

# b - 電力設備

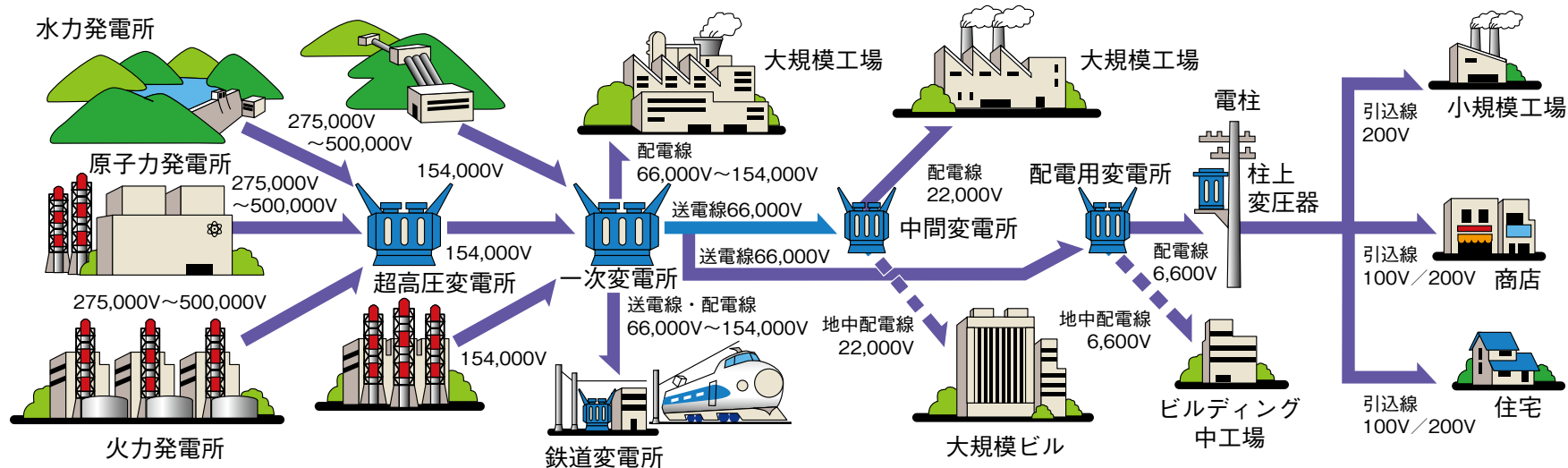
## b-1 発電所からお客さまへ

- 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）

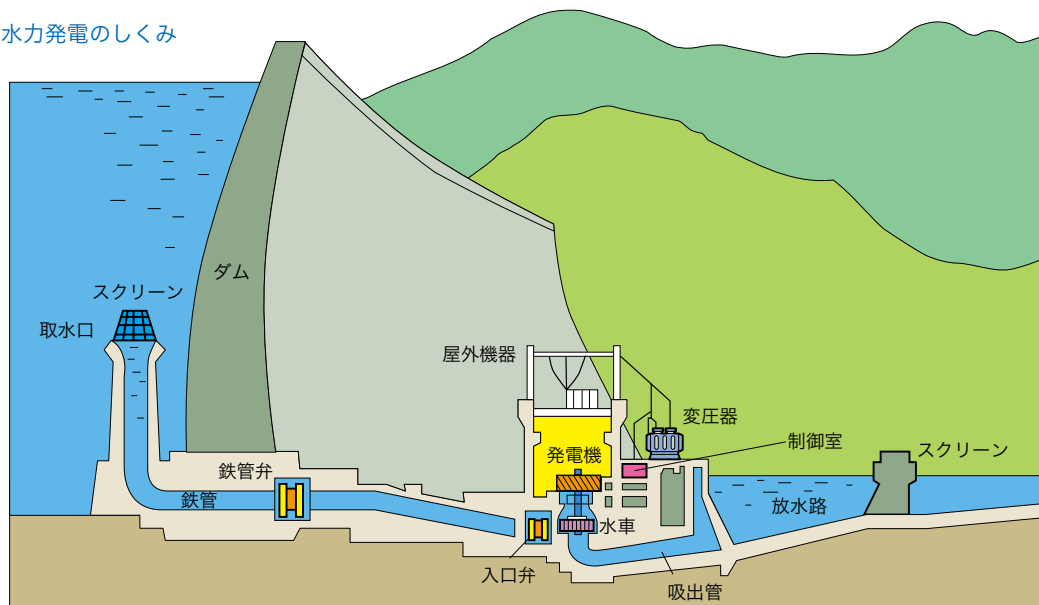


## b-2 水力発電のしくみ

- 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（m<sup>3</sup> / 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

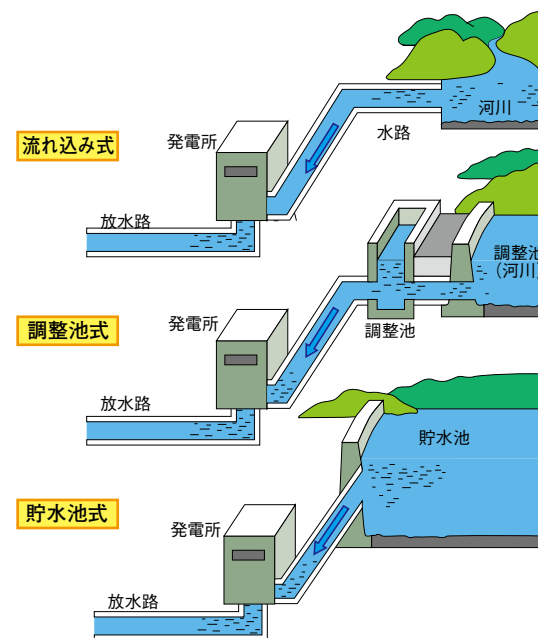
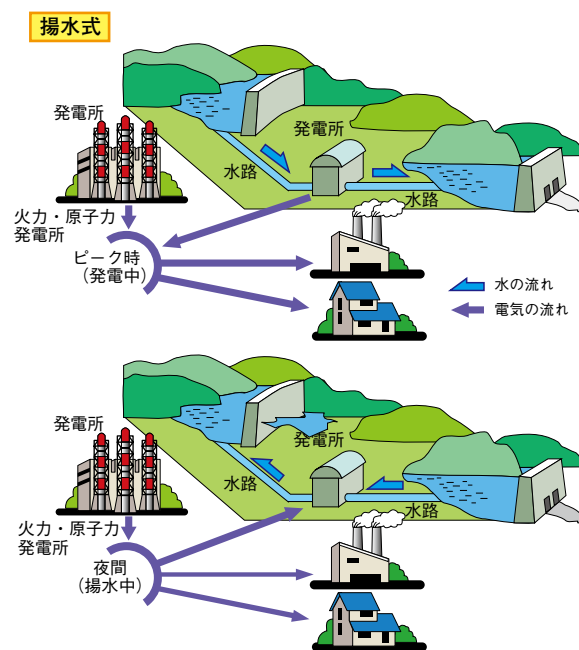
川の上流に小さな堤をつくって、水を取り入れ(取水口)、長い水路で適当な落差が得られるところまで水を導き、そこから下流に落ちる力で発電する。

