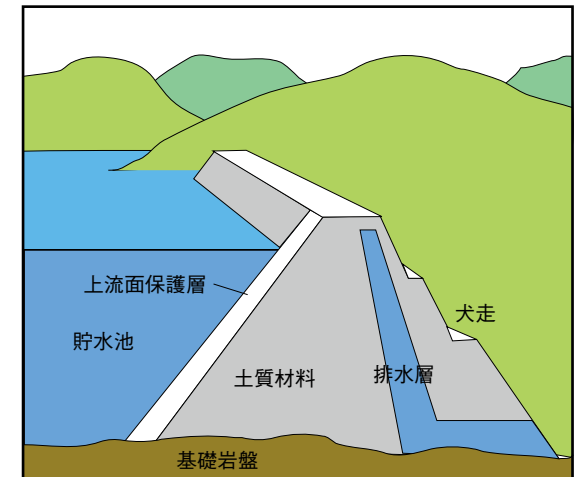
●アーチダム



●フィルダム



●アースダム



b-4 火力発電のしくみ

- ボイラーで石炭、石油、LNG などの化石燃料を燃焼。
- 発生した高温・高圧の蒸気でタービンを回して発電。

火力発電所は、石炭、石油、LNG などの化石燃料を燃やして水を蒸気に変えるボイラー、蒸気タービン、発電機を組み合わせで電気を起こしている。

●燃料タンク

< LNG の場合 >

インドネシア、マレーシア、オーストラリアなどで産出された天然ガスは現地で－162℃、600分の1の体積のLNG（液化天然ガス）にされ、専用タンカーで輸送される。運ばれてきたLNGは、二重構造の燃料タンクで蓄えられた後、気化装置で再びガスになり、火力発電所のボイラーやガスタービンに送られて発電に利用される。

< 重・原油の場合 >

船で運ばれてきた重・原油は火力発電所の専用タンクに貯蔵され、そこからポンプでボイラー内に吹き込まれて発電に利用される。重油は普通、1ℓあたり4万kJ程度の熱を発生する。

●ボイラー

タンクから送られてきた燃料を燃やし、その熱で水を蒸気に変える装置。ボイラーの内部には何万本もの水の通るチューブがはりめぐらされている。燃焼が始まると、内部温度は1,100℃～1,500℃に上昇し、チューブ内の水は高温・高圧の蒸気となって蒸気タービンに送られる。

< 超臨界圧ボイラー >

圧力を高めて水を加熱すると、ある圧力のもとでは水は一度に蒸気になる。チューブ内の圧力をこの臨界圧力以上に高めたものを超臨界圧ボイラーという。超臨界圧ボイラーでは設備の小型化、熱効率の向上が可能であり、新規の大容量火力発電所には多く採用されている。

●蒸気タービン

ボイラーでつくられた高温・高圧の蒸気はタービンに送られ、動翼（羽根車）を高速で回転させる。この回転運動が発電機に伝えられて、電気が発生する。通常、熱効率を上げるために1つのボイラーに高圧タービン、中・低圧タービンなど2～4台のタービンが取り付けられている。なおタービンを通った蒸気は復水器の中で海水によって冷やされて水になり、再びボイラーに戻っていく。このように火力発電所で使われる水はシステムの中で水→蒸気→水という循環を続けている。

●発電機と変圧器

発電機は毎分3,000回転（60Hzの場合は3,600回転）という高速で回転し、約1万5,000ボルトの電気を生み出す。この電気は発電所内の変圧器で6万6,000～50万ボルトに電圧を上げて送電される。

火力発電はシステム構成によって、以下のような種類に分けられる。

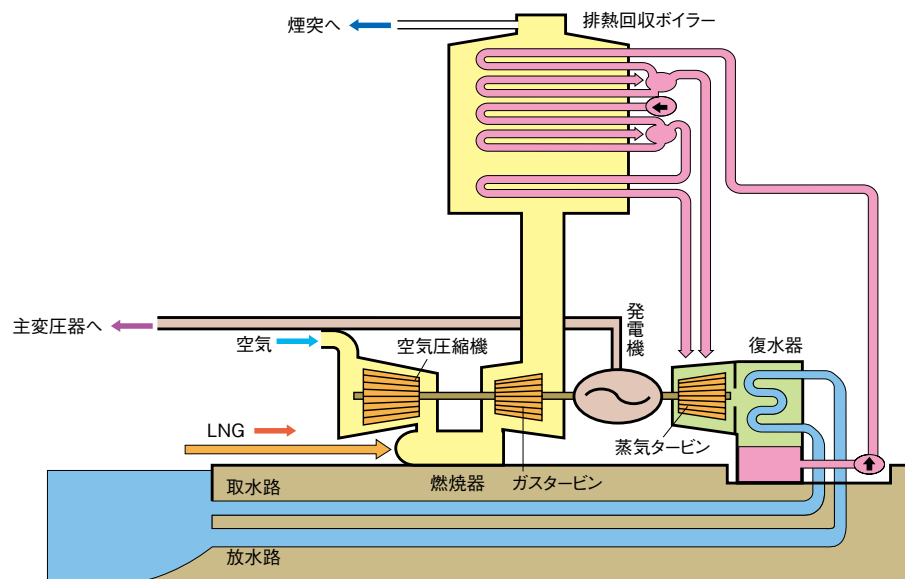
- 汽力発電**ボイラーなどで発生した蒸気によって蒸気タービンを回して発電する方式。
- 内燃力発電**ディーゼルエンジンなどの内燃機関で発電する方式。
- ガスタービン発電**燃料を燃焼器内で燃焼させ、発生した高温燃焼ガスによってガスタービンを回して発電する方式。
- コンバインドサイクル発電**ガスタービンと蒸気タービンを組み合わせで効率よく発電する方式。

b-5 コンバインドサイクル発電

- ガスタービンと蒸気タービンを組み合わせた発電方式。
- 一層の高効率発電を目指して、積極的に新技術を開発。

火力発電で最も熱効率を向上させることができるのが、ガスタービンと蒸気タービンを組み合わせたコンバインドサイクル発電である。まず、ガスタービン発電では、圧縮した空気の中で燃料を燃やして燃焼ガスを発生させ、その膨張力を利用して発電機を回して発電する。次に、ガスタービンから発生する排ガスの 400℃～600℃の余熱を回収して蒸気タービンを回し、汽力発電を行う。最新鋭の従来型火力発電の熱効率は約 40%だが、コンバインドサイクル発電はそれを上回る約 50%の熱効率を実現している。

コンバインドサイクル発電のしくみ



●電力各社のコンバインドサイクル発電 (2019年8月末現在)

社 名	発電所名	号 機
北海道電力	石狩湾新港	1 号
東北電力	新潟	5 号
	東新潟	3・4 号
	仙台	4 号
	八戸	5 号
	新仙台	3 号
北陸電力	富山新港	LNG 1 号
関西電力	堺港	1・2・3・4・5 号
	姫路第一	5・6 号
	姫路第二	1・2・3・4・5・6 号
中国電力	水島	1 号
	柳井	1・2 号
四国電力	坂出	1・2 号
九州電力	新大分	1・2・3 号
沖縄電力	吉の浦	1・2 号

社 名	発電所名	号 機
JERA	富津	1・2・3・4 号
	千葉	1・2・3 号
	川崎	1・2 号
	横浜	7・8 号
	品川	1 号
	鹿島	7 号
	四日市	4 号
	川越	3・4 号
	新名古屋	7・8 号
	上越	1・2 号
	西名古屋	7 号

