

原発・核燃料サイクルをめぐる新たな動き

1. 電力部分自由化の結果と完全自由化への動き

(1)新規参入者(IPP、PPS)の販売電力量は電力10社販売電力量の0.39%にすぎないが、インパクトは大きい
1999.5電気事業法(事業規制)改正による小売部分自由化、2000.3.21施行

2万V特別高圧系統以上、2000kW以上への供給自由化。自由化対象の特高産業・業務用電力は全電力量の28%、電力収入の20%。産業用の58%を占めるが、中小規模工場やコンビニは除外。業務用の15%を占めるが、中小ビルやスーパーは除外。特定規模電気事業者PPSは10電力会社の送電網を使うが、ネットワーク利用は当事者間の交渉優先・事後規制で、託送料金に送電設備の改修コストを明記し、負荷率当利用形態も勘案して利用者間で公平に負担し、事業者は電力会社の給電指令に従う。

10電力会社の電力需要家(1996年度 総販売電力量は7746億kWh、14兆5499億円)

	電 圧	契 約	口 数	電力量	単 価	電力収入	備 考
特高産業用	2.2万V以上	2000kW以上	6千口	25%	12円	2.2兆円	大規模工場、鉄道
高 圧 B	6600V	500～2000kW	2万口	9%	15円	1.1兆円	中規模工場
高 圧 A	6600V	50～500kW	27万口	9%	16円	1.1兆円	小規模工場
低 圧	200V	50kW未満	662万口	5%	26円	1.0兆円	小規模工場、コンビニ
特高業務用	2.2万V以上	2000kW以上	2千口	3%	21円	0.7兆円	デパート、大病院、オフィスビル
高圧業務用	6600V	50～2000kW	42万口	19%	21円	2.8兆円	スーパー、中小ビル
電 灯	100V	50kW未満	6,672万口	30%	25円	5.5兆円	家庭

一般電気事業者：全国10電力(九電力+沖縄電力)

卸電気事業者：1995年電気事業法改正で200万kW以上の発電設備を持ち一般電気事業者へ卸売する事業者。

日本原子力発電、電源開発、上越共同火力発電(株)。特定電気事業者として卸事業を行う。

卸供給事業者：電気事業者以外で電気の卸売を行う事業者。いわゆるIPP(Independent Power Producer)。

特定規模電気事業者PPSとして登録すれば小売事業が行える。PPSは現在9社約109万kW、うち供給実施は6社7100万kWhで、電力10社販売電力量の0.39%。

最大の課題は電源確保。送電線の賃料は約3円/kWhで小売料金の25～30%を占め、電力会社との補填契約による補填料金も必要になるため、IPPは不利。電力独占地域を越境すると、振替料金が約30銭/kWhかかるため、電力会社間の競争は少なかったが、4月からの東電の大幅値下げで事態は変わる。(日経3/21,22)

特定規模電気事業者PPS

大王製紙：電源50万kW(大王製紙三島工場)、供給先は大成製紙

ダイヤモンドパワー 三菱商事出資：電源20.7万kW(三菱化学四日市事業所12.23万kW、鹿島北共同発電3.5万kW、港清掃工場22,000kW、NKK京浜製鉄所20,000kWなど)、供給先は経済産業省、NKK本社ビル、日産自動車本社ビル、高島屋、三菱地所ビル、ダイエー、イオン、ロイヤルパークホテル、イオン、イトーヨーカ堂、三重県庁、トヨタ名古屋ビルなど

エネット(NTTファシリティーズ、東京ガス、大阪ガス出資)：電源9.3万kW(旭化成川崎支社35,800kW、エネット茨城発電所21,900kW、日本製紙都島工場21,400kW、旭カーボン10,000kWなど：2002春以降23.25万kW追加予定、東京ガスベイパワー100,000kW、エネット発電所35,000+97,500kW)、供給先は大阪府庁舎、NTTグループビル、大阪ガス本社ビル、イトーヨーカ堂、トステム本社ビル、丸井など

サミットエナジー 住友商事、住友共同電力出資：電源5.4万kW(住友共電新居浜西火力発電所50,000kWなど)、供給先は住友商事大阪本社ビル、名古屋市庁舎、高島屋、岐阜県庁、住友化学工業など

イーレックス セントラル短資、三井物産、日本興業銀行など出資：電源4.3万kW(旭化成延岡支社33,000kW、日立製作所勝田工場9,995kW)、供給先は鹿児島県庁、大分県庁、九州松下、三越、西友、イオン、ダイエーなど

新日鉄：電源3.1万kW(旭硝子北九州工場19,000kW、東邦レーヨン三島工場8,000など、※NSエネルギー袖ヶ浦50,000kWが2003/4運転開始予定)、供給先は福岡市庁舎、トヨタ東京本社ビル、九州大学、スペースワールド、三菱地所ビル、ゆめタウン筑紫野、アジア太平洋インポートマート、三井不動産など

旭硝子：電源4.1万kW(旭硝子北九州工場)、新日鉄に卸供給

丸紅：電源3.2万kW(三峰川電力)、供給先なし

サニックス 事業開始予定2002/8/1、電源7.4万kW(サニックス苫小牧発電所)

(2)発電自由化で分散型電源が急速に普及し始める

高圧・低圧需要家が、100～数千kWのガス自家発電設備を導入して自家発電事業者になるケースが増える。東電管内では、自家発電増設が20数万kWで、PPSの13万kWを超える。数千kW級自家発電設備を従来価格の1/3で売り込む攻勢が活発化し、「現行契約から20%削減」を求める需要家に一般電気事業者は応じきれない。

再生可能エネルギーの導入：新エネルギー(廃棄物発電などを含む)には気を付けろ！

2002.3.15 「電気事業者による新エネルギー利用特別措置法案」を閣議決定。環境省らがゴミ発電が増えゴミ減量に逆行すると難色、条文の目的に「環境保全」を加え、「経済産業相が環境、農水、国土交通の各大臣と協議する」ことを盛り込んで妥協が成立。

太陽電池補助制度：政府目標は2010年度480万kWだが、現時点では1/10程度。家庭用3kWの設備費約250万円で36万円を新エネルギー財団NEFから助成。設備費が1994年約200万円/kWから2001年約80万円/kWへ下がったこともあり、補助件数は1994年度500件から2001年度2.8万件へ急増。2002年度に補助制度を見直し、利用者の負担が増える可能性もあるが、太陽熱利用を補助対象にする予定。世界シェア19%のシャープは、生産能力を94MWから2002年度中に200MWへ増強し、コストダウンをはかる。三洋電機は、33MWから2005年度に120MWへ増強、2002年度から輸出開始、クボタハウスを昨年末買収し、屋根材と一体化させた太陽電池を普及させる方針。京セラは、太陽光と太陽熱の複合型を売り込む。(朝日2002/3/29)