#### ●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]

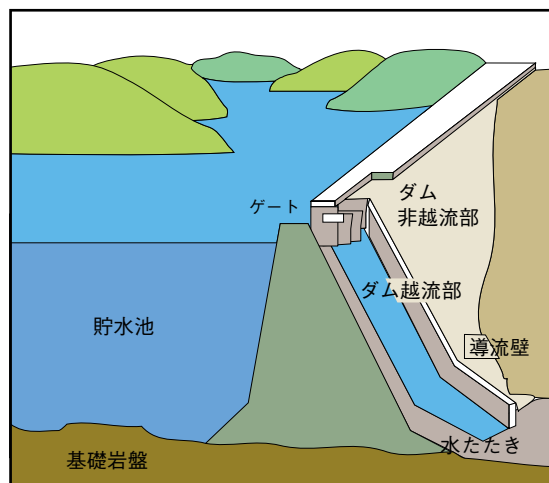
**重力ダム** … 日本で最も多い形式で、ダム自体の重さで水圧を支える。材質は一般にコンクリート。

**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。

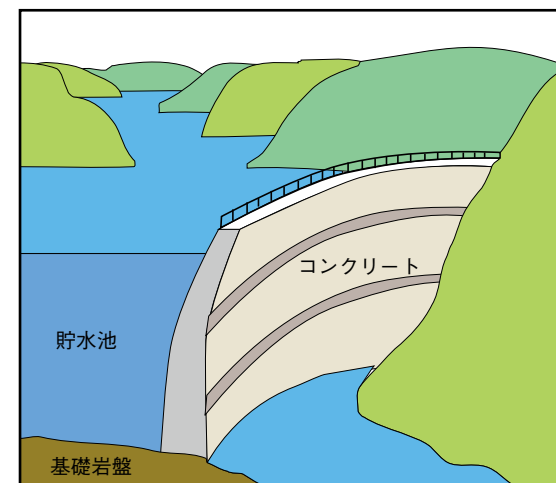
**フィルダム** 岩石や砂利を積み上げ、水漏れを防ぐためにダムの内部または上流面を、水を通さない材料で築くダム。堤体は大変大きなものになるが、資材の運搬が困難で、岩石が手近にある場所に適している。

**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。

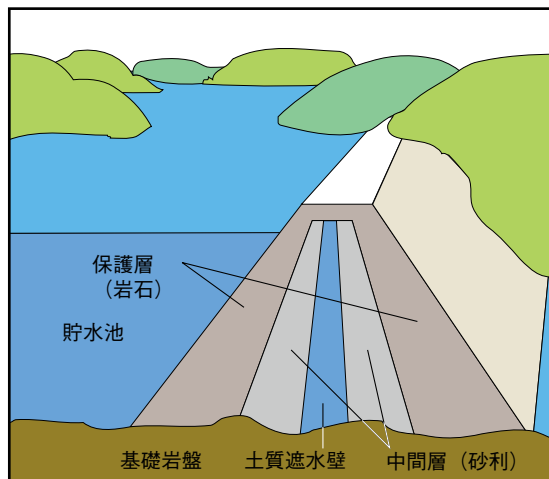
### ●重力ダム



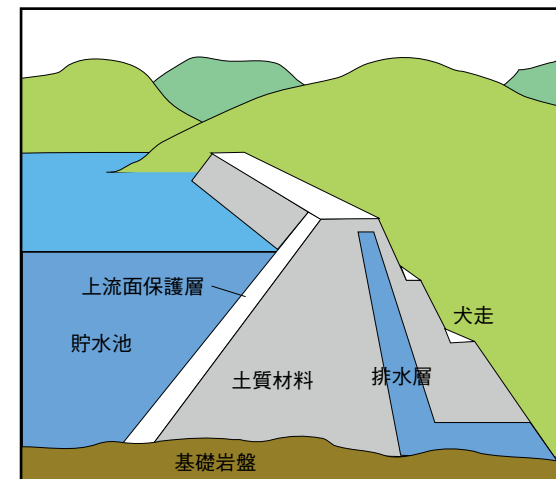
### ●アーチダム



### ●フィルダム



### ●アースダム

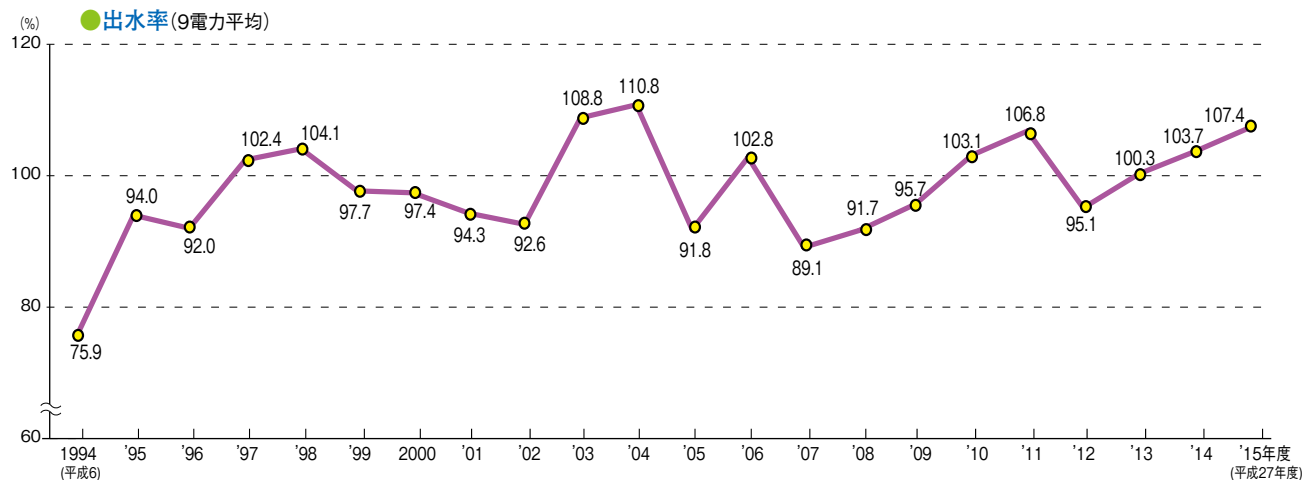


## b-4 出水率

- ある期間における実績可能発電力の平均可能発電力に対する割合。
- 1942年度以降の統計をもとにした豊湯水の程度を表わす目安。

出水率とは、ある時点、または、ある期間における水力実績可能発電力の水力平均可能発電力に対する割合をいう。可能電力とは、全ての設備が健全であるものとして、その時の水量を最大取水量の範囲内で利用して発生できる電力のこと。また水力平均可能発電力とは、わが国では水力の統計資料が整備されている1942年度以降の実績可能発電力の累計平均値をもとに算定している。