b-6 地熱発電のしくみ

- 地下から取り出した蒸気でタービンを回して発電。
- わが国の豊富な純国産エネルギーだが開発に課題。

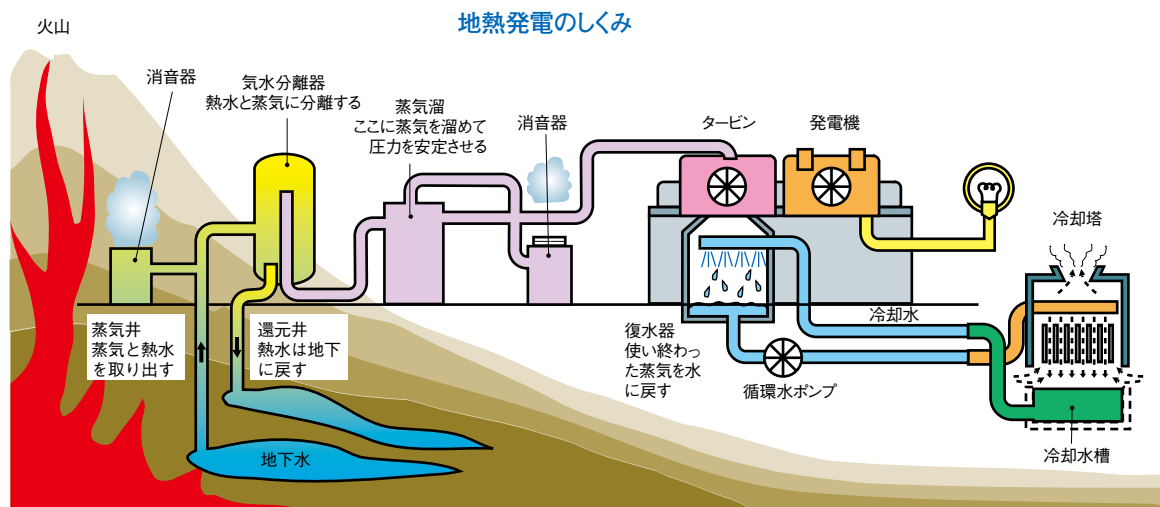
地熱発電は地下熱源から噴出する蒸気を用いて蒸気タービンを駆動させることにより発電するもので、運転中の CO₂ 排出がほとんどない環境負荷の小さい純国産エネルギーである。一方、資源に地域偏在性があり（北海道、東北、九州に集中）、また地下熱源を確認し蒸気を取り出すために数千 m 程度のボーリングが必要で、その蒸気も経年的に減衰するため開発リスクを伴う。さらに運転開始までのリードタイムが長いことや適地が山間部に多く、熱源量の制約で大規模開発が難しいため建設コストが高価であるなどの課題もある。

● 日本の地熱発電所

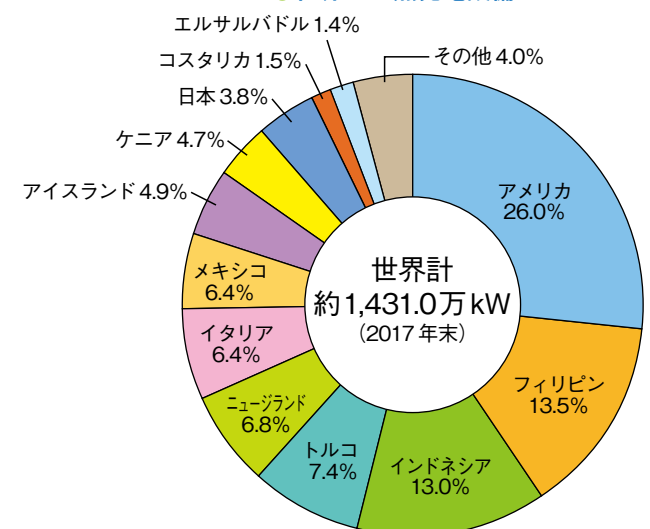
発電所名	設置者	所在地	出力 (kW)
森	北海道電力	北海道	25,000
葛根田1,2号機	東北電力	岩手	80,000
澄川		秋田	50,000
上の岱		秋田	28,800
柳津西山		福島	30,000
八丁原1,2号機、バイナリー	九州電力	大分	110,000
大岳		大分	12,500
山川		鹿児島	30,000
大霧		鹿児島	30,000
滝上		大分	27,500
鬼首	電源開発	宮城	15,000
松川	東北自然エネルギー	岩手	23,500
大沼	三菱マテリアル	秋田	9,500
わいた	わいた会	熊本	1,995
杉乃井	杉乃井ホテル	大分	1,900
菅原バイナリー	九電みらいエナジー	大分	5,000
滝上バイナリー	出光大分地熱	大分	5,050
メディボリス指宿	メディボリスエナジー	鹿児島	1,410

(注) 認可/認定出力1,000kW以上のみ掲載

(出典) 日本地熱協会HP



● 世界の地熱発電設備



(出典) エネルギー白書2019をもとに作成

b-7 電力10社の発電設備

●発電所数と最大出力 (2018 年度末)

(万 kW)

電力会社	水力		火力										原子力		新エネルギー										計	
			石炭		LNG		石油		その他		計				風力		太陽光		地熱		計					
	発電所数	最大出力	発電所数	最大出力	発電所数	最大出力	発電所数	最大出力	発電所数	最大出力	発電所数	最大出力	発電所数	最大出力	発電所数	最大出力	発電所数	最大出力	発電所数	最大出力	発電所数	最大出力	発電所数	最大出力		
北海道	56	165	3	225	1	57	8	182	—	0	12	463	1	207	—	0	1	0	1	3	2	3	71	838		
東 北	209	245	2	320	5	685	5	138	—	0	12	1,143	2	275	—	0	4	0	4	19	8	19	231	1,682		
東 京	164	987	1	320	9	2,925	13	871	—	0	23	4,116	2	1,261	2	2	3	3	—	0	5	5	194	6,370		
中 部	197	546	1	410	7	1,888	2	140	—	0	10	2,438	1	362	1	2	3	2	—	0	4	4	212	3,349		
北 陸	131	193	2	290	1	92	3	100	—	0	6	482	1	175	—	0	4	0	—	0	4	0	142	850		
関 西	152	823	1	180	5	1,018	6	747	—	0	12	1,944	3	658	—	0	3	1	—	0	3	1	170	3,426		
中 国	97	291	3	259	2	238	7	284	—	0	12	780	1	82	—	0	2	1	—	0	2	1	112	1,154		
四 国	57	115	2	111	1	94	1	135	—	0	4	339	1	89	—	0	1	0	—	0	1	0	63	543		
九 州	143	358	3	246	2	463	38	329	1	0	44	1,038	2	470	2	0	—	0	5	21	7	21	196	1,886		
沖 縄	—	0	2	75	2	54	21	87	—	0	25	216	—	0	5	0	—	0	—	0	5	0	30	216		
10電力合計	1,206	3,723	20	2,436	35	7,512	104	3,012	1	0	160	12,960	14	3,578	10	5	21	8	10	42	41	54	1,421	20,315		

(注) 1. 合計値が合わないのは四捨五入の関係。出力は認可最大出力。数値が0となっている箇所は1未満を表す。

(出典) 資源エネルギー庁「電力調査統計」より作成

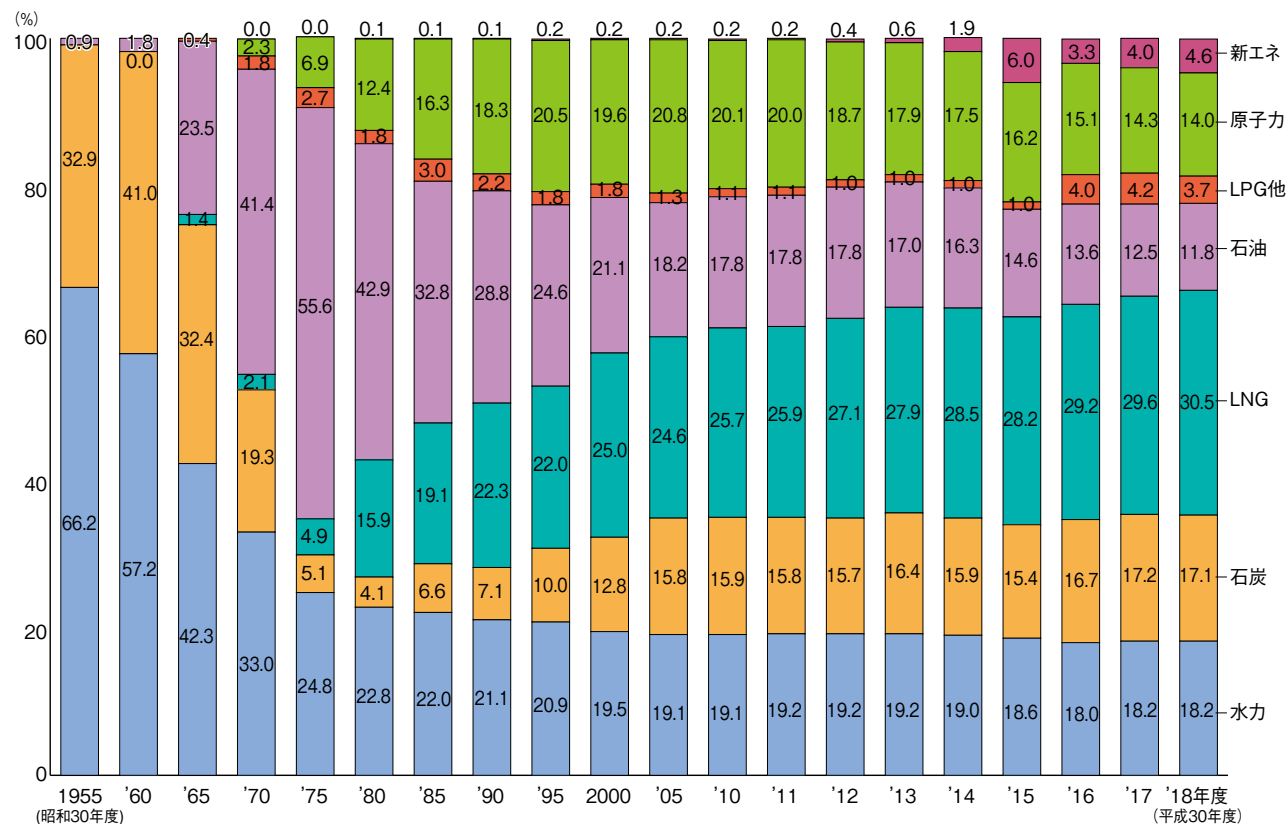
2. 東京には東京電力HD(株)、東京電力FP(株)、東京電力PG(株)の合計値を記載

b-8 電源構成比の推移―① 概要、電源別設備構成比

- 「水主火従」から「火主水従」、火力としては石炭から石油へ移行した電力の歴史。
- エネルギーセキュリティ、環境保全の観点から、現在は多様な電源構成へ。

電気事業における電源構成は、戦後の水力中心から次第に火力へシフト、火力としては急増する電力需要に対応するため、石炭火力から低価格の石油火力が中心となっていた。しかし1973年からの2度にわたる石油ショックを経て、また悪化する環境問題への対応が求められたことを受けて、電力を安定供給するために脱石油火力の動きと電源の多様化が急速に進められた。現在では石油、石炭、LNG、水力、原子力といったバランスのとれた多様な電源構成となっている。

