

■ 2012年3月期第3四半期決算説明

2012年1月26日
北海道電力株式会社

－ 目 次 －

・ 決 算

2012年3月期 第3四半期決算 3

2012年3月期 見通し 11

・ 参考資料 13

□ 決 算 14	□ 京極発電所(純揚水式水力)の建設 40
□ 原 子 力 23	□ 北本連系設備の増強 41
□ 供 給 力 34	□ 販 売 42
□ 燃料調達 37	□ 再生可能エネルギーの導入拡大 45
□ 石狩湾新港発電所の建設 38	□ 設備投資 48

■ 決算

■ 2012年3月期 第3四半期決算

■ 決算概要

2012年3月期第3四半期(4~12月)決算のポイント

収 入	<p>(増加要因) ・ 本州方面への電力融通の実施 ・ 燃料価格の上昇に伴う燃料費調整制度の影響 など</p> <p>(減少要因) ・ 販売電力量の減少 など</p>
費 用	<p>(増加要因) ・ ストレステストへの対応など泊発電所の停止日数の増加による原子力発電量の減少や本州方面への電力融通の実施による燃料費の増加 など</p> <p>(減少要因) ・ 石炭火力の稼働増 など</p>

(単位：億円)

	連 結				単 独			
	当第3 四半期 (A)	前年同期 (B)	増 減 (A)-(B)	前 年 同期比% (A)/(B)	当第3 四半期 (A)	前年同期 (B)	増 減 (A)-(B)	前 年 同期比% (A)/(B)
売 上 高	4,574	4,061	512	112.6	4,436	3,925	511	113.0
営 業 損 益	46	328	△281	14.1	15	306	△291	5.0
経 常 損 益	△45	233	△279	—	△77	209	△286	—
四半期純損益	△133	82	△215	—	△148	70	△218	—

※営業損益、経常損益、四半期純損益欄の△は、損失を示す。

■ 収支比較表（連結）

（単位：億円）

		当第3四半期 (A)	前年同期 (B)	増 減 (A) - (B)	前年同期比% (A) / (B)	前年度
経常収益	営業収益（売上高）	4,574	4,061	512	112.6	5,662
	電気事業営業収益	4,426	3,912	513	113.1	5,447
	その他事業営業収益	147	149	△1	98.9	215
	営業外収益	26	24	1	107.6	30
	合 計	4,600	4,086	514	112.6	5,692
経常費用	営業費用	4,527	3,733	794	121.3	5,230
	電気事業営業費用	4,400	3,600	800	122.2	5,041
	その他事業営業費用	127	133	△6	95.4	189
	営業外費用	118	119	△0	99.2	169
	合 計	4,646	3,853	793	120.6	5,400
[営業損益]		[46]	[328]	[△281]	[14.1]	[431]
経常損益		△45	233	△279	—	292
渴水準備金引当又は取崩し(△)		46	36	10	127.5	43
特別損失		—	49	△49	—	49
税金等調整前四半期(当期)純損益		△92	147	△240	—	200
法人税等		39	61	△22	64.5	75
少数株主損益調整前四半期(当期)純損益		△132	85	△217	—	124
少数株主利益		1	3	△2	37.7	5
四半期(当期)純損益		△133	82	△215	—	119

※営業損益、経常損益、税金等調整前四半期(当期)純損益、少数株主損益調整前四半期(当期)純損益、四半期(当期)純損益欄の△は、損失を示す。

(参考)	四半期包括利益（包括利益）	△153	74	△228	—	116
------	---------------	------	----	------	---	-----

■ 販売電力量

販売電力量 対前年同期比 2.2%の減少

電灯・電力	1億37百万kWhの減（対前年同期比 Δ1.4%） （増加要因）・電化機器の普及 など （減少要因）・夏季の気温が前年に比べ低く推移したことによる冷房需要の減少 など
特定規模 需 要	3億67百万kWhの減（対前年同期比 Δ2.8%） （減少要因）・夏季の気温が前年に比べ低く推移したことによる冷房需要の減少 ・東日本大震災を契機とした、業務用における省エネ意識の高まり、産業用における紙・パルプでの生産減 など