出水率は一般に、自流式発電所（流れ込み式発電所ならびに調整池式発電所の総称）を対象として算出され、豊湯水の程度を表わすものとして使用されている。



年度	会社別									
	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9電力平均
1998	102.3	101.4	102.8	109.3	108.3	111.7	87.6	91.3	93.3	104.1
1999	100.8	102.5	100.0	93.3	97.6	95.5	90.2	101.0	100.0	97.7
2000	105.1	101.9	101.4	97.1	95.4	96.0	82.0	95.7	91.7	97.4
2001	103.6	103.0	101.1	90.1	93.9	87.7	94.9	88.6	80.6	94.3
2002	93.9	98.4	98.3	87.7	93.9	91.6	79.0	91.0	87.4	92.6
2003	94.3	108.2	107.4	113.9	106.5	113.4	105.9	105.5	106.9	108.8
2004	96.4	105.4	110.5	114.2	107.7	114.6	114.3	123.3	113.2	110.8
2005	100.4	105.2	94.2	82.6	95.9	88.5	87.2	74.1	81.6	91.8
2006	103.9	112.5	102.9	95.7	102.9	101.1	100.6	97.1	103.5	102.8
2007	90.4	95.1	94.4	88.6	90.5	87.0	77.1	75.2	81.1	89.1
2008	80.5	96.3	95.8	89.1	88.5	90.1	82.5	98.0	99.7	91.7
2009	108.0	90.3	94.8	102.6	95.2	103.2	87.2	79.2	76.1	95.7
2010	112.9	102.2	101.3	107.6	99.4	109.1	92.0	92.8	90.0	103.1
2011	111.6	96.6	104.3	112.0	103.7	110.5	114.7	113.6	105.9	106.8
2012	99.8	89.4	91.4	94.8	93.2	95.3	90.5	117.2	112.8	95.1
2013	114.3	105.5	94.4	95.7	104.9	100.1	109.0	101.4	86.7	100.3
2014	97.9	103.3	101.9	104.6	104.3	104.2	109.7	114.6	100.7	103.7
2015	99.8	98.7	102.3	114.4	107.1	112.9	106.8	116.9	111.4	107.4

(注) 1. 2016年3月31日現在設備による。

(出典) 電気事業便覧

2. 出水率 =  $\frac{\text{自流式可能電力量}}{\text{平均可能電力量}}$  各年度の出水率算出に用いた平均可能電力量は以下の通り。

(1) 2002年度以降: 至近30ヶ年の平均値

(2) 2001年度以前: 1942年度～1999年度の58ヶ年平均値

## b-5 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 $-162^{\circ}\text{C}$ 、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 $1,100^{\circ}\text{C}$ ～ $1,500^{\circ}\text{C}$ 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-6 熱効率

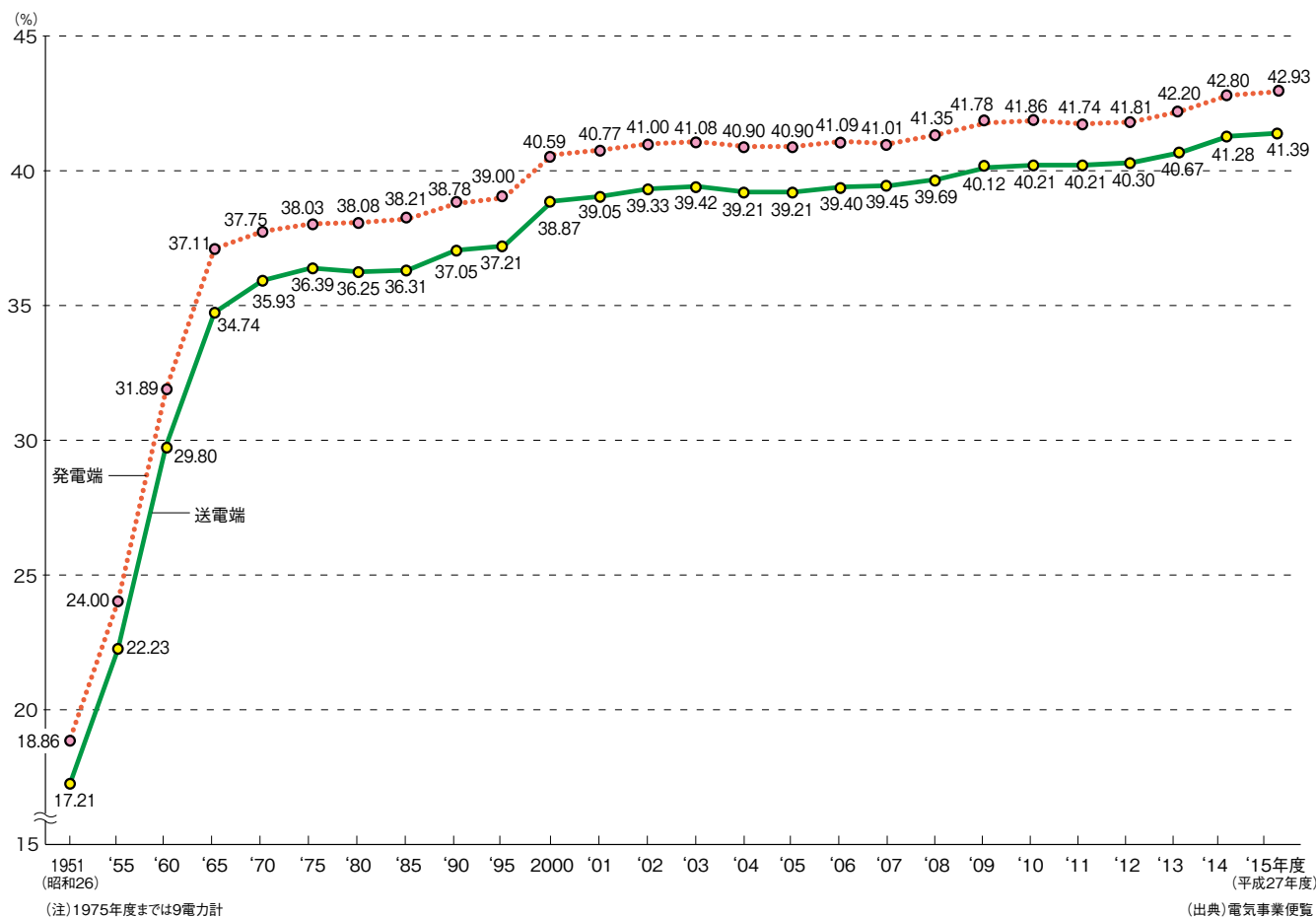
- 火力発電所で熱エネルギーの活用度をはかる目安。
- わが国の熱効率(発電端)は40%を上回り、世界トップクラス。

熱効率とは、消費した燃料の熱エネルギーのうち、有効に電気となった割合を示すものである。火力発電所の性能を表わす目安となっており、以下の計算式で算出する。

$$\text{熱効率 (\%)} = \frac{\text{発生電力量 (kWh)} \times 3600 \text{ (kJ/kWh)}}{\text{燃料消費量 (k\ell)} \times \text{発熱量 (kJ/k\ell)}} \times 100$$

最近のわが国の火力発電所の熱効率(発電端)は40%を超えており、これは世界トップクラス。またコンバインドサイクル発電の場合はこれよりさらに10%程度高い熱効率を実現している。

●熱効率(高位発熱量基準)の推移(10電力計)