● 電源別発電設備構成比



(注) 1. 1970年度までは9電力計、1975～2015年度は10電力計(受電を含む) (出典) 電気事業連合会調べ
2016年度以降は10エリア計 (出典) 資源エネルギー庁「電力調査統計」より作成
2. LPG他: LPG、その他ガス

電源別設備構成比の推移

上段:実数(万kW)、下段:構成比(%)

年度	水力			火力						原子力	新エネ	計
	一般	揚水	計	石炭	LNG	石油	LPG他	地熱	計			
1955	795 (65.8)	5 (0.4)	799 (66.2)	398 (32.9)	— (—)	11 (0.9)	— (—)	— (—)	409 (33.8)	— (—)	— (—)	1,208 (100.0)
1960	1,157 (56.7)	11 (0.5)	1,168 (57.2)	836 (41.0)	0 (0.0)	38 (1.8)	— (—)	— (—)	874 (42.8)	— (—)	— (—)	2,042 (100.0)
1965	1,441 (40.1)	77 (2.1)	1,518 (42.3)	1,161 (32.4)	50 (1.4)	845 (23.5)	15 (0.4)	— (—)	2,071 (57.7)	— (—)	— (—)	3,589 (100.0)
1970	1,545 (27.1)	336 (5.9)	1,881 (33.0)	1,103 (19.3)	120 (2.1)	2,362 (41.4)	105 (1.8)	1 (0.0)	3,692 (64.7)	132 (2.3)	— (—)	5,705 (100.0)
1975	1,660 (17.4)	707 (7.4)	2,367 (24.8)	487 (5.1)	470 (4.9)	5,311 (55.6)	255 (2.7)	2 (0.0)	6,525 (68.3)	660 (6.9)	— (—)	9,552 (100.0)
1976	1,680 (16.9)	798 (8.0)	2,478 (24.9)	487 (4.9)	690 (6.9)	5,301 (53.3)	249 (2.5)	2 (0.0)	6,730 (67.6)	743 (7.5)	— (—)	9,950 (100.0)
1977	1,692 (16.2)	798 (7.6)	2,490 (23.8)	446 (4.3)	1,126 (10.8)	5,319 (50.9)	268 (2.6)	5 (0.0)	7,163 (68.5)	799 (7.6)	— (—)	10,453 (100.0)
1978	1,704 (15.1)	908 (8.0)	2,612 (23.1)	424 (3.8)	1,329 (11.8)	5,422 (48.0)	221 (2.0)	11 (0.1)	7,407 (65.6)	1,268 (11.2)	— (—)	11,287 (100.0)
1979	1,760 (14.7)	948 (7.9)	2,708 (22.6)	424 (3.5)	1,877 (15.7)	5,222 (43.7)	221 (1.8)	13 (0.1)	7,756 (64.9)	1,495 (12.5)	— (—)	11,960 (100.0)
1980	1,776 (14.2)	1,078 (8.6)	2,854 (22.8)	509 (4.1)	1,984 (15.9)	5,363 (42.9)	221 (1.8)	13 (0.1)	8,090 (64.7)	1,551 (12.4)	— (—)	12,495 (100.0)
1981	1,807 (13.8)	1,229 (9.4)	3,035 (23.1)	582 (4.4)	1,984 (15.1)	5,553 (42.3)	341 (2.6)	13 (0.1)	8,474 (64.6)	1,608 (12.3)	— (—)	13,117 (100.0)
1982	1,810 (13.4)	1,395 (10.3)	3,206 (23.7)	650 (4.8)	2,034 (15.0)	5,524 (40.8)	401 (3.0)	18 (0.1)	8,627 (63.7)	1,718 (12.7)	— (—)	13,550 (100.0)
1983	1,821 (13.0)	1,406 (10.0)	3,227 (23.1)	808 (5.8)	2,352 (16.8)	5,363 (38.3)	401 (2.9)	18 (0.1)	8,942 (63.9)	1,828 (13.1)	— (—)	13,996 (100.0)
1984	1,834 (12.7)	1,436 (10.0)	3,270 (22.7)	923 (6.4)	2,729 (18.9)	5,023 (34.8)	401 (2.8)	18 (0.1)	9,093 (63.1)	2,056 (14.3)	— (—)	14,419 (100.0)
1985	1,871 (12.5)	1,436 (9.6)	3,306 (22.0)	994 (6.6)	2,869 (19.1)	4,928 (32.8)	451 (3.0)	18 (0.1)	9,260 (61.7)	2,452 (16.3)	— (—)	15,019 (100.0)
1986	1,885 (12.2)	1,556 (10.1)	3,441 (22.3)	1,141 (7.4)	2,936 (19.0)	4,908 (31.7)	451 (2.9)	18 (0.1)	9,454 (61.1)	2,568 (16.6)	— (—)	15,463 (100.0)
1987	1,894 (11.8)	1,616 (10.1)	3,510 (22.0)	1,120 (7.0)	3,141 (19.6)	5,022 (31.4)	391 (2.4)	18 (0.1)	9,692 (60.6)	2,788 (17.4)	— (—)	15,990 (100.0)
1988	1,900 (11.7)	1,701 (10.5)	3,600 (22.2)	1,093 (6.8)	3,267 (20.2)	4,951 (30.6)	389 (2.4)	18 (0.1)	9,718 (60.0)	2,870 (17.7)	— (—)	16,188 (100.0)
1989	1,918 (11.6)	1,701 (10.3)	3,619 (21.9)	1,150 (7.0)	3,437 (20.8)	4,962 (30.1)	389 (2.4)	18 (0.1)	9,956 (60.3)	2,928 (17.7)	— (—)	16,503 (100.0)
1990	1,931 (11.2)	1,701 (9.9)	3,632 (21.1)	1,223 (7.1)	3,839 (22.3)	4,962 (28.8)	385 (2.2)	24 (0.1)	10,432 (60.6)	3,148 (18.3)	— (—)	17,212 (100.0)
1991	1,940 (11.0)	1,821 (10.3)	3,760 (21.3)	1,343 (7.6)	3,910 (22.1)	4,923 (27.9)	385 (2.2)	24 (0.1)	10,585 (59.9)	3,324 (18.8)	— (—)	17,669 (100.0)
1992	1,953 (10.8)	1,852 (10.2)	3,805 (21.0)	1,448 (8.0)	4,091 (22.5)	4,934 (27.2)	406 (2.2)	26 (0.1)	10,904 (60.1)	3,442 (19.0)	— (—)	18,151 (100.0)
1993	1,956 (10.4)	1,894 (10.1)	3,850 (20.5)	1,578 (8.4)	4,190 (22.3)	4,945 (26.3)	389 (2.1)	29 (0.2)	11,131 (59.1)	3,838 (20.4)	— (—)	18,819 (100.0)
1994	1,960 (10.0)	2,086 (10.7)	4,047 (20.7)	1,803 (9.2)	4,280 (21.9)	4,995 (25.5)	379 (1.9)	37 (0.2)	11,494 (58.7)	4,037 (20.6)	— (—)	19,577 (100.0)
1995	1,971 (9.8)	2,228 (11.1)	4,199 (20.9)	2,014 (10.0)	4,431 (22.0)	4,953 (24.6)	368 (1.8)	49 (0.2)	11,816 (58.7)	4,119 (20.5)	— (—)	20,134 (100.0)
1996	1,978 (9.5)	2,319 (11.2)	4,297 (20.7)	2,028 (9.8)	4,914 (23.6)	4,875 (23.5)	368 (1.8)	52 (0.2)	12,236 (58.9)	4,255 (20.5)	— (—)	20,788 (100.0)
1997	1,983 (9.2)	2,318 (10.8)	4,302 (20.0)	2,191 (10.2)	5,248 (24.4)	4,849 (22.5)	403 (1.9)	52 (0.2)	12,743 (59.2)	4,492 (20.9)	— (—)	21,536 (100.0)