参考：再生可能エネルギーの導入実績・見通し/目標の占める割合(総合資源エネルギー調査会 新エネルギー部会「新エネルギー部会報告書 ～今後の新エネルギー対策のあり方について～」2001年6月、p.9)

	一次エネルギー総供給に占める再生可能エネルギーの割合	
	1998年度実績	2010年度見通し/目標
日本	4.9% (※1)	7%程度
米国	7.0%	6.9%
EU	5.3%	11.6%

(※1) 1999年度実績値。

(備考) 2010年度見通し/目標については、米国の数値はエネルギー省統計局による見通し的な試算値である一方、EUの数値は欧州委員会で策定した政治的目標的な値であり、位置付けが異なることに留意が必要。

新エネルギー導入の現状 (同上p.4)

(供給サイドの新エネルギー)

	1996年度実績		1999年度実績		1999/1996年度比
	原油換算 万kl	設備容量 万kW	原油換算 万kl	設備容量 万kW	
太陽光発電	1.4	5.5	5.3	20.9	約4倍
風力発電	0.6	1.4	3.5	8.3	約5倍
太陽熱利用	130	—	98	—	▲25%
温度差エネルギー等	3.3	—	4.1	—	約1.3倍
廃棄物発電	91	76	120	98	約1.3倍
廃棄物熱利用	4.4	—	4.4	—	横這い
黒液・廃材等	477	—	457	—	▲5%
新エネルギー供給計(一次エネルギー総供給/構成比)	708 (1.2%)	—	693 (1.2%)	—	
一次エネルギー総供給	約5.97億kl		約5.93億kl		

(需要サイドの新エネルギー)

	1996年度実績	1999年度実績	1999/1996年度比
クリーンエネルギー自動車(※)	1.2万台	6.5万台	約5倍
天然ガスコジェネレーション	100万kW	151万kW	約1.5倍
燃料電池	1.6万kW	1.2万kW	▲25%

※ 需要サイドの新エネルギーである電気自動車、ハイブリッド自動車、天然ガス自動車、メタノール自動車、更にディーゼル代替LPガス自動車を含む。

(参考) 代表的な新エネルギーの経済性試算例 (同上p.12)

(注) 本試算は、主に1999年度に導入された事業における設備費の平均値等を用いて一定の前提をおいて試算したもの。

新エネルギーの種類		発電/熱利用コスト	新エネルギー/ 競合エネルギー	前提とした 競合エネルギーコスト
太陽光発電	住宅用	平均値 66円/kWh	約 3.0倍 約16.5倍	家庭用電灯単価 23.3 円/kWh 燃料費相当 4.0 円/kWh(*2)
		トップ値 46円/kWh	約 2.0倍 約11.5倍	家庭用電灯単価 23.3 円/kWh 燃料費相当 4.0 円/kWh
	非住宅用	平均値 73円/kWh	約 3.5倍 約18.3倍	業務用電力単価 20.0 円/kWh 燃料費相当 4.0 円/kWh
風力発電	大規模	10～14円/kWh	約1.4～2倍 約2.5～3.5倍	火力発電単価 7.3 円/kWh 燃料費相当 4.0 円/kWh
	中小規模	18～24円/kWh	約2.5～3倍 約4.5～6倍	火力発電単価 7.3 円/kWh 燃料費相当 4.0 円/kWh
廃棄物発電	大規模	9～11円/kWh	約1.2～1.5倍	火力発電単価 7.3 円/kWh
	中小規模	11～12円/kWh	約1.5倍	火力発電単価 7.3 円/kWh
燃料電池(りん酸形)		22円/kWh(*1)	約1.1倍	業務用電力単価：20.0 円/kWh
ソーラーシステム		28円/Mcal	約1～3倍	9.0～27.3円/Mcal(*3)
未利用エネルギー(温度差エネルギー及び廃棄物熱利用)		10円/MJ	約1.1倍	熱供給コスト(ガス等を使用した場合) 9.0円/MJ

*1 : 廃熱利用メリットを考慮した上の数値。

*2 : 燃料費相当(4.0 円/kWh)は、気象条件等により出力が不安定な太陽光発電、風力発電を導入する際の電力会社の回避可能原価として設定したもの。

*3 : ソーラーシステムの競合エネルギーコストは、灯油、都市ガス、LPG等の給湯効率を考慮した熱利用単価。それぞれ、灯油料金(9.0 円/Mcal)、都市ガス料金(18.5 円/Mcal)、LPG 料金(27.3 円/Mcal)。

(3)2003年を目処とする電力自由化制度の検証が始まる

総合規制改革会議

2001.11.29規制改革に関する意見書を首相へ提出、電力自由化範囲の拡大、発送電分離を含む送電部門と他部門との情報遮断の厳格化を求める。

経済財政諮問会議

特殊法人改革と並んで規制改革を課題とし、電力・エネルギーも検討項目に入る

経済産業省

総合資源エネルギー調査会電気事業分科会：2001.11から検証作業を開始

2002/3/7朝日 約5年後に電力・都市ガスの家庭用を含めて完全自由化の見通し。難色を示していた東京電力が受け入れ、経済産業省が発送電の組織分離を見送り。4月以降の電気事業分科会で提案の予定。

組織・運用分離

法人格・所有権とも分離：イギリス、スウェーデン、フィンランド

法人格のみ分離：イタリア、スペイン、オーストリア、米カリフォルニア州、米ニューヨーク州

運用分離のみ

会計・運営両面分離：ドイツ、フランス、米テキサス州、米ペンシルベニア州

2002/3/8日経 経済産業省は送電設備の運営部門を切り離して外部に新設する中立機関(事業区域毎の公益法人)へ移す方針を固め、電力業界と調整に入る。

・欧州連合EU首脳会議(2002.3.16)で2004年までの企業向け電力市場開放(小売り自由化)の議長総括を採択。

仏の反対(3/14にEDF労組2万人が電力自由化反対デモ)で土壇場まで調整し、家庭向け自由化の決定は1年先送り。イギリスは、1990年の第1次電力自由化で電力市場を発電・送電・配電・小売りに分割、公営中央発電局をナショナル・パワー(現イノジー)、パワージェン、ブリティッシュ・エナジーに3分割、その後、約50社が新規参入した。しかし、英発電トップのイノジーは独RWEに31億ポンド(5800億円)で買収され、2位のパワージェンは独最大手のエーオンに96億ポンド(1.8兆円)で買収された。これらの買収により、独RWEは英国発電市場で1位、欧州発電市場では伊電力公社を抜いて仏EDFにつぐ2位、欧州電力小売市場では、仏EDF、独エーオン、独RWEの順で3位。