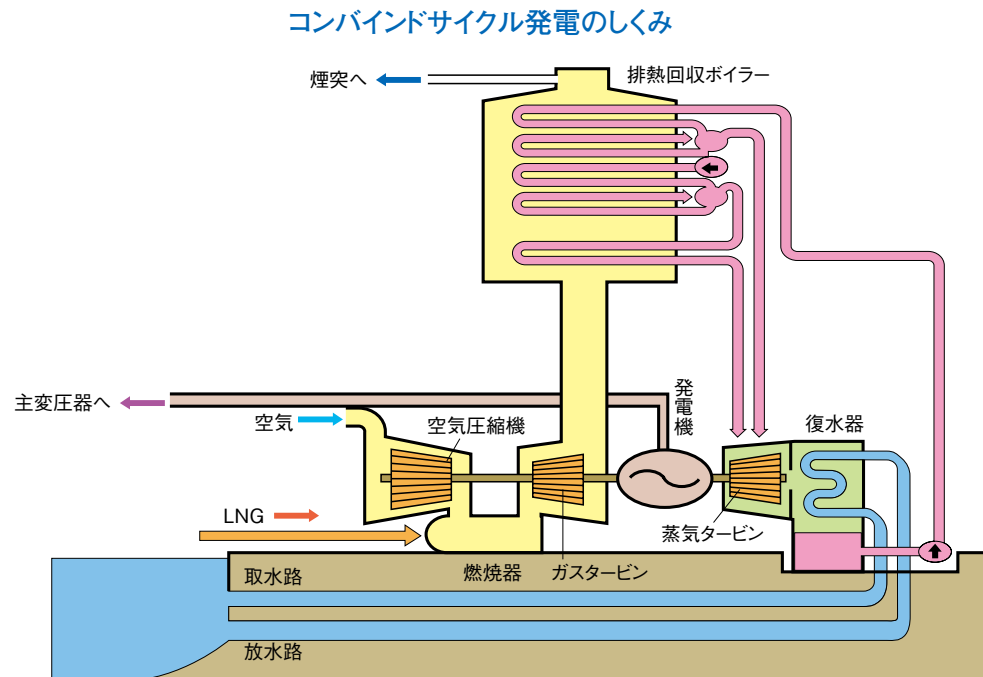




## b-7 コンバインドサイクル発電

- 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。



### ●電力各社のコンバインドサイクル発電 (2016年9月末現在)

社名	発電所名	号機
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
東京電力	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

社名	発電所名	号機
中部電力	四日市	4号
	川越	3・4号
	新名古屋	7・8号
	上越	1・2号
関西電力	堺港	1・2・3・4・5・6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号
九州電力	新大分	1・2・3号
沖縄電力	吉の浦	1・2号

# b-8 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。

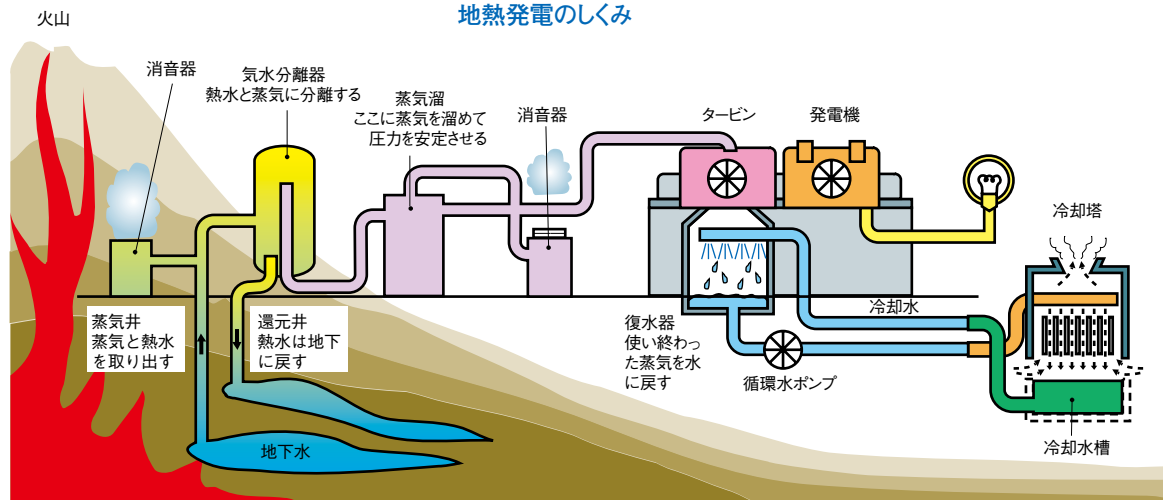
地熱発電は地下熱源から噴出する蒸気を用いて蒸気タービンを駆動させることにより発電するもので、運転中のCO<sub>2</sub>排出がほとんどない環境負荷の小さい純国産エネルギーである。一方、資源に地域偏在性があり（北海道、東北、九州に集中）、また地下熱源を確認し蒸気を取り出すために数千m程度のボーリングが必要で、その蒸気も経年的に減衰するため開発リスクを伴う。さらに運転開始までのリードタイムが長いことや適地が山間部に多く、熱源量の制約で大規模開発が難しいため建設コストが高価であるなどの課題もある。

## ● 日本の地熱発電所

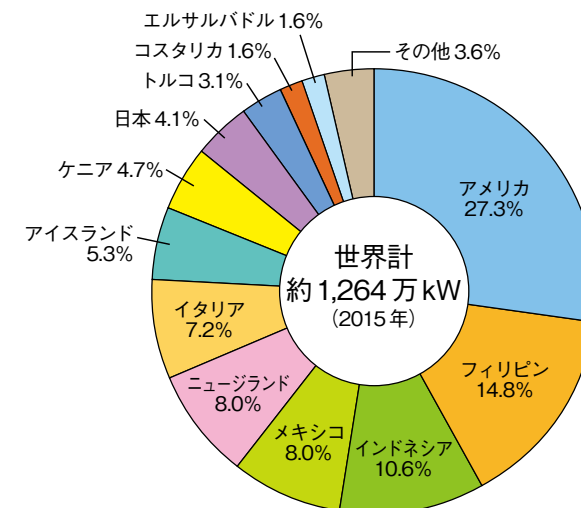
発電所名	設置者	所在地	出力 (kW)
森	北海道電力	北海道	25,000
葛根田1、2号機	東北電力	岩手	80,000
澄川		秋田	50,000
上の岱		秋田	28,800
柳津西山	東京電力	福島	65,000
八丈島		東京	3,300
八丁原1、2号機、パイナリー	九州電力	大分	112,000
大岳		大分	12,500
山川		鹿児島	25,960
大霧		鹿児島	30,000
滝上	電源開発	大分	27,500
鬼首		宮城	15,000
松川	東北自然エネルギー	岩手	23,500
大沼	三菱マテリアル	秋田	9,500
わいた	わいた会	熊本	1,995
杉乃井	杉乃井ホテル	大分	1,900
菅原パイナリー	九電みらいエナジー	大分	5,000
メディポリス指宿	メディポリスエナジー	鹿児島	1,410
合計			518,365

(注) 認可/認定出力1,000kW以上のみ掲載 (合計には1,000kW未満を含む) (出典) 日本地熱協会HP

## 地熱発電のしくみ



## ● 世界の地熱発電設備



(注) %の合計が100%に合わないのは四捨五入の関係 (出典) エネルギー白書2016をもとに作成

# b-9 全国の発電設備

● 発電所数と最大出力 (2015 年度末)

(万 kW)