年度	水力			火力						原子力	新エネ	計
	一般	揚水	計	石炭	LNG	石油	LPG他	地熱	計			
1998	1,991 (9.0)	2,391 (10.8)	4,382 (19.8)	2,461 (11.1)	5,519 (24.9)	4,815 (21.8)	403 (1.8)	52 (0.2)	13,250 (59.9)	4,492 (20.3)	— (—)	22,124 (100.0)
1999	2,002 (8.9)	2,431 (10.8)	4,433 (19.8)	2,488 (11.1)	5,677 (25.3)	4,860 (21.7)	409 (1.8)	52 (0.2)	13,486 (60.2)	4,492 (20.0)	— (—)	22,410 (100.0)
2000	2,008 (8.8)	2,471 (10.8)	4,478 (19.5)	2,922 (12.8)	5,722 (25.0)	4,839 (21.1)	409 (1.8)	52 (0.2)	13,943 (60.9)	4,492 (19.6)	— (—)	22,913 (100.0)
2001	2,015 (8.8)	2,471 (10.7)	4,486 (19.5)	3,050 (13.2)	5,880 (25.5)	4,579 (19.9)	409 (1.8)	52 (0.2)	13,970 (60.7)	4,574 (19.9)	— (—)	23,030 (100.0)
2002	2,022 (8.7)	2,468 (10.6)	4,490 (19.2)	3,377 (14.5)	5,929 (25.4)	4,516 (19.3)	409 (1.8)	52 (0.2)	14,283 (61.2)	4,574 (19.6)	— (—)	23,347 (100.0)
2003	2,053 (8.7)	2,468 (10.5)	4,520 (19.3)	3,575 (15.2)	6,042 (25.7)	4,319 (18.4)	390 (1.7)	52 (0.2)	14,378 (61.3)	4,574 (19.5)	— (—)	23,472 (100.0)
2004	2,060 (8.7)	2,466 (10.4)	4,526 (19.1)	3,784 (15.9)	5,993 (25.2)	4,333 (18.2)	355 (1.4)	52 (0.2)	14,517 (61.1)	4,712 (19.8)	— (—)	23,755 (100.0)
2005	2,061 (8.6)	2,513 (10.5)	4,574 (19.1)	3,767 (15.8)	5,874 (24.6)	4,342 (18.2)	320 (1.3)	52 (0.2)	14,355 (60.1)	4,958 (20.8)	— (—)	23,887 (100.0)
2006	2,063 (8.7)	2,513 (10.5)	4,576 (19.2)	3,736 (15.7)	6,006 (25.2)	4,206 (17.6)	320 (1.3)	52 (0.2)	14,320 (60.1)	4,947 (20.7)	— (—)	23,843 (100.0)
2007	2,069 (8.7)	2,534 (10.6)	4,604 (19.3)	3,747 (15.7)	5,761 (24.2)	4,409 (18.5)	283 (1.2)	52 (0.2)	14,252 (59.9)	4,947 (20.8)	— (—)	23,802 (100.0)
2008	2,074 (8.7)	2,564 (10.6)	4,638 (19.4)	3,745 (15.7)	6,002 (25.1)	4,383 (18.3)	276 (1.2)	52 (0.2)	14,458 (60.5)	4,794 (20.1)	— (—)	23,890 (100.0)
2009	2,073 (8.6)	2,564 (10.6)	4,638 (19.2)	3,795 (15.7)	6,157 (25.5)	4,345 (18.0)	275 (1.1)	— (—)	14,572 (60.3)	4,885 (20.2)	53 (0.2)	24,147 (100.0)
2010	2,073 (8.5)	2,594 (10.6)	4,667 (19.1)	3,887 (15.9)	6,274 (25.7)	4,335 (17.8)	275 (1.1)	— (—)	14,771 (60.6)	4,896 (20.1)	53 (0.2)	24,387 (100.0)
2011	2,076 (8.5)	2,624 (10.7)	4,700 (19.2)	3,877 (15.8)	6,353 (25.9)	4,380 (17.8)	275 (1.1)	— (—)	14,885 (60.7)	4,896 (20.0)	57 (0.2)	24,538 (100.0)
2012	2,076 (8.4)	2,672 (10.8)	4,747 (19.2)	3,880 (15.7)	6,696 (27.1)	4,387 (17.8)	248 (1.0)	— (—)	15,211 (61.6)	4,615 (18.7)	103 (0.4)	24,676 (100.0)
2013	2,074 (8.4)	2,672 (10.8)	4,745 (19.2)	4,048 (16.4)	6,886 (27.9)	4,199 (17.0)	236 (1.0)	— (—)	15,369 (62.2)	4,426 (17.9)	153 (0.6)	24,694 (100.0)
2014	2,067 (8.2)	2,732 (10.8)	4,799 (19.0)	3,996 (15.9)	7,170 (28.5)	4,112 (16.3)	247 (1.0)	— (—)	15,525 (61.6)	4,409 (17.5)	468 (1.9)	25,200 (100.0)
2015	2,085 (8.0)	2,752 (10.6)	4,837 (18.6)	4,006 (15.4)	7,311 (28.2)	3,789 (14.6)	252 (1.0)	— (—)	15,359 (59.2)	4,205 (16.2)	1,550 (6.0)	25,951 (100.0)

(注) 1. 1970年度までは9電力計、1975～2015年度は10電力計

2. 四捨五入のため合計値は必ずしも一致しない

3. 2009年度より地熱は新エネに区分

(出典)電気事業連合会調べ

年度	水力			火力						原子力	新エネ	その他	計
	一般	揚水	計	石炭	LNG	石油	LPG他	地熱	計				
2016	2,205 (8.0)	2,747 (10.0)	4,952 (18.0)	4,591 (16.7)	8,026 (29.2)	3,723 (13.6)	1,099 (4.0)	— (—)	17,439 (63.5)	4,148 (15.1)	906 (3.3)	6 (0.0)	27,452 (100.0)
2017	2,209 (8.1)	2,747 (10.1)	4,956 (18.2)	4,700 (17.2)	8,080 (29.6)	3,410 (12.5)	1,137 (4.2)	— (—)	17,326 (63.5)	3,913 (14.3)	1,088 (4.0)	5 (0.0)	27,289 (100.0)
2018	2,211 (8.1)	2,747 (10.1)	4,958 (18.2)	4,654 (17.1)	8,292 (30.5)	3,205 (11.8)	995 (3.7)	— (—)	17,147 (63.1)	3,804 (14.0)	1,255 (4.6)	4 (0.0)	27,169 (100.0)