イギリスでは発電市場の大半を独など外資に委ね、配電市場も12社が9社に集約され、うち6社は米・仏・独の外資に買収された。電力産業の雇用は15万人から7.5万人へ半減し、卸売価格は1990年比50%減、小売価格は20%減。コンビニでキーホルダーに電気使用権を書き込む方式の電気料金前払い制を導入、口座振り込みより45%高いが、支払遅延者に小売り会社が強制している。

・原発新增設の結果、電力会社の自己資本比率は製造業平均の1/3程度と非常に低く、財務内容が悪い

自己資本比率(1997年度)は、製造業全体で42.3%、輸送用機械では48.7%と高く、化学工業でさえ45.9%に対し、東京電力10.6%、関西電力15.5%、中部電力14.8%と極めて低い。当面の競争相手である都市ガス大手3社(東京ガス、大阪ガス、東邦ガス)は平均30.2%、電力自由化で参入しようとしている鉄鋼業も平均30.3%であり、電力会社はその半分以下にすぎない。関西電力の自己資本比率は1965年には37.9%と高かったが、高度成長期の原発等の設備投資で年々低下し、半分以下になった。

	自己資本比率(1997年度)	借入金総額(1998年度末)	平均金利	総資本利益率	総資本回転率
東京電力	10.6%	10兆4819億円	4.49%	0.66%	0.36回
関西電力	15.5%	4兆6316億円	3.78%	0.75%	0.37回
中部電力	14.8%	4兆3957億円	4.91%	0.64%	0.35回

電力は設備投資を圧縮

	電源設備	流通設備	その他	合計	2002年度設備投資計画(億円)
1993年度	14,316億円	18,304億円	16,681億円	49,340億円(ピーク)	北海道 931(前年度比-9.6%)
1994年度	13,158	17,175	16,524	46,859	東北 2335(-11.5)
1995年度	12,319	16,177	15,922	44,420	東京 7978(-17.7)
1996年度	12,961	16,065	14,962	43,992	中部 3275(-7.0)
1997年度	10,161	15,313	14,703	40,178	北陸 1207(+17.0)
1998年度	8,666	13,220	13,645	35,531	関西 3611(-12.7)
1999年度	8,190	10,598	13,786	32,587	中国 1412(+22.5)
					四国 753(+5.5)
					九州 2625(-9.7)
2002年度供給計画				24,456(10.0%減)	沖縄 329(-7.1)

2002年度設備投資計画は、2兆4456億円で前年度比10%減、1993年ピーク時の半分以下の水準。原発建設中の北陸電力と建設計画中の中国電力、使用済核燃料を多く搬出する年になる四国電力以外は大幅減少。電力消費量は、1951年に現行電力体制になって以来初めて今年3月まで7ヶ月連続前年実績を下回る。2002～2011年度の電力需要の年平均伸び率も1.2%と予測、供給計画予測では過去最低水準。

関西電力：7ヶ所1230万kWの電源計画を1～5年先送り(御坊第2火力4基440万kWを2010年度以降へ3年以上延期、和歌山火力5基370万kWを4～5年延期、舞鶴火力2基180万kWを1～5年延期、金居原揚水発電38万kWを3年延期、新鳩谷12.7万kWを6年延期など)。他方、敦賀3号の2009年度76.9万kW受電計画を組み込み、敦賀原発増設計画の推進を平成12年度供給計画で初めて打ち出す。10万kW級小規模火力5ヶ所10基(大阪、春日出、尼崎第三など)を5年間運転停止。2000年度新規採用数半減(244人；前年度509人)など、2003年度末従業員数を1998年度末現員数から1000人程度削減。設備投資額を1999年度約6000億円から2000～2004年平均で5000億円以下に抑える(平成12年度経営効率化計画2000.3)。

2002.3.26の取締役会で海南発電所1号(45万kW、和歌山県海南市)と高砂発電所1号(45万kW、兵庫県高砂市)、計90万kWの運転を2002年度中に停止し、長期停止するよう決定。2002年度電力供給計画では、2011年度までの10年間の関電の販売電力量の年平均伸び率が過去最低の1.1%(昨年度見通しより0.3ポイント低)になる見込み。海南と高砂の2基は稼働期間が30年を超えて維持管理費が増え、発電効率が低いと停止の対象に(読売3/26)。3月末単純総資産7.06兆円で初の減少(前期末比1500億円減)、連結ベースでも減の見込み。単独設備投資額は4200億円程度で当初計画より300億円減。減価償却費4000億円弱、核燃料減損額540億円、電力需要減退を見越した発電設備除却損600億円で固定資産減少。社債発行を期初計画の2400億円から前期並の1500億円に圧縮、長期借入金1000億円以上を期限前に返済し、有利子負債残高4.3兆円で前期末比2500億円減(日経3/23)

2002.3.27 関電系電気設備工事業大手の「きんでん」が5月に電力部門で750人の希望退職を募集すると発表、2月末現在8384人の9%相当。全売上高の3割弱、電力部門売上高の8～9割を関電から受注。関電が2002～2004年に設備投資を年平均1100億円削減するため、配電工事などの受注減少を見越す(朝日3/28)。

東京電力：2000.4から3火力6発電機計250万kWを5年間停止(横浜4号、鹿島3・4、横須賀5・6・8)。

2005～2007年度電力供給開始の卸電力入札で落札した住友金属工業、太平洋セメント、トーメン、日立製作所、日立造船の5社へ発電開始時期の先送りを要請。

東京電力は2001.2.8、原発4基(福島第一7・8号と東通1・2号)を含む12発電所、27プラントの新增設計画を原則3～5年、またはそれ以上凍結すると発表。原発計画は、地元への配慮や二酸化炭素排出量の抑制などの見地から凍結対象とするかどうか判断する。景気低迷のほか、ガス冷房や自家発電の普及などにより、東京電力の最大電力は6000万kW手前で伸び悩む一方、発電能力はこの4年間で約500万kW増、7000万kWに達した。

◆東京電力の発電所建設計画◆

	発電所	所在	出力 万kW	運転開始予定
原発	福島第一7・8号	福島	各138	2006、2007
	東通1・2号	青森	各138.5	2010年度、 2010年度以降
石炭火力	常陸那珂1号	茨城	100	2003
	電発常陸那珂1号	茨城	100	2005
	広野5号	福島	60	2002
	広野6号	福島	60	2007
LNG	品川1号系列	東京	114	2001.03
	富津3・4号系列	千葉	各152	2001.10
	川崎1号系列	神奈川	150	2004.09
	川崎2号系列	神奈川	150	2012.14
揚水	葛野川	山梨	160	1999.10
	神流川	栃木	270	2004.11