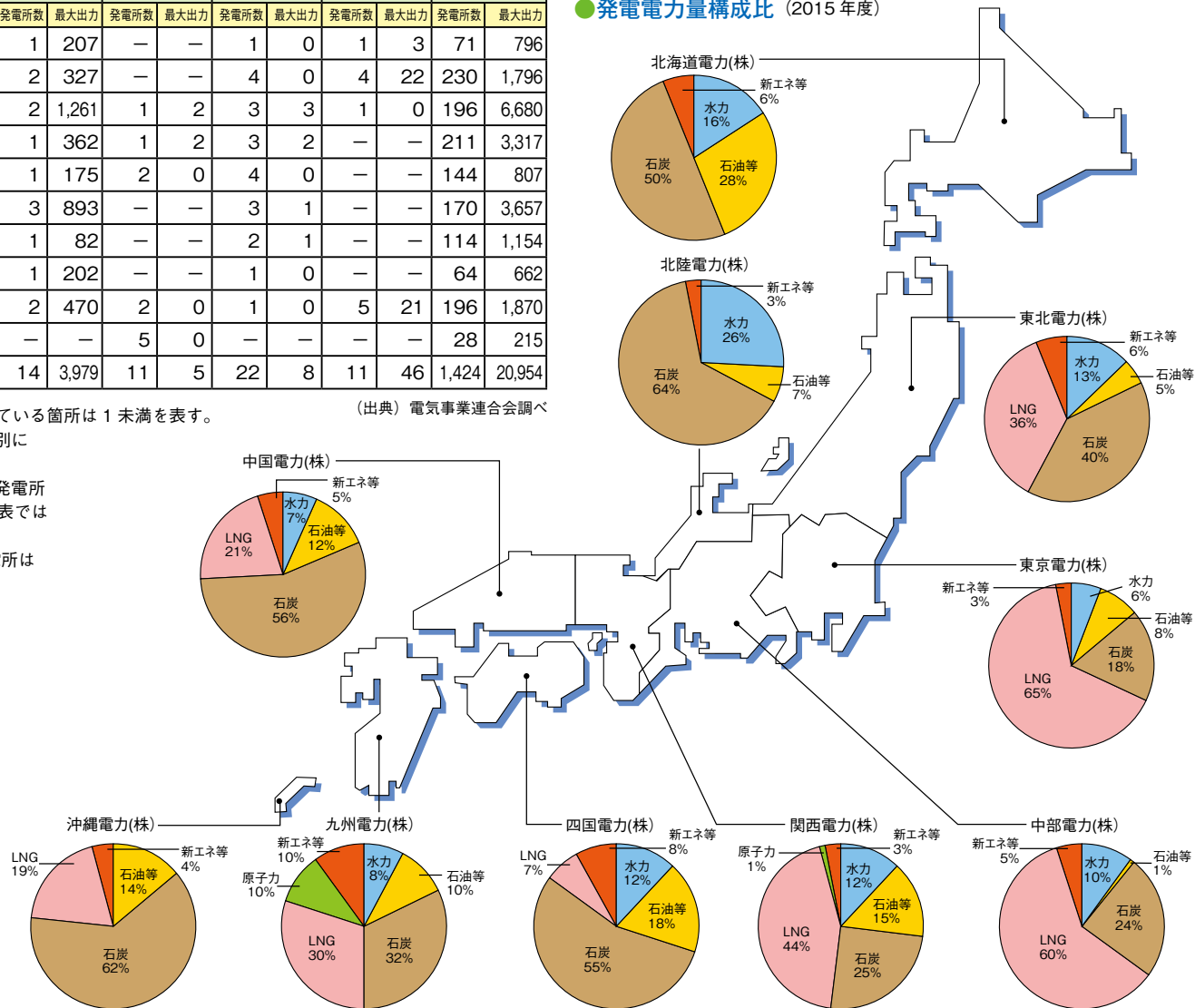
電力会社	水力		火力								原子力		新エネルギー						合計	
	発電所数	最大出力	汽力		ガスタービン		内燃力		火力計		発電所数	最大出力	風力		太陽光		地熱		発電所数	最大出力
			発電所数	最大出力	発電所数	最大出力	発電所数	最大出力	発電所数	最大出力			発電所数	最大出力	発電所数	最大出力	発電所数	最大出力		
北海道	56	165	6	390	1	15	5	17	12	421	1	207	-	-	1	0	1	3	71	796
東北	208	243	8	1,127	-	67	4	8	12	1,203	2	327	-	-	4	0	4	22	230	1,796
東京	164	986	15	4,405	-	17	10	5	25	4,428	2	1,261	1	2	3	3	1	0	196	6,680
中部	196	550	9	2,401	-	-	1	0	10	2,402	1	362	1	2	3	2	-	-	211	3,317
北陸	131	192	5	440	-	-	1	0	6	440	1	175	2	0	4	0	-	-	144	807
関西	152	823	11	1,930	1	11	-	-	12	1,941	3	893	-	-	3	1	-	-	170	3,657
中国	99	291	9	777	-	-	3	4	12	780	1	82	-	-	2	1	-	-	114	1,154
四国	58	115	4	345	-	-	-	-	4	345	1	202	-	-	1	0	-	-	64	662
九州	143	358	9	981	3	0	31	40	43	1,021	2	470	2	0	1	0	5	21	196	1,870
沖縄	-	-	5	163	5	33	13	20	23	215	-	-	5	0	-	-	-	-	28	215
10 電力合計	1,207	3,722	81	12,959	10	143	68	93	159	13,195	14	3,979	11	5	22	8	11	46	1,424	20,954

(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) 電気事業連合会調べ

- 北海道電力(株)の苫小牧発電所は汽力・内燃力を併設しており、本表では原動力別に出力を記載し、発電所数は汽力に統合した。
- 東北電力(株)の秋田火力発電所・東新潟火力発電所、東京電力(株)の横須賀火力発電所および関西電力(株)の姫路第一発電所は汽力・ガスタービンを併設しており、本表では原動力別に出力を記載し、発電所数は汽力に統合した。
- 九州電力(株)の固定ガスタービンについては、内燃力との併設発電所のため、発電所はガスタービンに、出力は原動力別に計上した。

● 発電電力量構成比 (2015 年度)



(注) 他社受電分を含む。地熱は新エネルギーを含む。

# b-10 全国の主要発電所 水力発電

●全国主要水力発電所(40万kW以上)

(2016年3月末現在)