(注) 1. 10エリア計

2. 四捨五入のため合計値は必ずしも一致しない

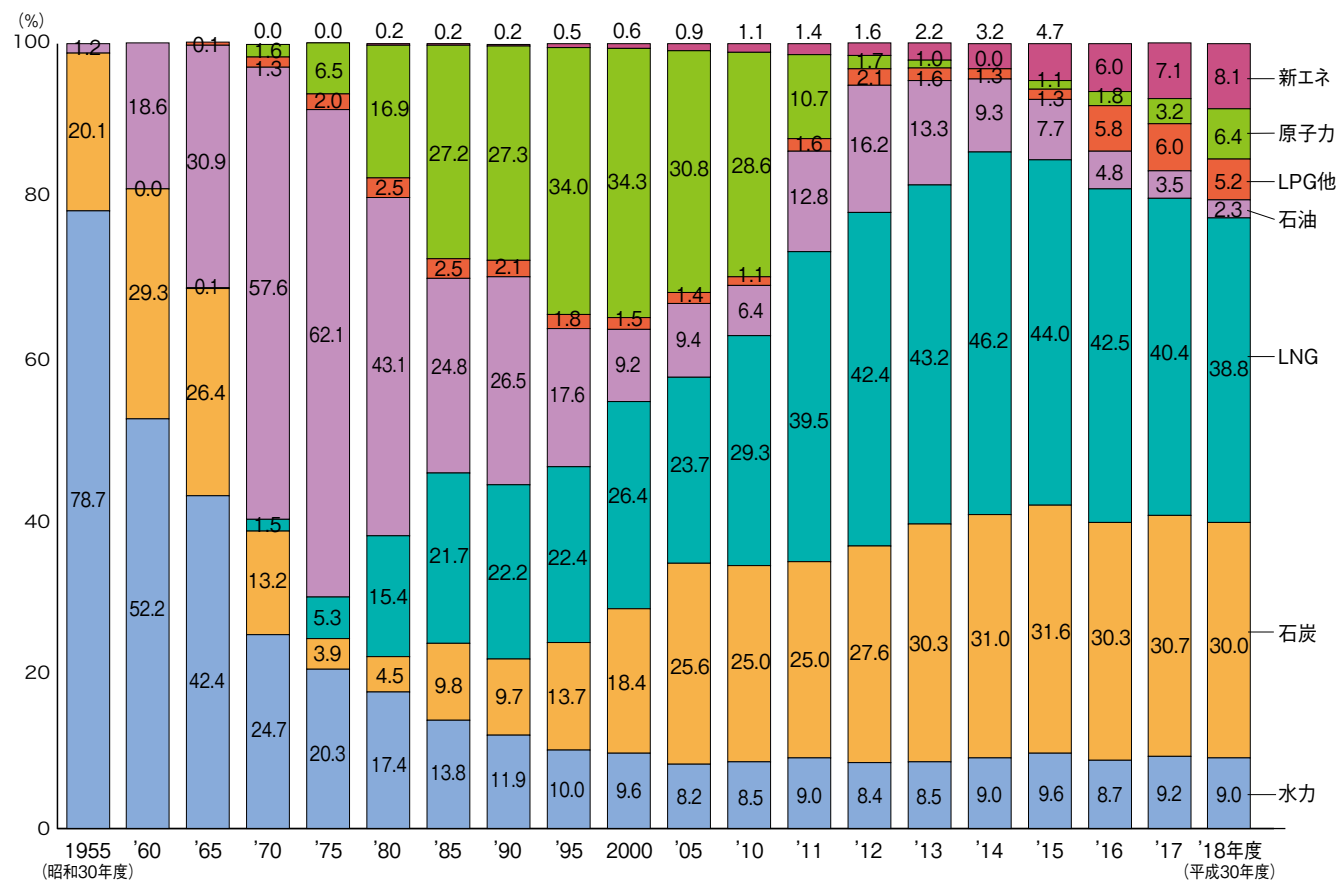
(出典)資源エネルギー庁「電力調査統計」より作成

b-9 電源構成比の推移―② 電源別発電電力量構成比

● 2018年度の構成比は、LNGが約39%、石炭が約30%、石油が約2%、水力が約9%、新エネが約8%、原子力が約6%となっている。

それぞれの設備の特性を活かして発電した結果、近年の発電電力量構成比は、設備構成比に比べ、原子力や石炭の比率が高く、石油や水力の比率が低くなっている。原子力は、需給運用上、ベース供給力として運転を行うため、電力量比が設備比を大きく上回り、東日本大震災（2010年度）までは、電力量全体の約3割を占めていた。東日本大震災以降は、停止した原子力発電に代わり火力発電を増やしたため、原子力の比率が低くなる一方、LNG、石炭、石油の比率が高くなっている。

● 電源別発電電力量構成比



(注) 1. 1970年度までは9電力計、1975～2015年度は10電力計（受電を含む）（出典）電気事業連合会調べ
2016年度以降は10エリア計（出典）資源エネルギー庁「電力調査統計」より作成
2. LPG他：LPG、その他ガス

電源別発電電力量構成比の推移

上段:実数(億kWh)、下段:構成比(%)

電源 年度	水力			火力						原子力	新エネ	計
	一般	揚水	計	石炭	LNG	石油	LPG他	地熱	計			
1955	424 (78.6)	1 (0.1)	425 (78.7)	108 (20.1)	— (—)	7 (1.2)	— (—)	— (—)	115 (21.3)	— (—)	— (—)	540 (100.0)
1960	521 (52.1)	1 (0.1)	522 (52.2)	293 (29.3)	0 (0.0)	186 (18.6)	— (—)	— (—)	479 (47.8)	— (—)	— (—)	1,001 (100.0)
1965	684 (42.0)	7 (0.4)	691 (42.4)	430 (26.4)	2 (0.1)	504 (30.9)	2 (0.1)	— (—)	939 (57.6)	0 (0.0)	— (—)	1,630 (100.0)
1970	679 (23.1)	46 (1.6)	725 (24.7)	389 (13.2)	45 (1.5)	1,694 (57.6)	39 (1.3)	1 (0.0)	2,168 (73.8)	46 (1.6)	— (—)	2,939 (100.0)
1975	761 (19.6)	25 (0.6)	785 (20.3)	153 (3.9)	204 (5.3)	2,406 (62.1)	77 (2.0)	1 (0.0)	2,840 (73.3)	251 (6.5)	— (—)	3,876 (100.0)
1976	766 (18.2)	48 (1.1)	814 (19.3)	169 (4.0)	243 (5.8)	2,578 (61.1)	71 (1.7)	2 (0.0)	3,062 (72.6)	341 (8.1)	— (—)	4,217 (100.0)
1977	664 (15.1)	33 (0.8)	697 (15.9)	177 (4.0)	352 (8.0)	2,775 (63.2)	72 (1.6)	3 (0.1)	3,379 (76.9)	316 (7.2)	— (—)	4,392 (100.0)
1978	637 (13.6)	46 (1.0)	683 (14.6)	174 (3.7)	496 (10.6)	2,637 (56.3)	95 (2.0)	6 (0.1)	3,407 (72.8)	590 (12.6)	— (—)	4,680 (100.0)
1979	735 (15.0)	43 (0.9)	778 (15.8)	185 (3.8)	671 (13.6)	2,473 (50.3)	109 (2.2)	9 (0.2)	3,446 (70.1)	693 (14.1)	— (—)	4,918 (100.0)
1980	807 (16.6)	38 (0.8)	845 (17.4)	219 (4.5)	747 (15.4)	2,089 (43.1)	121 (2.5)	9 (0.2)	3,185 (65.7)	820 (16.9)	— (—)	4,850 (100.0)
1981	788 (15.8)	43 (0.9)	831 (16.7)	286 (5.7)	760 (15.3)	2,094 (42.1)	127 (2.6)	9 (0.2)	3,276 (65.8)	872 (17.5)	— (—)	4,979 (100.0)
1982	733 (14.6)	34 (0.7)	766 (15.3)	345 (6.9)	776 (15.4)	1,960 (39.0)	148 (2.9)	10 (0.2)	3,239 (64.5)	1,018 (20.3)	— (—)	5,024 (100.0)
1983	757 (14.1)	51 (0.9)	808 (15.1)	432 (8.1)	890 (16.6)	1,956 (36.5)	126 (2.3)	12 (0.2)	3,415 (63.8)	1,131 (21.1)	— (—)	5,354 (100.0)
1984	654 (11.7)	47 (0.8)	700 (12.5)	500 (8.9)	1,218 (21.7)	1,705 (30.4)	142 (2.5)	11 (0.2)	3,577 (63.8)	1,332 (23.8)	— (—)	5,609 (100.0)
1985	739 (12.7)	67 (1.2)	807 (13.8)	572 (9.8)	1,267 (21.7)	1,448 (24.8)	144 (2.5)	13 (0.2)	3,444 (59.0)	1,590 (27.2)	— (—)	5,840 (100.0)
1986	720 (12.3)	70 (1.2)	790 (13.5)	564 (9.7)	1,291 (22.1)	1,370 (23.5)	134 (2.3)	11 (0.2)	3,370 (57.8)	1,673 (28.7)	— (—)	5,833 (100.0)
1987	658 (10.6)	82 (1.3)	740 (11.9)	628 (10.1)	1,349 (21.7)	1,477 (23.8)	143 (2.3)	11 (0.2)	3,608 (58.1)	1,866 (30.0)	— (—)	6,214 (100.0)
1988	795 (12.3)	85 (1.3)	880 (13.6)	632 (9.8)	1,398 (21.6)	1,615 (24.9)	161 (2.5)	11 (0.2)	3,817 (59.0)	1,776 (27.4)	— (—)	6,474 (100.0)
1989	813 (11.9)	86 (1.3)	899 (13.1)	663 (9.7)	1,498 (21.9)	1,790 (26.1)	169 (2.5)	11 (0.2)	4,132 (60.3)	1,819 (26.6)	— (—)	6,849 (100.0)
1990	788 (10.7)	93 (1.3)	881 (11.9)	719 (9.7)	1,639 (22.2)	1,951 (26.5)	157 (2.1)	15 (0.2)	4,481 (60.8)	2,014 (27.3)	— (—)	7,376 (100.0)
1991	854 (11.2)	115 (1.5)	969 (12.7)	785 (10.3)	1,762 (23.1)	1,817 (23.8)	157 (2.1)	15 (0.2)	4,537 (59.5)	2,123 (27.8)	— (—)	7,630 (100.0)
1992	736 (9.5)	98 (1.3)	834 (10.8)	871 (11.3)	1,760 (22.7)	1,859 (24.0)	159 (2.1)	17 (0.2)	4,666 (60.3)	2,231 (28.8)	7 (0.1)	7,738 (100.0)
1993	853 (10.9)	134 (1.7)	987 (12.6)	957 (12.2)	1,752 (22.4)	1,474 (18.8)	141 (1.8)	16 (0.2)	4,341 (55.5)	2,491 (31.8)	8 (0.1)	7,828 (100.0)
1994	592 (7.1)	112 (1.3)	704 (8.4)	1,065 (12.7)	1,876 (22.4)	1,858 (22.2)	138 (1.7)	20 (0.2)	4,957 (59.3)	2,690 (32.2)	8 (0.1)	8,359 (100.0)
1995	726 (8.5)	127 (1.5)	854 (10.0)	1,172 (13.7)	1,918 (22.4)	1,510 (17.6)	152 (1.8)	31 (0.4)	4,782 (55.9)	2,911 (34.0)	11 (0.1)	8,557 (100.0)
1996	713 (8.2)	126 (1.4)	838 (9.6)	1,237 (14.2)	2,037 (23.3)	1,391 (15.9)	156 (1.8)	36 (0.4)	4,857 (55.6)	3,021 (34.6)	13 (0.1)	8,729 (100.0)
1997	800 (8.9)	145 (1.6)	945 (10.6)	1,345 (15.0)	2,146 (24.0)	1,126 (12.6)	144 (1.6)	37 (0.4)	4,798 (53.6)	3,191 (35.6)	16 (0.2)	8,950 (100.0)