今後の最大電力の伸びを1%台と予測、3～5年間凍結しても電力は不足しないと説明。

南直哉東電社長は9日、大間、福島第1の2原発(計4基)の新增設計画を予定通り推進すると発表。すでに原発計画が遅れ気味であることなども考慮し「積極的に先送りすることはない」(南社長)と判断。立地予定地の自治体の一部などが「原発も凍結対象なのか」と反発、南社長が釈明。南社長は原発計画について「地元の理解を得て、着実に開発するというのが私の持論」と強調、原発が地球温暖化ガスの排出抑制に貢献すること、エネルギー安定供給の確保などを挙げ、国策として進めるべきだと述べた。

2002.3末連結純利益が約1980億円に達し、過去2番目の高水準。2002～2004年の平均投資額を7400億円、ピーク時(1993年度1.68兆円)の半分以上へ圧縮、約10兆円の有利子負債圧縮も急ぐ。4月から業務用電気料金を13～14%大幅値下げ、1988年の燃料費下落還元値下げ以来の最大幅。ダイヤモンドパワーは現在、東電より2～5%安い、対抗値下げしなければ顧客を奪い返される。東北・中部電力との越境による競争も激化する。

・重電メーカーの再編

三菱重工：PWRの新規着工は1990年代なし、原子力部門売上高は最盛期の1/3～1/2。「今後の受注を見込んで、今は原子力以外の仕事をしてもらって人員を維持している状態。新規の仕事がないと苦しい」(三菱重工担当者)。関連会社を含め原子力関連従業員数は1980年代半ばの5000人規模から現在3500人へ減少。

2001年度末までに本体の6,000人削減中心にグループ全体で14,500人削減の計画。

日立：電力関連部門から情報サービス部門へ約1000人移動。2000年度中に分社化、本体で約7,000人削減計画。

東芝：2000.3月期決算が2期連続赤字、2002年度までに国内中心に従業員58,600人の15%、約9,000人を削減する計画。半導体部門を3,000人減の12,000人体制にし、国内需要が伸び悩む重電や産業機器部門も人員減。最盛期の1993年末の約74,900人から1/3減の5万人弱の体制へリストラ。

重電メーカーは、電力会社による設備投資減少で国内重電市場が縮小する中、米国での火力発電需要とくにガスタービン需要の増加に救われる。IT不況のため2002.3決算で、東芝2600億円、三菱電機700億円の当期損失だが、重電部門は国際的なガスタービン需要増などで営業黒字。電力需要停滞、原発立地難、電力自由化下での設備投資抑制のため国内市場が頭打ちの一方、中国・中東などでの需要拡大を期して、国際市場進出のため黒字のうちに統合へと動く。

2001年度中間連結決算

日立製作所：電力・産業システム売上高1兆1073億円(6%増)、営業利益267億円(46%増)

東芝：重電システム売上高5450億円(6%減)、営業利益170億円(3%減)

三菱電機：重電システム売上高3637億円(5%増)、営業利益125億円(357%増)

三菱重工：原動機が好調

2001.7 日立製作所、富士電機、明電舎が系統部門(発電所～消費者の電力ネットワークを守る機器)の一部と変電部門(電圧を変える変圧機器)で統合し、合併会社設立。

2002.3.1 三菱電機と東芝が重電(変電・系統)部門を統合し4月合併会社設立で合意。国内シェアは各2割で1、2位を争い、統合で1位4割になるが、公取委は国内シェア50%まで容認する方針に転換し、発表に至る。国際市場は約3兆円で、スイス・スウェーデンABB(16%)、仏アルストム(9%)、独シーメンス(8%)、日立・富士電機・明電舎グループ(6%)、三菱電機(4%)、東芝(4%)だが、統合で8%、2位グループになる。

・原発の発電コスト

第70回総合エネルギー調査会原子力部会資料「原子力発電の経済性について」(1999.12.16)

「耐用年発電原価」から「運転年数発電原価」へ変更。従来の耐用年発電原価では、原発は7.7円/kWh(16年)で、LNG火力7.0円/kWh(15年)に負け、石炭火力8.2円/kWh(15年)と同等。運転年数27年で6.5円/kWhでLNG火力と同一原価になり、これ以上長期の運転年数発電原価でないとLNG火力に負ける。

電 源	出 力	運転年数	設備利用率	運転年発電原価	除外された費用項目
原子力	130万kW	40年(16年)	80%(70%)	5.9円/kWh	電源三法交付金、原子力予算、地元協力金
LNG火力	150万kW	40年(15年)	80%(70%)	6.4円/kWh	C02排出抑制費0.08～1.0(3.0～7.6)円/kWh
石炭火力	90万kW	40年(15年)	80%(70%)	6.5円/kWh	C02排出抑制費0.14～1.8(5.7～14.2)円/kWh
石油火力	40万kW	40年(15年)	80%(70%)	10.2円/kWh	C02排出抑制費0.12～1.6(4.9～12.3)円/kWh
一般水力	1.5万kW	40年(40年)	45%(45%)	13.6円/kWh	

注：()内は1994年電気事業審議会需給部会での耐用年発電原価評価時の耐用年数と設備利用率

注：為替レート128.02円/\$ (1998年度平均値)、割引率3%で現在価値換算、燃料価格(1998年度平均値)は、LNG18902円/t、石炭\$38.8/t、石油\$13.13/bbl、燃料価格上昇率はIEA評価による。

注：原子力の燃焼度は4.5万MWD/t(1994年評価時は4.0万MWD/t)、炉内燃焼期間は5年(同4年)、ウラン濃縮度はPWR4.1%(同3.4%)、BWR3.8%(同3.0%)、熱効率34.5%(同33.0%)と高燃焼度化・長期連続運転を仮定。試算モデルは、1998年度燃料装荷、発電後国内再処理(1994年評価時は海外再処理)、中間貯蔵(同ナシ)と高レベル放射性廃棄物処分(同OECD/NEA試算値)は原子力部会試算値、を想定。減価償却には過去支出分の現在価値換算値を含むが、耐用年数16年で減価償却が済み、その後は大改修なく、40年間運転継続を仮定。原子力5.9円/kWhの内訳は、

2.3円/kWh：資本費(耐用年数16年の減価償却費、固定資産税、廃炉費等：漁業補償金は建設費に含む)

1.9円/kWh：運転維持費(修繕費(=帳簿原価×修繕費率、大改修費含まず)、一般管理費、事業税等)

1.7円/kWh：燃料費(核燃料サイクルコスト：詳細は下記の通り)

0.74円/kWh フロントエンド(鉱石調達・精鉱・転換に0.17、濃縮に0.27、再転換・成形加工に0.29)