（単位：百万kWh）

		当第3 四半期 (A)	前年同期 (B)	増 減 (A)-(B)	前年 同期比% (A)/(B)	前年度
特定規模 需要以外	(時間帯別電灯再掲) 電 灯	(1,600)	(1,493)	(107)	(107.2)	(2,349)
	電 力	8,325	8,465	△140	98.3	12,124
	小 計	1,420	1,417	3	100.3	2,507
特定規模 需 要	業 務 用	9,745	9,882	△137	98.6	14,631
	産 業 用	6,216	6,495	△279	95.7	8,780
	小 計	6,585	6,673	△88	98.7	8,891
合 計		12,801	13,168	△367	97.2	17,671
大口電力（再掲）		22,546	23,050	△504	97.8	32,302
		(4,221)	(4,252)	(△31)	(99.3)	(5,583)

（単位：℃）

		3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
平均気温 (2011年)	実 績	0.0	6.1	10.1	16.3	20.9	22.5	18.6	11.6	5.5	△2.5
	前年差	0.6	1.3	△1.0	△1.7	△0.4	△1.3	△0.5	△0.3	0.1	△2.8
	平年差	0.5	△0.1	△1.3	0.6	1.5	1.2	1.2	0.3	1.1	△1.1

■ 供給電力量

ストレステストへの対応などによる泊発電所1・2号機の停止はあるが、火力・水力発電設備の補修時期の調整などにより、供給設備の適切な運用をはかったことから、安定した供給を維持。

【対前年同期増減理由】

- (自社 水力) 出水率が114.8%と豊水(前年同程度)となったが、設備の補修等に伴う停止影響などによる発電電力量の減
- (〃 火力) 原子力発電量の減少や本州方面への電力融通の実施などによる発電電力量の増
- (〃 原子力) ストレステストへの対応による停止日数の増加などによる発電電力量の減
- (他社受電) 他社火力発電所からの受電増など
- (融通) 東日本大震災に伴う本州方面への電力融通の実施など

(単位：百万kWh)

		当第3四半期 (A)	前年同期 (B)	増減 (A)-(B)	前年同期比% (A)/(B)	前年度
自 社	(出水率%)	(114.8)	(114.6)	(0.2)		(112.9)
	水力	3,235	3,247	△12	99.6	3,858
	火力	13,380	7,493	5,887	178.6	12,681
	(設備利用率%)	(62.9)	(95.8)	(△32.9)		(89.7)
	原子力	8,599	13,084	△4,485	65.7	16,258
社	新エネルギー等	58	76	△18	76.6	101
	計	25,272	23,900	1,372	105.7	32,898
他社受電		3,708	2,409	1,299	153.9	3,797
融通		△2,972	△38	△2,934	7,765.6	△258
揚水用		△46	△142	96	32.0	△172
合計		25,962	26,129	△167	99.4	36,265

■ 収支比較表（収益-単独）

（単位：億円）

		当第3四半期 (A)	前年同期 (B)	増 減 (A)-(B)	主 な 増 減 要 因	
営 業	電 灯 電 力 料	電灯料	1,801	1,779	21	<ul style="list-style-type: none"> ・ 販売電力量の減(△85) ・ 燃料費調整制度の影響など(175)
		電力料	2,117	2,048	68	
		計	3,918	3,828	90	
収 益	その他収益		517	97	420	<ul style="list-style-type: none"> ・ 地帯間販売電力料の増(459)
	計(売上高)		4,436	3,925	511	
営業外収益		23	20	3		
経常収益		4,460	3,945	514		

■ 収支比較表（費用・利益-単独）

(単位：億円)

		当第3四半期 (A)	前年同期 (B)	増 減 (A)-(B)	主 な 増 減 要 因
営業費用	人件費	449	419	29	・退職給付費用の増 (21)
	燃料費・購入電力料	1,444	726	718	・原子力発電量の減 (489) ・融通増・販売電力量減 (347) ・燃料価格上昇 (156) ・石炭火力の稼働増 (△193)
	燃料費(再掲)	(1,075)	(474)	(601)	
	購入電力料(再掲)	(369)	(251)	(117)	
	修繕費	806	700	106	・泊発電所定期検査基数増[2基→3基] (64)
	減価償却費	733	753	△20	・定率効果 (△94) ・新規取得資産等 (74)
	その他費用	987	1,019	△31	・原子力バックエンド費用の減 (△43)
	計	4,421	3,618	802	
営業外費用		116	117	△0	
経常費用		4,537	3,736	801	
経常損益		△77	209	△286	
渴水準備金引当/取崩し(△)		46	36	10	・出水率 114.6%→114.8%
特別損失		—	49	△49	・前年同期に、資産除去債務会計基準適用に伴う過年度分影響額を計上した反動 (△49)
四半期純損益		△148	70	△218	・法人税率変更に伴う繰延税金資産の取崩し影響額を法人税等に計上 (△68)