電源 年度	水力			火力						原子力	新エネ	計
	一般	揚水	計	石炭	LNG	石油	LPG他	地熱	計			
1998	820 (9.1)	142 (1.6)	962 (10.7)	1,348 (14.9)	2,221 (24.6)	971 (10.8)	140 (1.6)	35 (0.4)	4,715 (52.3)	3,322 (36.8)	19 (0.2)	9,018 (100.0)
1999	769 (8.4)	123 (1.3)	893 (9.7)	1,529 (16.7)	2,405 (26.2)	985 (10.7)	143 (1.6)	34 (0.4)	5,097 (55.5)	3,165 (34.5)	21 (0.2)	9,176 (100.0)
2000	779 (8.3)	125 (1.3)	904 (9.6)	1,732 (18.4)	2,479 (26.4)	868 (9.2)	137 (1.5)	33 (0.4)	5,249 (55.9)	3,219 (34.3)	23 (0.2)	9,396 (100.0)
2001	753 (8.2)	125 (1.3)	878 (9.5)	1,894 (20.5)	2,475 (26.8)	594 (6.4)	138 (1.5)	34 (0.4)	5,135 (55.6)	3,198 (34.6)	29 (0.3)	9,240 (100.0)
2002	739 (7.8)	114 (1.2)	854 (9.0)	2,093 (22.2)	2,517 (26.6)	812 (8.6)	155 (1.6)	34 (0.4)	5,611 (59.4)	2,949 (31.2)	33 (0.4)	9,447 (100.0)
2003	866 (9.3)	111 (1.2)	976 (10.4)	2,244 (24.0)	2,611 (27.9)	890 (9.5)	155 (1.7)	35 (0.4)	5,934 (63.4)	2,400 (25.7)	44 (0.5)	9,355 (100.0)
2004	857 (8.8)	113 (1.2)	970 (10.0)	2,397 (24.7)	2,491 (25.7)	798 (8.2)	139 (1.4)	34 (0.3)	5,860 (60.4)	2,824 (29.1)	51 (0.5)	9,705 (100.0)
2005	714 (7.2)	99 (1.0)	813 (8.2)	2,530 (25.6)	2,339 (23.7)	933 (9.4)	139 (1.4)	32 (0.3)	5,973 (60.4)	3,048 (30.8)	56 (0.6)	9,889 (100.0)
2006	807 (8.1)	98 (1.0)	905 (9.1)	2,444 (24.5)	2,577 (25.9)	779 (7.8)	127 (1.3)	31 (0.3)	5,958 (59.8)	3,034 (30.5)	61 (0.6)	9,958 (100.0)
2007	682 (6.6)	102 (1.0)	784 (7.6)	2,605 (25.3)	2,821 (27.4)	1,220 (11.8)	135 (1.3)	30 (0.3)	6,812 (66.1)	2,638 (25.6)	69 (0.7)	10,303 (100.0)
2008	707 (7.1)	71 (0.7)	777 (7.8)	2,499 (25.2)	2,803 (28.3)	1,019 (10.3)	138 (1.4)	27 (0.3)	6,486 (65.4)	2,581 (26.0)	71 (0.7)	9,915 (100.0)
2009	723 (7.6)	70 (0.7)	793 (8.3)	2,379 (24.9)	2,807 (29.3)	580 (6.1)	103 (1.1)	— (—)	5,869 (61.4)	2,798 (29.3)	105 (1.1)	9,565 (100.0)
2010	773 (7.7)	85 (0.9)	858 (8.5)	2,511 (25.0)	2,945 (29.3)	645 (6.4)	108 (1.1)	— (—)	6,209 (61.7)	2,882 (28.6)	115 (1.1)	10,064 (100.0)
2011	777 (8.1)	86 (0.9)	863 (9.0)	2,392 (25.0)	3,772 (39.5)	1,222 (12.8)	150 (1.6)	— (—)	7,536 (78.9)	1,018 (10.7)	133 (1.4)	9,550 (100.0)
2012	706 (7.5)	81 (0.9)	787 (8.4)	2,593 (27.6)	3,997 (42.5)	1,524 (16.2)	194 (2.1)	— (—)	8,307 (88.3)	159 (1.7)	154 (1.6)	9,408 (100.0)
2013	731 (7.8)	69 (0.7)	800 (8.5)	2,845 (30.3)	4,057 (43.2)	1,248 (13.3)	150 (1.6)	— (—)	8,300 (88.3)	93 (1.0)	204 (2.2)	9,397 (100.0)
2014	767 (8.4)	52 (0.6)	818 (9.0)	2,824 (31.0)	4,200 (46.2)	844 (9.3)	119 (1.3)	— (—)	7,988 (87.8)	0 (0.0)	295 (3.2)	9,101 (100.0)
2015	792 (8.9)	61 (0.7)	853 (9.6)	2,797 (31.6)	3,893 (44.0)	685 (7.7)	114 (1.3)	— (—)	7,489 (84.6)	94 (1.1)	414 (4.7)	8,850 (100.0)

(注) 1. 1970年度までは9電力計、1975～2015年度は10電力計
2. 四捨五入のため合計値は必ずしも一致しない
3. 2009年度より地熱は新エネに区分

(出典)電気事業連合会調べ

電源 年度	水力	火力					原子力	新エネ	その他	計
		石炭	LNG	石油	LPG他	計				
2016	843 (8.7)	2,945 (30.3)	4,131 (42.5)	471 (4.8)	567 (5.8)	8,114 (83.5)	173 (1.8)	586 (6.0)	3 (0.0)	9,718 (100.0)
2017	902 (9.2)	3,018 (30.7)	3,975 (40.4)	340 (3.5)	594 (6.0)	7,928 (80.6)	313 (3.2)	694 (7.1)	3 (0.0)	9,839 (100.0)
2018	872 (9.0)	2,906 (30.0)	3,759 (38.8)	226 (2.3)	508 (5.2)	7,399 (76.4)	621 (6.4)	788 (8.1)	2 (0.0)	9,683 (100.0)

(注) 1. 10エリア計
2. 四捨五入のため合計値は必ずしも一致しない

(出典)資源エネルギー庁「電力調査統計」より作成

b-10 送配電設備の地中化

- 2018 年 4 月に策定された「無電柱化推進計画」に基づき、2018 年度からの 3 年間で、「防災」、「安全・円滑な交通の確保」、「景観形成・観光振興」、「オリンピック・パラリンピック関連」等の観点から、無電柱化の必要性の高い箇所を対象に、地域の理解と協力を得ながら無電柱化を推進。
- 現状の無電柱化コストは架空線の 10 倍程度。一層の負担軽減方策を検討・推進。無電柱化については、景観形成や、歩行空間のバリアフリー化、観光振興等の観点に加え、緊急輸送道路や避難路等の災害被害の拡大防止を図る観点から社会的要請が高まっている。