発電所名	項目	水系名	所在地	最大出力 (1,000kW)	運転開始年月	所属
奥多々良木(純)		市川・円山川	兵庫	1,932	平成10年6月	関西電力
奥美濃(〃)		木曾川	岐阜	1,500	平成7年11月	中部電力
新高瀬川(混)		信濃川	長野	1,280	昭和56年9月	東京電力
大河内(純)		市川	兵庫	1,280	平成7年6月	関西電力
奥吉野(〃)		新宮川	奈良	1,206	昭和55年4月	関西電力
玉原(〃)		利根川	群馬	1,200	昭和61年7月	東京電力
俣野川(〃)		旭川・日野川	岡山・鳥取	1,200	平成8年4月	中国電力
小丸川(〃)		小丸川	宮崎	1,200	平成23年7月	九州電力
葛野川(〃)		富士川・相模川	山梨	1,200	平成26年6月	東京電力
新豊根(混)		天竜川	愛知	1,125	昭和48年10月	電源開発
今市(純)		利根川	栃木	1,050	平成3年12月	東京電力
下郷(〃)		阿賀野川	福島	1,000	平成3年5月	電源開発
奥清津(〃)		信濃川	新潟	1,000	昭和57年7月	電源開発
神流川(〃)		信濃川・利根川	長野・群馬	940	平成24年6月	東京電力
塩原(〃)		那珂川	栃木	900	平成7年6月	東京電力
奥矢作第二(〃)		矢作川	愛知	780	昭和56年2月	中部電力
沼原(〃)		那珂川	栃木	675	昭和48年11月	電源開発
安曇(混)		信濃川	長野	623	昭和45年8月	東京電力
南原(純)		太田川	広島	620	昭和51年7月	中国電力
本川(〃)		吉野川	高知	615	平成15年3月	四国電力
奥清津第二(〃)		信濃川	新潟	600	平成8年5月	電源開発
天山(〃)		六角川・松浦川	佐賀	600	昭和62年5月	九州電力
奥只見		阿賀野川	福島	560	平成15年6月	電源開発
大平(純)		球磨川	熊本	500	昭和50年12月	九州電力
喜撰山(〃)		淀川	京都	466	昭和45年7月	関西電力
第二沼沢(〃)		阿賀野川	福島	460	昭和57年5月	東北電力
田子倉		〃	〃	400	平成24年5月	電源開発
京極(純)		尻別川	北海道	400	平成27年11月	北海道電力

(注) 1. (純)=純揚水式、(混)=混合揚水式  
2. 運転開始年月は、表中の出力を有する設備として運転開始した年月

(出典)電気事業便覧

# b-11 全国の主要発電所 火力発電

●全国主要火力発電所 (150万kW以上)

(2016年3月末現在)

発電所名	項目	所在地	最大出力 (1,000kW)	運転開始年月	所 属
鹿島 (原・重・ガ)		茨城	5,660	平成26年6月	東京電力
東新潟 (原・重・ガ・L)		新潟	5,149	平成24年6月	東北電力
富津 (L)		千葉	5,040	平成22年10月	東京電力
川越 (L)		三重	4,802	平成9年11月	中部電力
広野 (原・重・石)		福島	4,400	平成25年12月	東京電力
千葉 (L)		千葉	4,380	平成26年7月	東京電力
碧南 (石)		愛知	4,100	平成14年11月	中部電力
姫路第二 (L)		兵庫	4,086	平成27年3月	関西電力
知多 (原・重・L)		愛知	3,966	平成8年8月	中部電力
姉崎 (原・重・L・P・軽)		千葉	3,600	昭和54年10月	東京電力
袖ヶ浦 (L)		千葉	3,600	昭和54年8月	東京電力
横浜 (原・重・L)		神奈川	3,379	平成10年1月	東京電力
新名古屋 (L)		愛知	3,058	平成20年10月	中部電力
川崎 (L)		神奈川	2,710	平成28年1月	東京電力
上越 (L)		新潟	2,303	平成26年5月	中部電力
新大分 (L)		大分	2,295	平成10年7月	九州電力
横須賀 (原・ガ・重・軽)		神奈川	2,274	平成23年8月	東京電力
海南 (原・重)		和歌山	2,100	昭和49年4月	関西電力
橋湾 (石)		徳島	2,100	平成12年12月	電源開発
東扇島 (L)		神奈川	2,000	平成3年3月	東京電力
新地 (石)		福島	2,000	平成7年7月	相馬共同火力
松浦 (石)		長崎	2,000	平成9年7月	電源開発
原町 (石)		福島	2,000	平成10年7月	東北電力
堺港 (L)		大阪	2,000	平成22年9月	関西電力
常陸那珂 (石)		茨城	2,000	平成25年12月	東京電力
渥美 (原・重)		愛知	1,900	昭和56年6月	中部電力
五井 (L)		千葉	1,886	平成6年7月	東京電力
御坊 (原・重)		和歌山	1,800	昭和60年3月	関西電力
南港 (L)		大阪	1,800	平成3年10月	関西電力
新小倉 (L)		福岡	1,800	昭和58年7月	九州電力
舞鶴 (石)		京都	1,800	平成22年8月	関西電力
知多第二 (L)		愛知	1,708	平成8年7月	中部電力
苫東厚真 (石)		北海道	1,650	平成17年10月	北海道電力
秋田 (原・重・軽)		秋田	1,633	平成24年6月	東北電力
勿来 (重・石)		福島	1,625	昭和58年12月	常磐共同火力
姫路第一 (L)		兵庫	1,507.4	平成24年8月	関西電力
富山新港 (石・原・重)		富山	1,500	昭和56年11月	北陸電力