2001年度に福井県で核燃料税率を7%から10%へ引き上げたが、これは算定外

0.63円/kWh 国内再処理

0.29円/kWh バックエンド (中間貯蔵0.03、廃棄物処理・処分0.25)

注：C02排出抑制費は無制限の排出権取引\$5～65/tの場合で、()内は国内取引価格\$200～500/tのみの場合

注：原子力関係予算(通産省関連分約1300億円)を1998年度原発発電量で割った参考値は0.39円/kWhになる。

1998年度の電源構成・発電電力量構成・設備利用率・営業費ベースの発電単価

電 源	電源構成	発電電力量構成	設備利用率	営業費ベースの発電原価
原子力	20.3%	36.3 %	84.2%	7.11円/kWh (利用率39.5%では14～15円/kWh)
LNG火力	24.9%	24.4 %	49.8%	9.39円/kWh (利用率84.2%では6～7円/kWh) (他火力とは、LPG、その他ガス)
石炭火力	11.1%	14.9 %	70.2%	
石油火力	21.8%	11.4 %	18.7%	
他 火力	1.8%	1.6 %	—	
水 力	19.8%	10.8 %	—	
地 熱	0.2%	0.4 %	—	

・廃炉費、再処理費、低レベル放射性廃棄物、原子力損害賠償保険金：原発発電原価に算入済、IPPとは独立

廃炉費は110万kW原発で450億円と見込んで引当金を積み立て、再処理費は6割相当分を引当金積み立て

・高レベル放射性廃棄物処分費：原発発電原価に今後加算、IPPとは独立

・使用済核燃料の中間貯蔵・管理・処分費：再処理引当金から転用？IPPとは独立

・電力業界は、原発立地と六ヶ所再処理工場への経済的支援策を政府に要求するための検討を開始

2002.2.7 経済産業省が原発立地電力会社に対し、初期投資が巨額で完成まで時間のかかる原発建設を補助金で後押しする方針を固める。今夏までに支給額等の詳細を決定し2004年度に実施する予定(福島民報2/8)

・電源開発の2003年度民営化

現在は、電源開発促進法に基づく特殊法人、2003年に法改正し、民営化(電力自由化の検証に合わせる方向)グループ社員を8000人から6000人へ削減、事業部制と執行役員制度の導入

既存卸電気事業の競争力を強化する一方、海外投資・エンジニアリングなどの「卸以外の事業で対応しなければ発展はない」と経営方針を転換。新事業分野で2005年度30億円、2008年度80億円の利益目標を立てる。

・日本原子力発電の将来像が焦点化

原発専門の卸発電事業、九電力の出資。

敦賀1(2010年まで運転)・2、東海原発(廃炉中)、東海第二、敦賀3・4号増設計画

2000.1.24 日本原電が「2000年度経営の基本方針」を発表、1999.8.20以降発電量ゼロの状態を「存在をも揺るがす危機的状況」と受け止め、発電ゼロの状況を早期に脱し、2000年度を「ゼロからのスタートの年」と位置づけ、原発の安全運転や敦賀3・4号増設計画の具体化などを柱に、「新たな企業像」の構築に向けて全力を傾注し、一層の発展を目指すという方針を打ち出す。敦賀3・4号2基で8300億円の建設費を建設工程の効率化と設計合理化等で低廉化を図り、東海の廃止措置計画を年内に取りまとめ、改良型BWR設計高度化、中間貯蔵を含む使用済み燃料対策、プルサーマル計画の着実な遂行を推進、将来を見据えて、FBR実用化戦略調査研究、中・小型炉研究開発に取り組み、日本原電の経営改革委員会が1997年から検討している将来構想を早期に取りまとめる。

・原発定期点検の効率化に向け、「エンジニアリングセンター」会社設立の動き

女川3号(1/30運転)含め52基の原発で、合計年間2～3千億円の定期点検等の補修・点検費用を1千億円程度削減したい意向。電力会社や重電メーカーが人員を出向、また、放射能汚染下の専門技術作業員をセンターに登録し、必要に応じて登録技能者を派遣する。

・原発立地点の地元受注の限界

全国原発立地市町村商工団体協議会(会長：北村敦賀市商工会議所会頭)の全国27商工団体調査結果：三菱総合研究所まとめ、2002.3.8発表(福井3/10)

団体回答

地元で電気事業者が要請する技術・品質管理能力を備えた企業が乏しい。

中小企業にとって取引ロットが大きすぎ、納期や取引条件が厳しい。

参入実績があっても、コスト削減要請への対応が困難。

元請け・下請けの受発注体制が固定化し参入障壁になっている。

半数が「地域産業構造や受注体制が未整備なため、地元受注割合を拡大できない」と回答

付属建屋、事務所工事、警備など原発本体とは離れた部門では「拡大できる」との回答もあった。

2. プルトニウム利用政策の行き詰まり

(1)海外再処理による返還プルトニウムの処理・処分問題

BNFL：MDF、SMP、周辺諸国・OSPAR

COGEMA・COMOX

セラフィールドMOX燃料加工工場SMP(120tMOX/年、1994.4建設着工、1998運転予定が2001.10操業認可へ延期)：海外顧客用に総工費3億ポンド(468億円)で建設中(原産1995/9/21)

2000.6.21 英政府がセラフィールドからの放射性物質の海洋放出を20年間で実質的に削減する計画素案を発表、9.22まで関係者に諮問し、年末までに最終版を策定する計画：2020年までに海洋放出による被曝を0.02mSv/年未満へ抑える。①マグノックス燃料生産停止により、ウラン濃縮・燃料製造からの液体廃棄物の99%以上削減(β 1TBq/年、 α 0.01TBq/年へ)、②原発閉鎖計画で、 β ・ γ 放出体放出量の60%削減(2TBq/年へ)、③マグノックス使用済核燃料再処理終了により、 α / β 放出体放出量の70%以上削減(30TBq/年へ)、④研究プログラムの廃止完了により β ・ γ 放出体放出量の72%削減(1TBq/年へ)、⑤兵器生産による廃液放出を2010年までにゼロに。セラフィールド施設からのテクネチウム99放出量を10TBq/年に抑える。THORPはマグノックス炉用再処理に比べ大幅に放出量は少ない。

2000.6.30 OSPAR会議で非再処理オプションを考慮するよう締約国政府に求める勧告決議を採択。英仏が棄権したため実効性はないが、15ヶ国+EUのうち、12ヶ国が賛成。

2001.10.3 英政府がSMPの本格操業を認可。標準事業ケースの40%の契約確保、政府委託独立調査機関は99%に達する確証も十分と評価。(原産01/10/11)