※経常損益、四半期純損益欄の△は、損失を示す。

■ 貸借対照表（連結・単独）

（単位：億円）

		当第3四半期末 (A)	前年度末 (B)	増 減 (A) - (B)	主な増減要因（単独）
資 産	連結	16,679	16,415	264	<ul style="list-style-type: none"> ・設備投資（808） ・現金及び預金の増加（268） ・減価償却による電気事業固定資産の減少（△733）
	単独	16,038	15,762	276	
負 債	連結	12,830	12,308	522	<ul style="list-style-type: none"> ・有利子負債の増加（416）
	単独	12,651	12,102	549	
純 資 産	連結	3,741	3,999	△258	<ul style="list-style-type: none"> ・四半期純損失の計上（△148） ・配当金（△102）
	単独	3,386	3,659	△272	

※連結の純資産額は少数株主持分を除く。

自己資本比率（%）	連結	22.4	24.4	△2.0
	単独	21.1	23.2	△2.1
有利子負債残高 （億円）	連結	9,552	9,147	405
	単独	9,473	9,056	416

■ 2012年3月期 見通し

業績見通し（連結・単独）

- ・売上高：6,360億円程度（単独：6,160億円程度）
- ・営業損益、経常損益、当期純損益：引き続き未定

2012年3月期の業績予想

【売上高】

- ▶ 本州方面への電力融通について、3月末までの契約を締結したことにより、見通すことが可能となったため、売上高を公表。

（単位：億円）

		2011年度 見通し (A)	2010年度 実績 (B)	増減 (A) - (B)	主な増減要因
売上高	連結	6,360程度	5,662	700程度	増加要因 → 燃料価格の上昇による燃料費調整制度の影響や本州方面への電力融通の実施。 減少要因 → 東日本大震災を契機とした業務用における省エネ意識の高まりなどによる販売電力量の減少。
	単独	6,160程度	5,460	700程度	

※通期の為替レートは 79円/\$程度(1月以降77円/\$程度)、原油CIF価格は 113\$/bl程度(1月以降112\$/bl程度)として想定。

【営業損益、経常損益、当期純損益】

- ▶ 泊発電所1・2号機については、昨年12月、原子力安全・保安院に「安全性に関する総合評価の一次評価報告書」を提出し、現在、審査していただいているところであり、発電再開時期を見通すことが依然として難しいため、営業損益、経常損益、当期純損益を引き続き未定とする。
- ▶ 今後、これらを見通すことが可能となり次第、速やかにお知らせする。

販売電力量

- ▶ 10月公表時の見通しから変更はない。

（単位：億kWh）

			2011年度 見通し (A)	2010年度 実績 (B)	増減 (A) - (B)	前年比% (A) / (B)
販売電力量	特定規模 需要以外	電灯	121	121	0	99.8
		電力	25	25	0	101.0
	特定規模需要		175	177	△2	98.6
	計		321	323	△2	99.3

配当

- ▶ 配当については、安定配当の維持を基本としている。今回、営業損益、経常損益、当期純損益は未定とするが、その要因は一過性のものと考えており、2012年3月期の期末配当金を中間配当金と同額の1株につき25円とする配当予想に変更はない。

■ 参考資料

決 算

□ 販売電力量実績（10月見通しとの比較）	14
□ 大口電力販売実績	15
□ 販売電力量（実績／今回見通し）	16
□ 費用項目（単独）	
・人件費	17
・燃料費・購入電力料	18
・修繕費、減価償却費	19
・支払利息、その他費用	20
□ セグメント情報	21
□ 連結包括利益計算書	22

原 子 力

□ 泊発電所の稼働状況	23
□ ストレステスト	24
□ 緊急安全対策	27
□ シビアアクシデント対策	28
□ 中長期的な対策	29
□ 泊発電所の地震・津波に対する安全性	30
□ 原子力発電所の仕組み（沸騰水型／加圧水型）	31
□ 非常電源等が機能しない場合の炉心冷却システム	32
□ 非常電源等が機能しない場合の使用済燃料ピット冷却	33

供給力

□ 今冬・今夏の需給見通し	34
□ 北海道の電力需要の特徴	35
□ でんき予報	36
燃料調達	37
石狩湾新港発電所の建設	38
京極発電所（純揚水式水力）の建設	40
北本連系設備の増強	41

