

寿命・核のごみ 細る原発



1面から続く

原発の現状はどうなっているのか。

2011年当時、原発は54基あった。東京電力福島第一原発事故後、各地の原発は順次運転を止め、12年には稼働原発がゼロに。その後は、新しい基準による原子力規制委員会の審査を通った原発だけが再稼働できるようになった。

（宮城県）が再稼働した。ほかに4基が審査を通過している。東電柏崎刈羽（新潟県）の2基と、北海道電力泊3号機、日本原子力発電東海第二（茨城県）だ。

一方で、電力会社が廃炉を決めた原発も少なくない。事故前に廃炉が決まっていたのは東海と中部電力浜岡（静岡県）2基の計3基だったが、その後には福島第一、福島第二の計10基を含む21基が加わった。

審査をクリアできずにいる原発や、審査を申請せず、廃炉にもなっていない原発もある。事故前から建設中だった原発はJパワー（電源開発）大間、東電東通（青森県）、中国電力島根3号機の3基あるが、規制委の審査を通ったものはない。

日本でも最初の商用原発は東海原発で、1966年に営業運転を始めた。高度成長とその後のおイリュックを背景に各地で原発の建設が進んだ。しかし、79年に米スリ

ーマイル島原発事故、86年に旧ソ連チェルノブイリ原発事故が起きたこともあり、原発への風当たりは強くなる。撤回に追い込まれる計画が出るなど、新たな場所への立地は厳しくなっていた。

福島事故後は一層、困難になった。運転中の原発にしても、いずれ寿命を迎える。

仮に60年稼働するとしても、建設ラッシュのころの原発は30年代から徐々に止まっていく。このため、国はすでに原発がある場所での建設を推し進めようとしている。関西電力美浜原発（福井県）では、新原発の建設の検討に向けた地質調査が始まった。

再エネ 太陽光12年で20倍

エネルギー基本計画で、原発とともに「最大限活用する」とされた再エネは、主力電源になる可能性がある高まっている。

政府は福島第一原発事故の後、再エネの導入を強力に後押ししてきた。当時はコストが高かったため、再エネの電気を電力会社が一定期間定額で買う「固定価格買い取り制度」（FIT）を2012年に導入。そこから20年間に導入。立地の制約が少なく、設置工事も

この間、最も増えたのは太陽光だ。23年度の発電量は11年度と比べて約20倍になった。立地の制約が少なく、設置工事も

容量の8割が埋まった状態にある。原発敷地の内外で貯蔵施設の整備が進むものの、見通しが立っていない電力会社もある。

最終的に生じる「核のごみ」（高レベル放射性廃棄物）は、10万年にわたって地下に隔離しなければならぬ。その処分地選びも進んでいない。

02年に自治体の公募が始まったものの、調査に着手できない状況が続いた。現在は2026年度の完成が目標だが、思うように進むかはわからない。

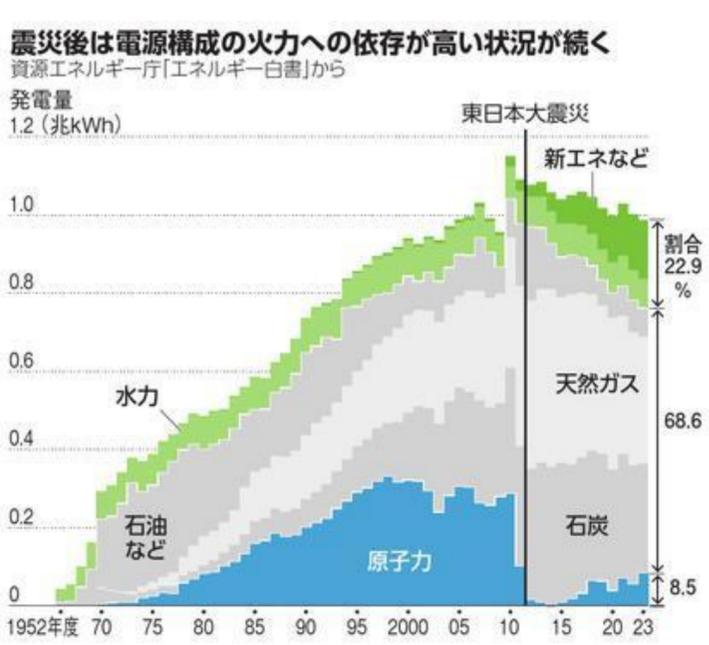
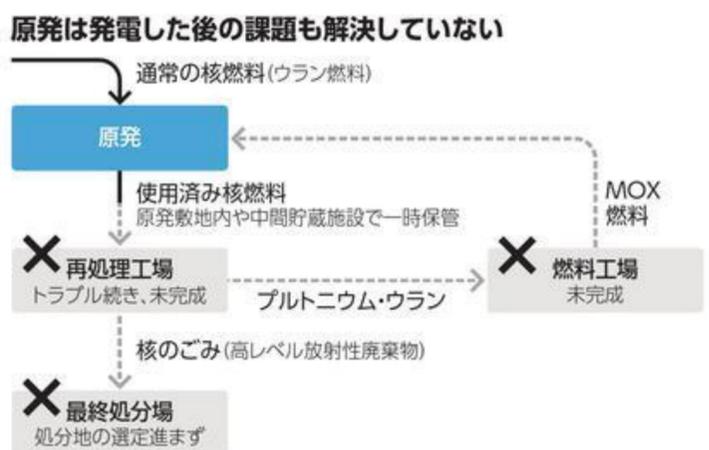
このサイクルが回らず、原発の燃料貯蔵プールから使用済み燃料を運び出し、プルトニウムやウランを取り出すことになっていく。これを燃料にする。現在、全体で貯蔵