2001.12.3 国連海洋法裁判所(独ハンブルク)が、アイルランド政府による英SMPの操業許可差し止めの訴えを「緊急性がない」と退け、英政府にMOX燃料加工工場の環境への影響に関する情報公開を一層進めるよう要請し、両国政府で海洋汚染防止に協力するよう呼びかける(朝日12/5)

- 2001.12.19 保健安全管理局HSEがSMPでのプルトニウムを使った最終機器試験を認可、BNFLは翌日MOX燃料をSMPへ搬入し、最終機器試験の第1段階を開始(原産02/1/10)
- 2002.3.7 ジャコブ・アイルランド公共企業相が、日本から英国へのMOX燃料の返送に反対し、「2002.10以前にはこれ以上プルトニウム輸送はしない」と英国政府が昨年約束したことに反すると訴え、国連海洋法協議会で係争中であり、今年後半に国際海洋法裁判所主催のヒアリングが開かれる予定。
- 2002.3.9-10 第8回カリブ海共同体(CARICOM)・日本の協議会合(アルゼンチン)で、CARICOMは日本の新たな援助パッケージを歓迎しつつ、カリブ海をMOX燃料返送輸送船が通過することに反対(not welcome)を表明。アイルランド政府が数日前に輸送阻止の合法的な措置をとると表明したことに続く。1999年のMOX燃料輸送時には、カリブ海諸国、南米、南太平洋諸国の30ヶ国以上が反対している。今回は4月にもパシフィック・ペンテイル号とパシフィック・ティール号がバロー港を出港し、パナマ経由で日本へ向かう予定であり、7月にもMOX燃料の返送輸送が行われようとしている。
- 2002.3.15 オローク・アイルランド産業省が、アイルランド政府はセラフィールド再処理工場の閉鎖を求め、合法的な活動が続けることを決定したと発表、「セラフィールドは海洋生物に脅威であるだけではない。その操業継続はアイルランドのすべての男性、女性、子どもを脅かしている。直ちに閉鎖すべきだ。」と主張。ブレンド・ノルウェー環境相と会談後、オローク・アイルランド産業省は、「ノルウェーは独自の問題をかかえているが、我々は国民の健康と原子力事故の脅威についてより根本的な憂慮を抱いている。今週開けにも現在進行中のキャンペーンを大きく支援する」と述べた。ブレンド・ノルウェー環境相は、「BNFLが核物質をアイリッシュ海へ放出しながら、他方で、英国での地上保管は安全ではないと宣言するというのは全く耐えられない」と述べた。
- 2002.3.15BBC放送 英ブレア首相・チャールズ皇太子・セラフィールド工場宛の抗議ハガキを出すポストカード・キャンペーンがアイルランドで提起され、政府と企業に財政的支持が呼びかけられていることが明らかにされた。アーヘン・アイルランド首相はすでに予備的支持を打ち出し、アイルランド郵便局は130万のアイルランド家庭へ英国宛の手紙を届ける(受け取った市民が自分でハガキを出す)予定だという。スーパーや銀行でも1ユーロで販売されることになろう。
- 2002.3.20 ボンデヴィク・ノルウェー首相がテレビ放送で、夜のたいまつ行列に参加して英セラフィールドからの放射能放出に抗議するよう市民に呼びかけ、「これはデモに値する。参加者が多いほど良い」とあおる。第5回北海保護国際会議(3/20-21、ノルウェー、バーゲン市に北海沿岸10ヶ国首脳が出席)会場のホテルにセラフィールドの閉鎖を求める200人のたいまつ行列が押し寄せ、会議が30分中断、ミーチャー英環境相が外に出てデモ隊に英国の立場を説明、「過去15年間に放射能放出量は99%削減された」と主張。
- ノルウェーでは1986年のチェルノブイリ事故でトナカイや森でとれる食物が放射能汚染され、今なお問題になっている。それに加えて、1996年にセラフィールドでパイプを海中へ引き込んで放射能の海中放出を始めて以降、セラフィールドから放出されたテクネチウム99がノルウェー沿岸の海草やロブスターの放射能レベルが上昇し続けており、ブレンド環境相は昨年、セラフィールドは最も重要な問題だと指摘、漁業はノルウェー第2の輸出産業であり汚染されて続けるのを座視できないとし、SMPの操業に懸念を表明した。同環境相は今回の国際会議初日にミーチャー英環境相と2時間会談して、海草の汚染レベルは600Bqに達しEUの原子力災害時の子どもに対する食品の放射能制限値400Bqを超えていると指摘し、テクネチウムの海中放出中止を求めた。アイルランドとノルウェー両国は、テクネチウムの貯蔵・陸地処分を求めている。

ベルギー脱再処理 脱原発

原発運転中PWR7基591万kW(運開1975,75,75,82.83.85,85)

総発電量の60%(1992)、政府が原発増設計画を無期限延期(1988)、政府4与党が原発新設計画の無期限延期を再確認(1992.2)、政府3与党が段階的脱原発に基本合意(1999.7)、政府が閣議決定・法案提出へ(2002.3) ドール1～4号(PWR39.2;39.2;100.6;98.5万kW)とチアンジュ1～3号(PWR96.2;96.2;101.5万kW)の7基のうち、チアンジュ1号はフランスが67%を所有。ベルギーは仏ショーB1・2号の25%を所有。

ベルギー脱再処理への動き

1996.12現在、3PWRでMOX燃料187体、現在装荷中は、2PWRで36体のみ

BR-3(PWR11.2MWe,1987閉鎖) 151(1963～87):世界初のMOX燃料装荷(1994白書)

チュアンジュ2(PWR970MWe) 20(1995～)、ドール3(PWR1020MWe) 16(1995～)

1997年末MOX装荷状況

	単独	共有	計	MOX現状	最大可能MOX	
ELECTRABEL	2	5(SPE4, EDF1)	7	装荷2	2~3	ドール1~4、チアンジュ1~3
合計			7	装荷2	2~3	

(MOX装荷はドール3とチアンジュ2のみ)

ベルゴニュークリア社のデッセル工場で仏・独・スイス向けMOX燃料集合体400体を製造、能力拡大中

ラ・アーク再処理工場での再処理契約(1978締結)で、2000年までにPu4.6t回収、1993末以降返還予定、仏からの返還Puを5年間で消費しMOX燃料利用は終了という(「出口のない核燃料サイクル」原子力資料情報室パンフ1993.3) ベルギーは仏濃縮工場ユーロディフに11%出資して核燃料供給を確保し、仏COGEMAとフラマトム管理のベルギーFBFC施設でウラン燃料加工とMOX燃料集合体組立を行っている。