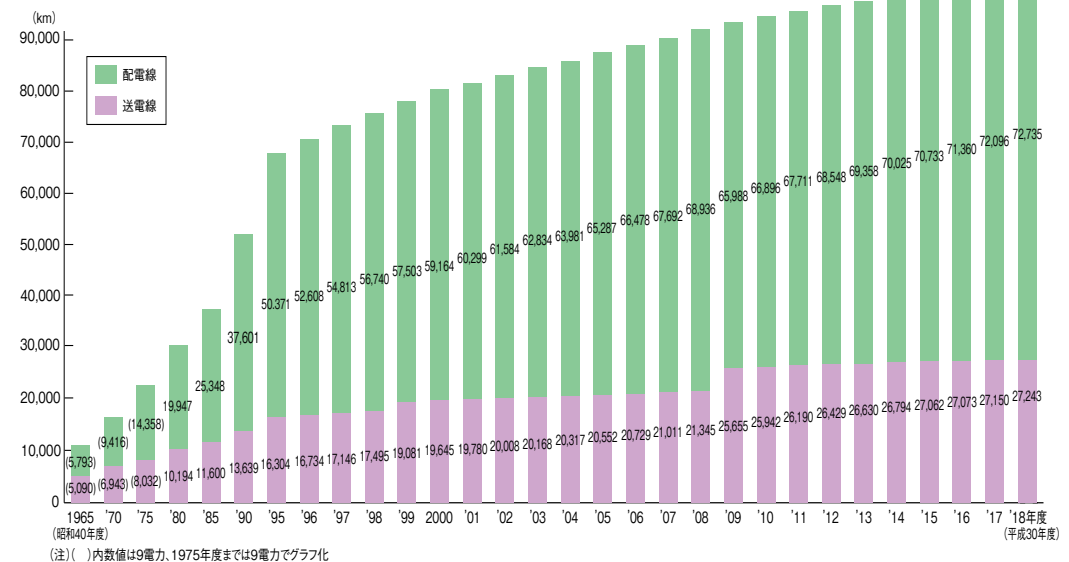
電力会社では、このような社会的要請に鑑み、

- ・ 1986 年度から 1998 年度までの 13 年間で、主に電力需要が高密度で安定している地域、新しい都市再開発地域や地方都市のメインストリートを対象に、約 3,400km
- ・ 1999 年度から 2003 年度までの 5 年間で、従来の対象地域に加え、中規模程度の商業地域や住宅系地域における幹線道路等を対象に、約 2,100km
- ・ 2004 年度から 2008 年度までの 5 年間で、従来の幹線道路に加え、防災対策やバリアフリー化、歴史的街並み保全等の観点から主要な非幹線道路を対象に、約 2,200km
- ・ 2009 年度から 2017 年度までの 9 年間で、従来の対象地域に加え、将来において無電柱化の必要性が見込まれる箇所を対象に、約 2,200km
- ・ さらに、2018 年度から 2020 年度の 3 年間で、無電柱化推進計画に基づき 1,400km、重要インフラ緊急点検に伴う無電柱化として 1,000km、合計 2,400km に着手することとしており、街づくりの一環として地域の理解と協力を得ながら、より効果の高い箇所の整備を図ってきている。

(2019 年 3 月時点国交省調べ)

一方、一般的に無電柱化のコストは架空線の 10 倍程度であることから、整備を円滑に推進していくためには一層のコスト縮減が課題となっている。今後も、柱上変圧器によるソフト地中化や同時整備の採用、浅層埋設や小型ボックス、裏道配線方式の採用などの負担軽減策を導入してコスト縮減を図っていくが、引き続き、新たなコスト縮減方策の検討と推進に努める。

● 送配電設備の地中化 (10 電力計)



● 地中化のコストについて

電線共同溝方式で地中化する場合の電気事業者の費用負担は 2 億円 /km 程度となる。一般に架空配電線の費用が 2 千万円 /km 程度であり、地中化は架空線の約 10 倍程度のコストがかかることになる。



● 送配電設備

項目 年度	送電線				配電線			
	架空線 (km)	地中線 (km)	地中化率 (%)	支持物数 (基)	架空線 (km)	地中線 (km)	地中化率 (%)	支持物数 (1,000基)
1965	(54,354)	(5,090)	(8.6)	(347,709)	(592,862)	(5,793)	(1.0)	(9,496)
1970	(60,134)	(6,943)	(10.4)	(332,288)	(625,459)	(9,416)	(1.3)	(11,841)
1975	(65,852)	(8,032)	(10.9)	(315,413)	(832,127)	(14,358)	(1.7)	(13,760)
1980	70,241	10,194	12.7	302,969	925,559	19,947	2.1	15,564
1985	73,791	11,600	13.6	300,105	994,168	25,348	2.5	16,767
1990	75,662	13,639	15.3	298,820	1,071,908	37,601	3.4	18,080
1991	76,121	14,078	15.6	300,420	1,087,380	40,250	3.6	18,350
1992	76,631	14,618	16.0	301,417	1,103,505	42,835	3.7	18,629
1993	77,622	15,139	16.3	303,580	1,119,463	45,590	3.9	18,897
1994	78,009	15,574	16.6	304,716	1,132,691	48,051	4.1	19,154
1995	78,971	16,304	17.1	311,948	1,145,261	50,371	4.2	19,409
1996	80,486	16,734	17.2	330,464	1,157,632	52,608	4.3	19,624
1997	81,027	17,146	17.5	334,479	1,170,719	54,813	4.5	19,849
1998	81,617	17,495	17.7	336,967	1,182,958	56,740	4.6	20,038
1999	82,347	19,081	18.8	344,480	1,193,683	57,503	4.6	20,200
2000	82,672	19,645	19.2	345,684	1,202,953	59,164	4.7	20,357
2001	83,120	19,780	19.2	347,847	1,210,926	60,299	4.7	20,498
2002	82,979	20,008	19.4	347,159	1,217,526	61,584	4.8	20,598
2003	83,029	20,168	19.5	348,946	1,223,694	62,834	4.9	20,679
2004	82,707	20,317	19.7	349,021	1,229,765	63,981	4.9	20,801
2005	82,768	20,552	19.9	350,106	1,236,237	65,287	5.0	20,914
2006	82,842	20,729	20.0	351,018	1,242,577	66,478	5.1	21,030
2007	83,070	21,011	20.2	353,068	1,248,523	67,692	5.1	21,145
2008	83,053	21,345	20.4	354,558	1,253,715	68,936	5.2	21,225
2009	86,948	25,655	22.8	431,056	1,254,683	65,988	5.0	21,237
2010	86,933	25,942	23.0	432,698	1,251,812	66,896	5.1	21,322
2011	87,389	26,190	23.1	434,597	1,251,997	67,711	5.1	21,379
2012	87,384	26,429	23.2	435,800	1,255,701	68,548	5.2	21,453
2013	87,442	26,630	23.2	438,170	1,260,207	69,358	5.2	21,530
2014	87,666	26,794	23.4	438,939	1,264,398	70,025	5.2	21,618
2015	87,832	27,062	23.6	441,471	1,268,845	70,733	5.3	21,707
2016	87,700	27,073	23.6	442,197	1,272,918	71,360	5.3	21,792
2017	87,776	27,150	23.6	443,572	1,276,816	72,096	5.3	21,861
2018	87,931	27,243	23.7	446,244	1,280,357	72,735	5.4	21,933