(注) 1. (石) = 石炭、(原) = 原油、(重) = 重油、(軽) = 軽油、(ガ) = ガス、(L) = LNG、(P) = LPG

(出典) 電気事業便覧

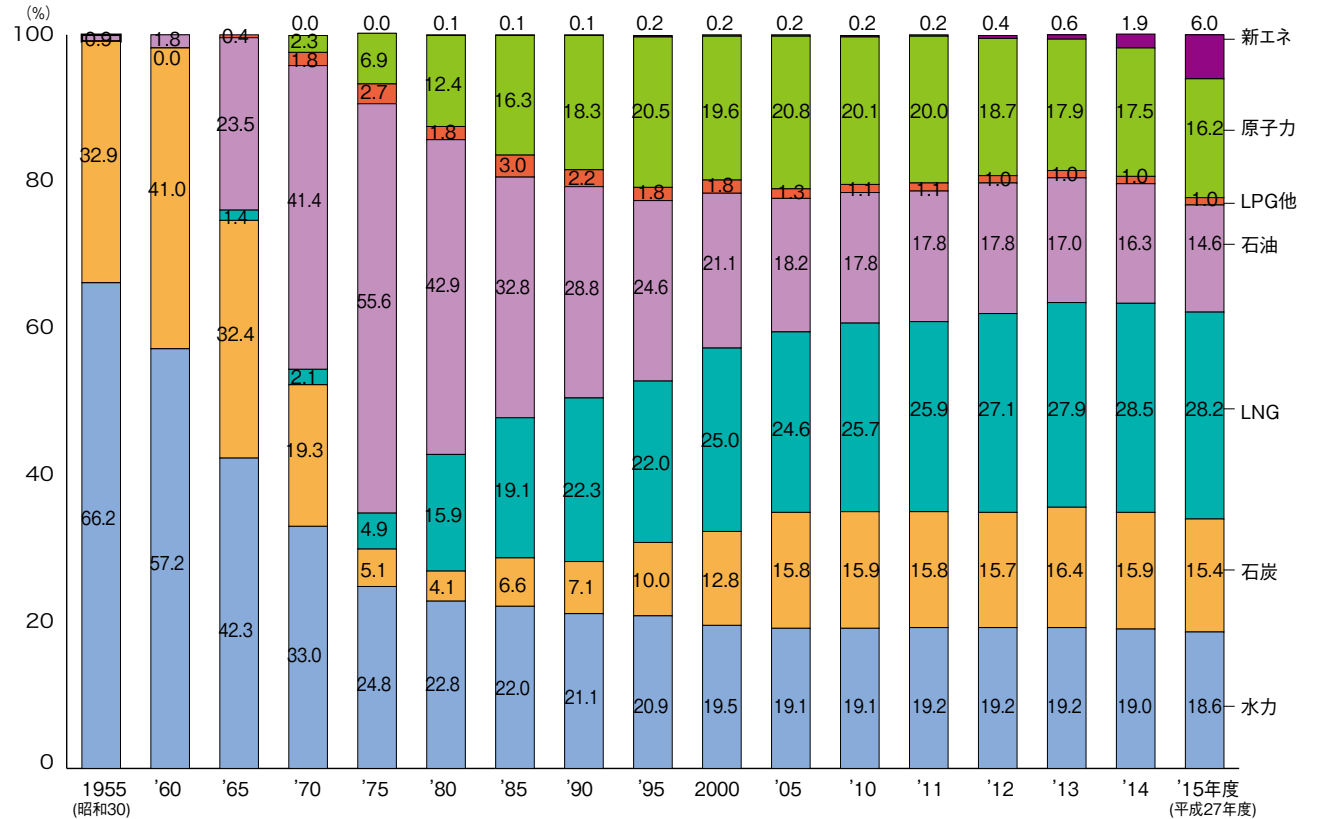
2. 運転開始年月は、表中の出力を有する設備として運転開始した年月。

# b-12 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(10電力計(受電を含む))



(注) 1. 1970年度までは9電力計  
2. LPG他：LPG、その他ガス

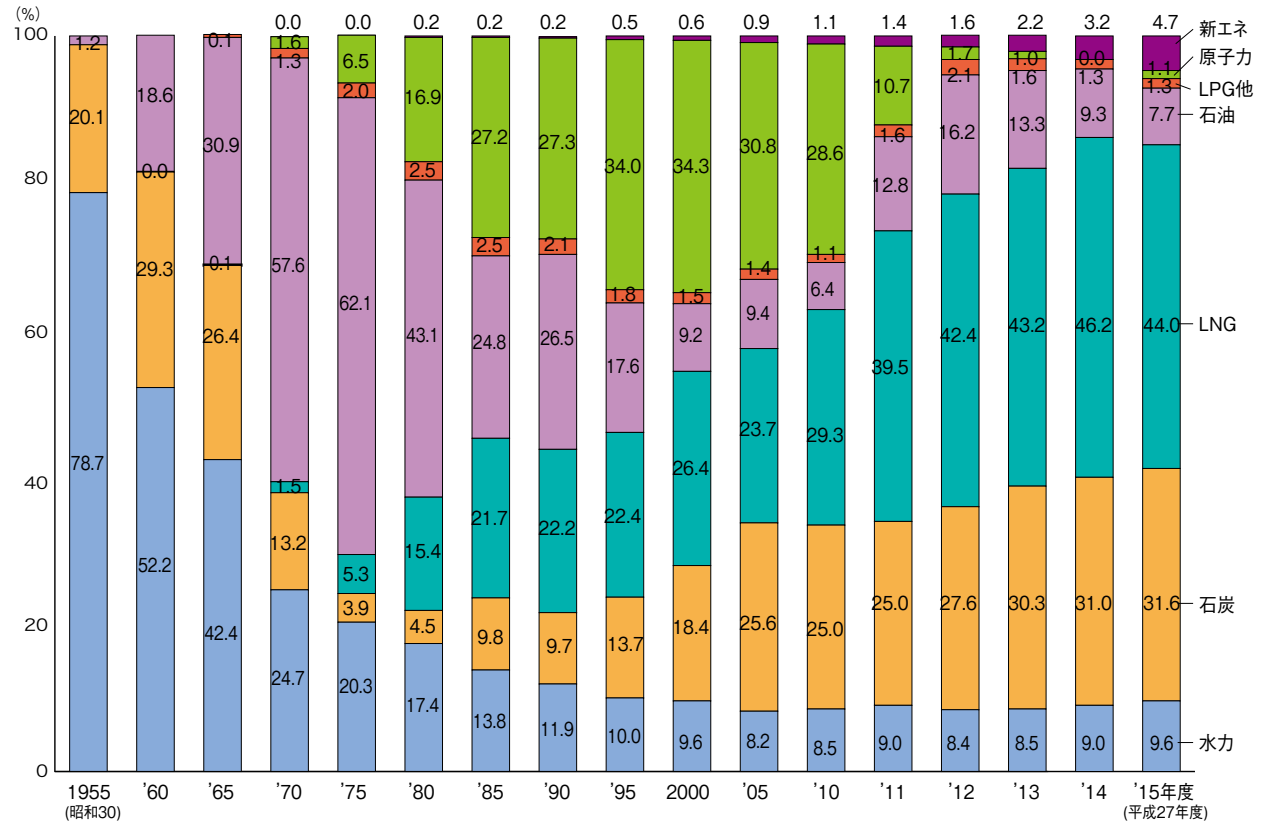
(出典) 電気事業連合会調べ

# b-13 電源構成比の推移 — ② 電源別発電電力量構成比

● 2015年度の構成比は、LNGが約44%、石炭が約32%、石油、水力が約9%、新エネが約5%、原子力が約1%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(10電力計(受電を含む))



(注) 1. 1970年度までは9電力計  
2. LPG他：LPG、その他ガス、地熱、新エネ

(出典) 電気事業連合会調べ

## b-14 送配電設備の地中化

- 2009年度以降は、「無電柱化に係るガイドライン」に沿って、従来から進めてきた市街地の幹線道路や歴史的町並みを保存すべき地区等、主要な非幹線道路に加えて、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、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。

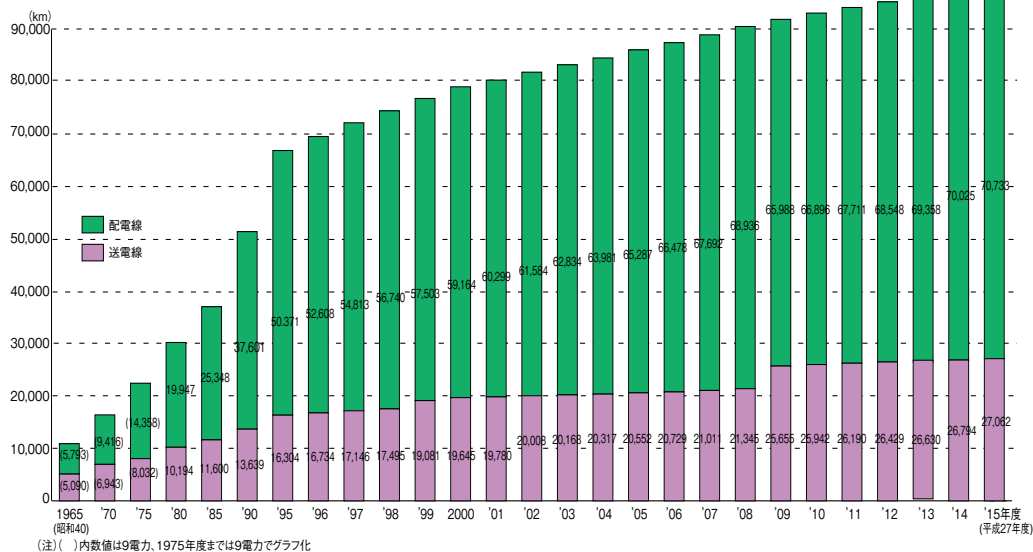
無電柱化については、都市景観や都市防災に加え、歩行空間のバリアフリー化、歴史的な街並みの保全等の観点からも、社会的要請は高まっている。