ベルギーの原発7基から使用済核燃料約120tHM/年発生、このうち60%だけ仏と再処理契約していたが、1992年以降、議会で議論し、1993年12月議会決議で、使用済核燃料の直接処分を将来検討、1990年の契約を少なくとも5年間凍結、1978年の契約は未履行分の外国売却など決める。デッセル新工場P1(外国向け40tHM/年、COGEMA60%出資、1997年フル操業計画)の認可が王室命令で1991.4に降りたが、王室命令が裁判で取り下げられ、無期限延期になる。

1987年のユーロケミック再処理工場閉鎖決定前に、ベルゴニュークリア社が仏COGEMAとMOX燃料販売会社COMMOX設立

1990頃 仏財閥スエズがベルギー最大財閥ソシエテ・ジェネラル・デ・ベルギーの主要株主になり、ベルギーの新聞と電力部門のすべてを握り、後に仏大企業がベルギーの核燃料サイクル施設を支配、ベルギーのバックエンド政策はパリで決まると言われるほど

1990.10 シナトムがCOGEMAと2000年以降の新再処理契約締結(225tU)、さらに1,800tU分の再処理枠のオプション入手(今後15年間の使用済み燃料相当、賠償なき解約の免責条項含む；1978年の旧契約の解約賠償金は280~500億ベルギーフラン(840~1500億円))

この頃、ベルゴニュークリア社が日本など海外顧客用にデッセル工場拡張認可を獲得、COGEMAが資金提供。

1992.5 国営電力会社エレクトラベル社、チアンジュ2号とドール3号(PWR 各90万kW)で1994.4からのMOX燃料装荷を申請(原産1993/6/17)

1993.6.11 「使用済み燃料は再処理しMOX燃料で再利用が望ましい」「安全性、公衆の保護、環境、経済性面から最良の長期戦略が必要」との政府声明を議会(6月末開会)へ提出、政府首脳は長期的にみて再処理と直接処分の決定は留保する必要有との見解、7月末の議会エネルギー委員会での審議終了を待ち政府の最終決定を予定(原産6/17)

1993.12 国会勧告、政府受諾：①5年以内にバックエンド政策を見直す、②1990年新再処理契約の凍結、③使用済燃料貯蔵施設の原発サイト内増設、④1978年再処理契約は高い賠償金のため実施し、抽出Puはそのままの貯蔵が危険なため国内原発でのMOX燃料使用もありうる。軽水炉2基へのMOX燃料装荷を承認(1994白書)

1998.12.8 ベルギー政府がエネルギー政策の大幅見直しを決定。凍結中の1991年の再処理契約(シナトム社とCOGEMA、チアンジュ原発225t分+15年間に120t再処理のオプション、違約金支払不要期限12/23の直前)を破棄(12.4閣議決定)。ドール原発(1~4号、PWR39.2、39.2、100.6、98.5万kW；1975.2、75.12、82.10、85.7運開)の再処理は現行契約を容認。使用済燃料処分法の技術・経済調査を実施中、1年後の調査結果に基づき最終判断の予定。また、欧州電力市場規制緩和に合わせ、委員会を近々設置し、将来のエネルギー政策の報告書を作成(原産12/17)

1999/2/11原産 ベルギー政府が将来のエネルギー政策見直しのための特別委員会を発足、18ヶ月調査し報告書作成。

ベルギー脱原発への動き

1999/7/15原産 6月の総選挙で150議席中94議席を占めた3政党(自由主義政党41、社会主義政党33、緑の党20)の「赤と青と緑の連立政権」が、原発の最大運転年数40年で合意。ドール1・2号とチアンジュ1号は2014年と2015年に閉鎖。新規炉で更新されなければ2025年に脱原子力が完了する予定。

2000.12.18 政府特別委員会(ポンスレ前エネルギー相が2月に電力関係者ら16名の専門家に委託)が原子力オプションを維持すべきだとの報告書を提出：①原発の早期閉鎖を正当化する科学的・技術的根拠はない、再処理禁止も考え直すべき、②2010年までの燃料・投資費等発電コストは大型PWRで1.28ベルギーフラン/kWh、コンバインド・ガス発電の1.74ベルギーフランより安い、③再生可能エネルギーの潜在能力は限られている

(太陽光発電は2020年まで除外、風力は2010年までに最大6%、バイオマス発電最大4%)、④天然ガス発電にはかなりの潜在力があるが、原子力を保管する程度であり、原子力を代替できない。現エネ相デレーゼ氏の招集した審査チームが審査中だが、メンバーは全員反原子力派とのうわさが高く、ボンブレ前エネ相は危惧。

2002.3.1 ベルギー政府が、現在運転中の7原発を40年の使用期限が来ても更新せず2025年までに原発を全廃する方針を閣議決定。発電量の58%を原発が占めるため、大災害などの緊急時には運転再開もあり得るとの条件付き。今後、法案が議会へ送付され、承認される見込み。ベルギーは天然資源に乏しいが、節電、天然ガス、水力、風力、太陽など自然エネルギーで需要を賄う方針。フェルホフスタット首相が政権樹立後の1999.7、2025年までの段階的廃止を与党で基本合意していたが、電力業界の反対で具体化は進んでいなかった。

(2)六ヶ所再処理工場で高騰する建設・運転・管理・解体処分費

再処理施設(再処理能力800t/年、2005.7操業開始予定)、使用済み燃料貯蔵プール(貯蔵能力3,000t)

1987年4月に日本原燃サービス(日本原燃の前身)が仏SGN社(サンゴバン社が1977年COGEMAに吸収されたもの)と再処理工場主工程施設の中核技術導入のための技術移転契約を締結している。

1992.12.24 政府が下北再処理工場建設許可し、日本原燃に事業指定書を交付

1993.4.28 着工:使用済核燃料受け入れ・貯蔵管理建屋等の工事

1996.4.24 日本原燃が再処理施設の基本設計変更許可申請と事業計画変更申請。①精製施設一段化、②低レベル廃液処理施設統合化、③高レベル廃液貯蔵施設の移設、④使用済核燃料輸送容器保守設備の増強など、総工事費は当初8400億円から1兆8800億円(直接費1兆6000億円+間接費2800億円)に上昇。工事費増加要因は、三沢基地航空機対策・耐震性確保のためコンクリート量等増、放出放射能低減・保障措置対策の設備費増、設工認申請用設計費増などで2000億円。UP3にないU・Pu混合脱硝設備等や使用済核燃料受入施設増強等で2100億円。設計変更・追加設計等で1200億円。物価上昇や日仏物価水準の差等で5000億円。(原産4/25、2/8)

1996.12.26 科技庁が、U・Pu溶液に含まれる不純物除去の精製施設を2段階から1段階へ簡素化し、高レベル廃液貯蔵タンク16基を8基へ削減させる日本原燃の合理化申請を承認、原子力安全委へダブルチェック諮問(原産97/1/9)