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

2.()内数値は9電力

(出典)電気事業便覧

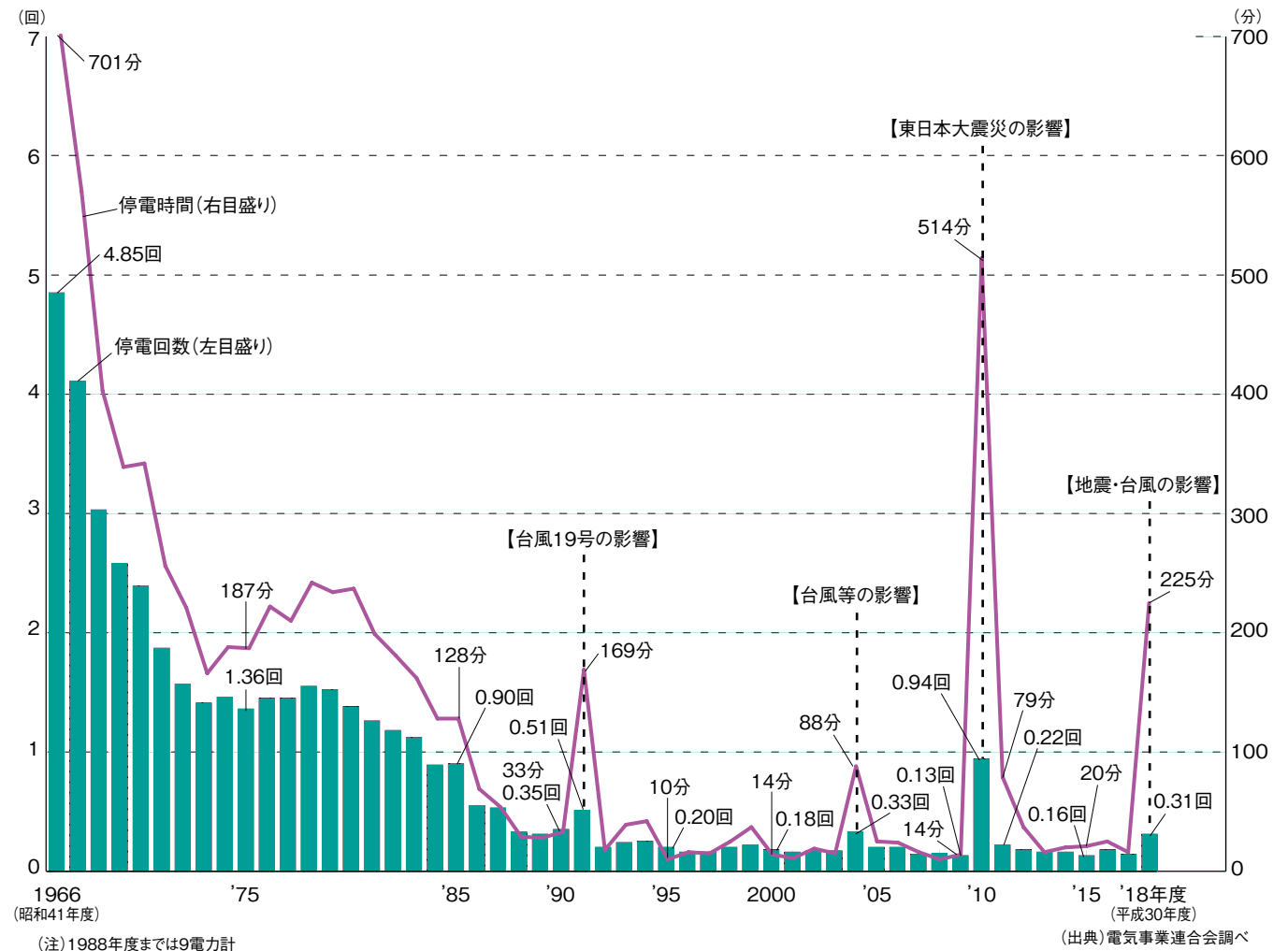
b-11 停電時間と停電回数

- 事故停電の防止や1事故当たりの停電時間の短縮を推進。
- わが国は世界トップ水準の良質な電気をお客さまに供給。

電気の品質をはかる目安のひとつが、停電時間と停電回数である。わが国の電気事業では、発電所の安定した運転、送配電線の整備や拡充に努める一方、最新の無停電工法の導入、迅速な災害復旧作業などの努力によって、事故停電の発生回数の減少、発生した場合の1事故当たりの停電時間の短縮に全力を挙げて取り組んでいる。

特に大規模・長時間停電については社会的影響が大きく、その防止のために送電線の多ルート化や高信頼度機器の採用、保守点検の合理化などに取り組んでいる。このような努力により、現在わが国の電気事業における停電時間、停電回数は極めて少なく、世界トップ水準の信頼性の高い良質な電気をお届けしている。

●お客さま1軒当たりの年間停電回数と停電時間の推移(10電力計)



お客さま 1 軒当たりの年間停電回数と停電時間の推移

(作業停電・事故停電) (10電力計)

年度	停電回数(回)	停電時間(分)
1966	(4.85)	(701)
1967	(4.11)	(570)
1968	(3.03)	(403)
1969	(2.58)	(339)
1970	(2.39)	(342)
1971	(1.87)	(256)
1972	(1.57)	(221)
1973	(1.41)	(166)
1974	(1.46)	(188)
1975	(1.36)	(187)
1976	(1.45)	(222)
1977	(1.45)	(210)
1978	(1.55)	(242)
1979	(1.52)	(234)
1980	(1.38)	(237)
1981	(1.26)	(199)
1982	(1.18)	(181)
1983	(1.12)	(162)
1984	(0.89)	(128)
1985	(0.90)	(128)
1986	(0.55)	(69)
1987	(0.53)	(54)
1988	(0.33)	(29)
1989	0.31	28
1990	0.35	33
1991	0.51	169
1992	0.20	18
1993	0.24	39
1994	0.25	42
1995	0.20	10

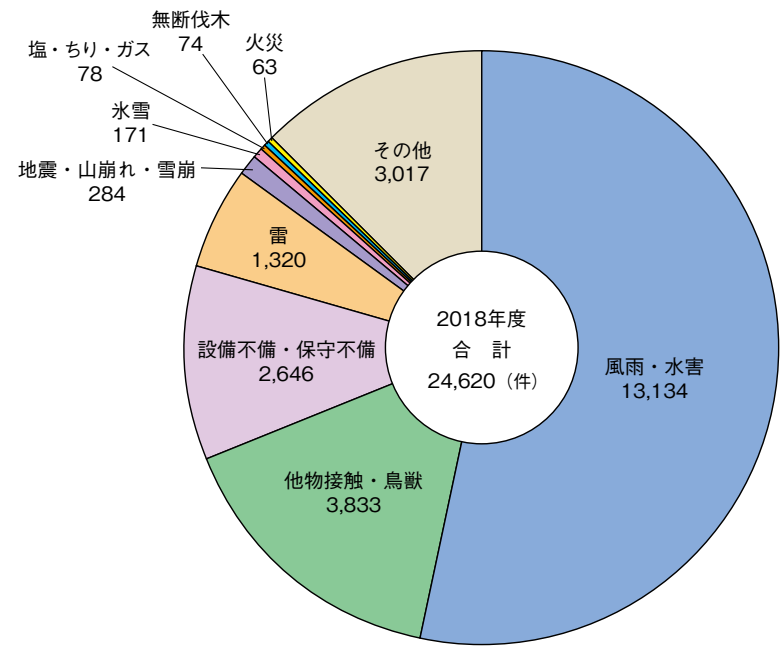
年度	停電回数(回)	停電時間(分)
1996	0.16	16
1997	0.16	15
1998	0.20	25
1999	0.22	37
2000	0.18	14
2001	0.16	11
2002	0.17	19
2003	0.17	15
2004	0.33	88
2005	0.20	25
2006	0.20	24
2007	0.14	16
2008	0.15	10
2009	0.13	14
2010	0.94	514
2011	0.22	79
2012	0.18	37
2013	0.16	16
2014	0.16	20
2015	0.13	21
2016	0.18	25
2017	0.14	16
2018	0.31	225

(注) () 内数値は9電力計

(出典)電気事業連合会調べ

b-12 原因別電気事故件数

●原因別電気事故件数（高压配電線路、送電線路・特別高压配電線路）（10 電力計） ※高压配電線路については供給支障事故件数を計上



(年度) (件)																													
原 因	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
風雨・水害	2,794	7,850	1,516	3,531	1,172	849	1,803	1,510	2,730	2,711	654	736	1,807	1,396	11,071	2,244	2,524	1,750	738	2,024	978	3,265	4,650	1,947	2,820	3,011	1,993	4,096	13,134
他物接触・鳥獣	1,116	1,330	1,030	1,055	995	1,288	1,444	1,339	1,864	1,394	1,418	1,329	1,819	1,580	2,631	1,914	1,950	1,893	1,656	2,151	2,049	2,521	2,323	3,082	2,235	2,493	2,936	3,050	3,833
設備不備・保守不備	1,154	1,187	1,118	1,191	1,152	1,334	1,180	1,283	1,272	1,418	1,248	1,224	1,422	1,459	1,681	1,533	1,564	1,427	1,598	1,705	1,740	1,852	2,115	2,081	2,068	2,015	2,105	2,210	2,646
雷	1,927	1,587	1,634	1,003	2,090	1,745	1,308	1,338	1,368	1,798	2,543	1,829	1,480	1,195	2,353	1,963	2,066	2,076	2,532	1,035	1,856	1,372	2,320	1,945	1,626	1,030	991	1,300	1,320
地震・山崩れ・雪崩	100	121	112	165	931	115	48	98	160	145	117	63	81	160	657	87	158	137	74	57	2,478	504	146	180	149	94	313	160	284
氷雪	123	354	137	355	121	208	148	157	274	201	328	490	325	456	478	808	181	356	515	536	947	600	675	1,279	1,007	443	509	500	171
塩・ちり・ガス	66	532	53	81	26	42	40	32	57	25	21	40	137	37	294	36	65	47	53	73	42	65	106	59	99	55	67	67	78
無断伐木	46	34	48	32	33	35	39	44	28	33	29	33	37	57	53	39	31	53	54	66	64	67	72	61	63	57	72	75	74
火災	31	38	32	27	37	35	22	32	24	30	28	34	35	25	44	42	33	31	24	23	24	43	23	58	47	41	44	42	63
その他	1,541	1,680	1,340	1,354	1,314	1,623	1,442	1,544	1,937	1,551	1,591	1,514	1,575	1,701	2,053	1,578	1,679	1,513	1,464	1,383	1,698	1,710	1,753	1,796	1,856	1,593	1,703	1,731	3,017
計	8,898	14,713	7,020	8,794	7,871	7,274	7,474	7,377	9,714	9,306	7,977	7,292	8,718	8,066	21,315	10,244	10,251	9,283	8,708	9,053	11,876	11,999	14,183	12,488	11,970	10,832	10,733	13,231	24,620

(出典) 電気事業連合会調べ