海に囲まれた日本の特性を生かした洋上風力もポテンシャルは高い。洋上は強い風が安定して吹き、陸上より風車を大型化させやすい。太陽光や風力は季節や天候によって発電量が変動するため、それを補う蓄電池も導入が進み、コストも下がっている。（新田哲史）



2025年時点の原発稼働状況
資源エネルギー庁などの公開資料から

再稼働済	停止	廃炉	
北海道電力	1 泊	●●●●	
電源開発	2 大間	(建設中)	
東北電力	3 東北電東通	●	
	4 女川	●	×
	5 東電東通	(建設中)	
東京電力	6 福島第一		XXXX
	7 福島第二		XXXX
	8 柏崎刈羽	●●●●●●	
日本原子力発電	9 東海・東海第二	●	×
	10 敦賀	●	×
中部電力	11 浜岡	●●●●	XX
北陸電力	12 志賀	●●	
	13 美浜	●●●●	XX
関西電力	14 大飯	●●●●●●	XX
	15 高浜	●●●●●●	
四国電力	16 伊方	●●●●	XX
中国電力	17 島根	●●●●	×
九州電力	18 玄海	●●●●	XX
	19 川内	●●●●	



将来目標とする構成割合
資源エネルギー庁「エネルギー基本計画」から

	原発	火力	再生可能エネルギー
2030年度	20~22%	41	36~38
2040年度	20%程度	30~40	40~50

電源構成 火力69%高止まり

電気をどのような発電手段でまかなうのかを示す「電源構成」は、時代とともに変化してきた。戦後しばらくは電力供給の中心を担ったのは、水力発電や石炭・石油を燃料とした火力発電だった。だが、1970年代に2度のオイルショックを経て、石油依存への危機感が高まり、原発や液

化天然ガス(LNG)火力の導入が本格化。2010年度には、原発が25%、火力が65%、水力を含む再生可能エネルギーが10%を占めた。

だが、11年3月の東日本大震災と東京電力福島第一原発事故を機に、原発は順次停止。その穴を埋めたのは火力

の9割近くを担った。その後、15年度から原発の再稼働が進み、再エネも少しずつ普及していった。その結果、23年度現在では、原発9%、再エネ23%、火力69%となった。ただ、依然として火力への依存度は高い。

政府は温室効果ガスの排出量を50年に実質ゼロにするという目標の実現にむけて、「脱火力」を進める考えだ。そのため、発電時に二酸化炭素(CO2)を出さない原発と再エネを「脱炭素電源」と捉え、ともに「最大限活用」する方針だ。

発電方法 コストは

建設費や燃料費も含めたトータルで見ると、どの発電方法が安いのか。米投資銀行ラザードが発電方法別のコストを毎年算定している。その推移をみると、この15年間で最も大きな変化があったのが再エネだ。2009年に発電施設をつくった場合と、いま(25年)つくる場合のコストを比較すると、太陽光は約6分の1、陸上風力は約半分になった。福島の原発事故をきっかけに各国で導入が広がり、技術開発や量産化が進んだためだ。

石炭やガス火力はウクライナ侵襲による燃料価格の高騰で、コストも増えている。原発も建設費上昇で1.5倍に。イギリスの研究機関ブルームバーグNEFによる発電コストのデータでも、おおむね同じ結果が示されている。ただ、経済産業省が24年に公表した試算では、原発が事業用太陽光に次いで安いとの結果だった。海外の試算と大きく違う理由は、建設費の算定の仕方だとみられる。経産省は原発の新設費を1基あたり7200億円としたが、欧米で建設中か近年運転開始した原発は2兆円を超えるものが多い。「経産省の試算は最新の動向を踏まえたものになっていない」との指摘がある。（新田哲史）