1997.1.27 青森県、六ヶ所村が日本原燃に貯蔵プールへの百体、32tの試験搬入(BWR44体、PWR56体)に係る安全協定案を提示、同時に県は「再処理事業の確実な実施が著しく困難となった場合には、青森県、六ヶ所村及び日本原燃株式会社が協議のうえ、日本原燃株式会社は、使用済み燃料の施設外への搬出を含め、速やかに必要かつ適切な措置を講ずるものとする」(全文)との覚書案を提示(原産1/30)

1998.7.24 核燃料サイクル協議会で、木村知事が堀内通産相と谷垣科技庁長官に対し、①青森県を高レベル廃棄物の最終処分場にしない、②原子力レスキュー隊の設立、プルサーマル計画の見通し、④電気料金割引の全県適用、⑤県民の健康不安への対応の5項目を中心に国の取り組みを確認、県の要望がかなり通っていると国の努力を高く評価(原産7/30)

1998.7.29 青森県、六ヶ所村が32tの使用済燃料試験搬入に関し、日本原燃と安全協定を締結、「再処理に問題が生じたら使用済燃料を施設外へ搬出する」との覚書:9月以降搬入を計画。昨年1月の安全協定案段階では、1997年度に試験用32t(BWR44体8t、PWR56体24t)を含め150t受け入れる計画だった。

1999.4.26 六ヶ所再処理工場完成を2年半延期(1993.4着工、2005.7操業開始へ6回目の延期):建設工事の遅れ(昨年度末進捗率13%)、航空機「F4EJ改」配備や新地盤データ取り入れに伴う評価・検討。総工事費が1兆8800億円から2兆1400億円へ上昇(2600億円、14%の増加:直接工事費増1400億円、利子増1000億円、人件費等増200億円)。使用済核燃料の貯蔵計画は「竣工までに1600t、年間再処理量800tの段階で2600t」で変更なし。使用済核燃料受入計画は、1999年度124tU、2000年度250tU、2001年度250tU、以後2005年竣工時1600tUになるよう段階的に増加。

1999.12.3 科技庁が使用済燃料受入・貯蔵施設の使用前検査合格証を交付、同日付けで再処理事業開始。

2000.11.29 日本原燃と六ヶ所村と隣接6市町村が、使用済核燃料搬入の安全協定および既存施設の協定の一部を変更する覚書(隣接市町村独自の立ち入り調査権、積極的な情報公開、施設新設等の事前了解の報告義務)を締結。

2000.12.19 六ヶ所再処理工場への第1回目の使用済核燃料搬入(東海第二と福島第二の計140体、約24t)

2001.4 前処理工程の通水試験開始。2003.2に化学試験で本格的な試運転、2004.7使用済核燃料で試運転計画。

2001.7.11 日本原燃がCOGEMAと再処理工場試運転を順調に行うための技術支援を受ける基本合意書に調印。

COGEMAとSGN社から技術者数十人が六ヶ所再処理工場に常駐し、六ヶ所再処理工場運転スタッフとなる原燃

技術者70名が今年9月からUP3で運転技術を修得する計画で、当直長クラスが6ヶ月、運転員クラスが3ヶ月程度現場で研修。

2001/12/13原産 日本原燃が仏COGEMAと2001.7に、BNFLと11.23に再処理工場試運転に関する技術支援契約締結。

2001.12.28 日本原燃が再処理工場の貯蔵プールからの漏水を発表。7月から5ヶ月間で4000リットル漏水。厚いコンクリート壁に4mm厚のステンレス内張、輸送水路でつながる3つのプールの中央のプールで漏水疑い。

2002/2/9朝日 日本原燃の今年度増資計画300億円(2000.6株主総会決定、12月増資、増資後資本金1700億円)に対し、既存株主97中48社(鉄鋼、化学、セメント、生損保の全30社、新生銀行など銀行7社、東洋エンジニアリングなど機械4社、商社3社、造船・非鉄金属各2社)引き受けを拒否。受注のメリットのある建設14社、電機メーカー4社は応じる。増資拒否分を電力9社+日本原電が出資比率に応じて肩代わり、電力10社の出資比率が71.0%から73.6%へ。

株主構成(うち増資拒否社数) 出資比率(増資後の2001.12現在)

電力10社(0) 73.6% 機械 7社(4) 2.6% 鉄鋼 5社(5) 1.0% 化学7社(7) 0.5%

銀行15社(7) 7.8% 損保 7社(7) 2.4% 商社 6社(3) 1.0% 碍子1社(0) 0.1%

建設14社(0) 3.9% 生保 9社(9) 1.3% 造船 5社(2) 0.9%

電機4社(0) 2.9% セメント2社(2)1.1% 非鉄金属4社(2) 0.8% 合計96社(48)100% (東電20.2%)

(3) 廃炉費の高騰

東海原発(ガス炉16.6kW)

2001.12解体作業開始、2005年度終了予定、解体費用930億円(解体、解体廃棄物処理)

新型転換原型炉ふげん(16.5kW、1979.3運転開始、建設費 685億円)

2003.3閉鎖予定、2010年頃までに使用済燃料を搬出、その後解体作業を開始し、核燃機構は15年で解体完了を目標とする。使用済燃料搬出後に解体届、電気供給届(2年分)、系統除染1～2年、放射能減衰5～10年、解体撤去約3年で2018年頃原子炉解体撤去、2025～2026頃建屋解体撤去、更地に戻す予定。

解体費用840億円(解体300億円、解体廃棄物処理400億円、貯蔵中の放射性廃棄物処理140億円)

解体までの維持費数十億円/年(2010年までの準備期間に500億円、解体期間に500億円)を加算すると約2000億円、廃棄物37万t(うち放射性廃棄物扱いは数千tのみ)

1960年代後半～1995年まで官民で計2,800億円をふげんに投資。買電収入だけでは運転できず、年間22億円の政府出資を受ける赤字原発だった。

高速増殖炉もんじゅ(28kW、1994.4臨界、1995.12事故停止中、建設費約5900億円)

解体費用1740億円(解体680億円、解体放射性廃棄物処理1060億円)

事故停止中の現在も維持費約100億円/年、再開のための工事費約170億円、運転再開すれば、それに伴って発生する放射性廃棄物処理に約100億円が加わる。

3. 使用済み核燃料の中間貯蔵施設立地

高レベル放射性廃棄物最終処分場の候補地

原子力発電環境整備機構が今秋から候補地を公募する予定で、担当者が都道府県を説明に回り、3300の市町村に説明資料を配付したが、問い合わせは1件もなし(朝日2002/3/1)。