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年度以降は、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1,300km(2012年度末時点国交省調べ)の地中化を達成し、街づくりの一環として地域の理解と協力を得ながら、より効果の高い個所の整備を図ってきている。

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削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、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削減を図っていくが、引き続き、新たなコスト削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。



# b-15 電力損失

- 発電所で発生した電力がお客さまに届けられるまでの損失。
- 発電所内で使用する電力や送配電線の抵抗などにより、発電電力量の1割弱がロス。

電力損失とは、発電所で発生した電力が、お客さまに供給されるまでに発電所、変電所および送配電線においてその一部が失われることをいう。この失われる電力を合計したものが「総合損失電力」であり、総合損失電力量の発電電力量に対する比率を「総合損失率」という。電力損失が生ずる原因としては、送配電線の抵抗損、発電変電所の調相機損、変圧器の鉄損、銅損、送電線の漏れ損などがある。これら以外に、発電変電所においては給水ポンプ、圧油装置など補機類の運転および、変圧器、遮断器などの制御装置（配電盤、圧縮空気発生装置など）で消費される所内用電力がある。

総合損失率は次の計算式で算出される。

$$\text{総合損失率} = 1 - \frac{\text{使用電力量}}{\text{発電電力量}} \times 100 (\%)$$

● 電力総合損失率(10電力計)



- 送配電損失率の推移
- 総合損失率の推移

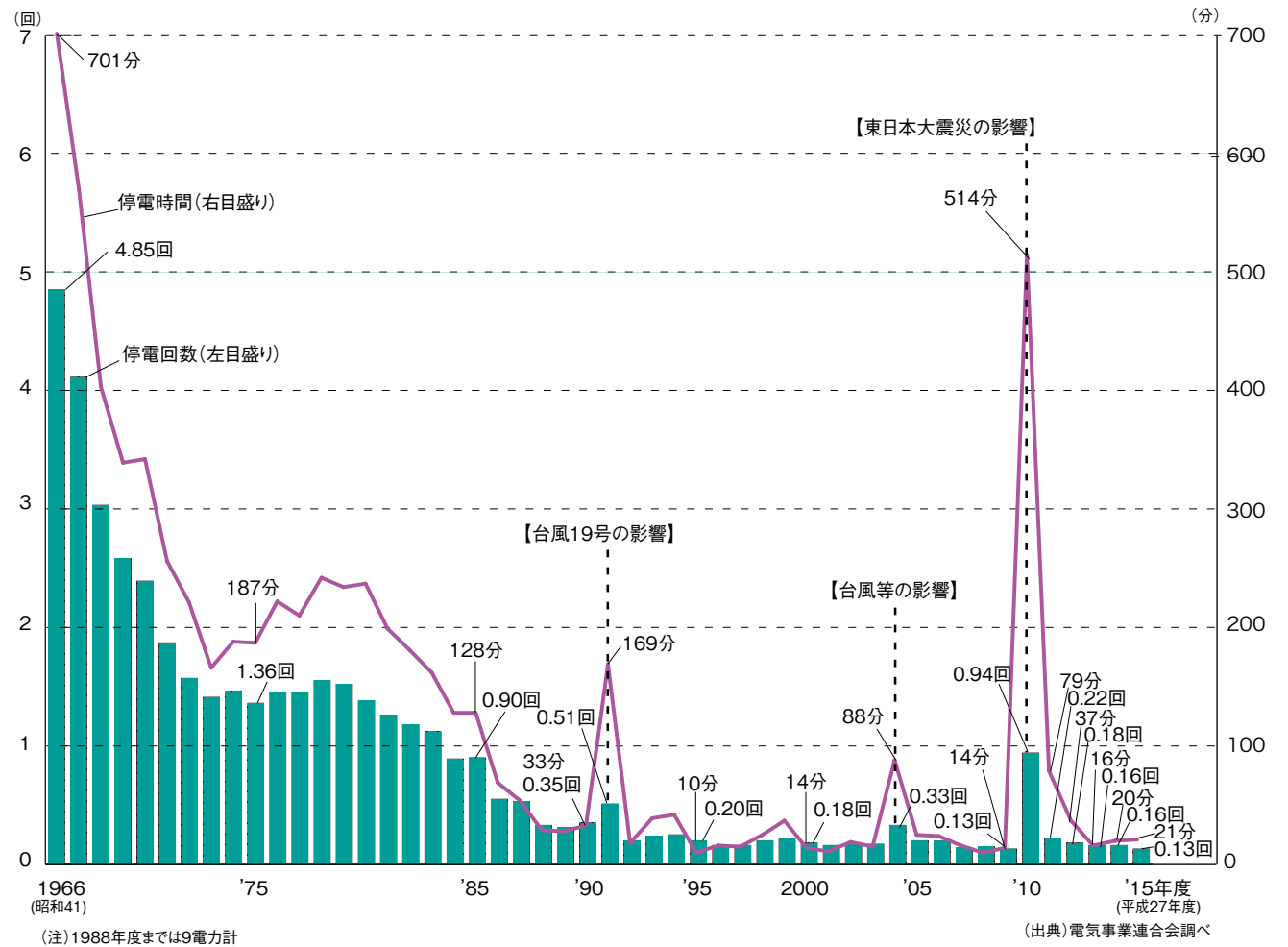
# b-16 停電時間と停電回数

- 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。

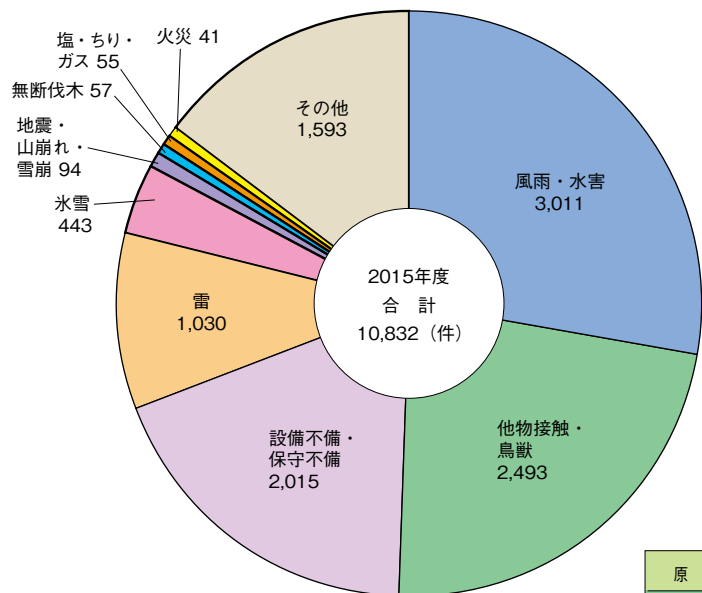
● お客さま1軒当たりの年間停電回数と停電時間の推移(10電力計)



# b-17 原因別電気事故件数

●原因別電気事故件数（高圧配電線路、送電線路・特別高圧配電線路）（10電力計）

※高圧配電線路については供給支障事故件数を計上



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
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
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
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
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
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
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
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
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
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
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
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

(出典) 電気事業連合会調べ