販 売

□ 北海道の地域特性	42
□ 省エネに資するヒートポンプ電化の推進	43

再生可能エネルギーの導入拡大

□ 太陽光	45
□ 風 力	46

設備投資	48
------	----

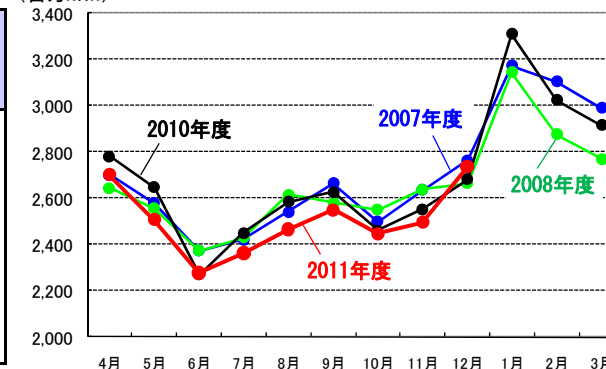
■ 決算 - 販売電力量実績 (10月見通しとの比較)

■ 2011年度第3四半期実績 (対10月見通し)

	2011年度 第3四半期 実績 (A)	10月見通し (B)	増 減 (A)-(B)	見通し比% (A) / (B)	主な増減要因
電 灯	8,325	8,363	△38	99.5	平年に比べ気温 が高く推移した ことによる暖房 需要の減少や産 業用での生産減 など
電 力	1,420	1,414	6	100.4	
電灯電力計	9,745	9,777	△32	99.7	
特定規模	12,801	12,872	△71	99.4	
合 計	22,546	22,649	△103	99.5	

(百万kWh)

【販売電力量の月別推移】



〔参 考〕 最近の管内経済概況 (北海道経済産業局)

- ・生産活動は、横ばい傾向となっている。
- ・個人消費は、一部に持ち直しの動きがみられるものの、厳しい状況が続く。
- ・雇用動向は、厳しい状況にあるものの、改善している。
- ・住宅建設は、緩やかながら持ち直しの動きがみられる。
- ・民間設備投資は、低調ながら持ち直しの動きがみられる。
- ・公共工事は、減少傾向。

		08年度	09年度	10年度	11年4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月
先行	住宅投資											
	新設住宅着工戸数 (前年比、%)	北海道 ▲15.0 ▲23.4 8.4	5.1 13.8 11.0 15.2 5.1 ▲4.7 17.7 32.6	全国 0.3 ▲25.4 5.6	0.3 6.4 5.8 21.2 14.0 ▲10.8 ▲5.8 ▲0.3							
生産	鉱工業生産指数 (前年比、%)	北海道 ▲7.8 ▲6.2 3.9	▲0.2 ▲5.4 ▲0.6 1.8 3.1 ▲1.0 4.6 ▲2.3	全国 ▲12.7 ▲8.8 8.9	▲13.6 ▲5.5 ▲1.7 ▲3.0 0.4 ▲3.3 0.1 ▲4.0							
	雇用	有効求人倍率 (倍)	北海道 0.43 0.35 0.41	0.40 0.38 0.40 0.42 0.45 0.49 0.49 0.50	全国 0.74 0.42 0.51	0.52 0.50 0.51 0.54 0.59 0.63 0.65 0.67						
一致	個人消費	大型小売売上高 (全店舗)(前年比、%)	北海道 ▲2.2 ▲1.4 ▲2.1	1.3 0.1 0.2 2.6 ▲0.4 ▲2.5 ▲0.1 1.6	全国 ▲2.8 ▲5.3 ▲1.5	▲0.9 ▲1.3 0.4 1.8 ▲1.8 ▲2.4 ▲0.5 ▲1.6						
	公共投資	公共工事請負金額 (前年比、%)	北海道 ▲2.9 9.3 ▲12.6	▲14.4 21.9 ▲4.6 ▲16.7 1.1 6.4 ▲0.4 4.7	全国 0.1 4.9 ▲8.8	▲11.2 ▲14.1 ▲3.4 ▲15.9 3.5 3.3 3.2 6.8						

生産活動に関する企業ヒアリング調査

〔鉄 鋼〕

設備の定期修理に加え、不調が重なり生産が落ちた。12月はタイの洪水の影響が短期的に収まった自動車メーカーの需要に応じ、生産水準を上げる。

〔紙・パルプ〕

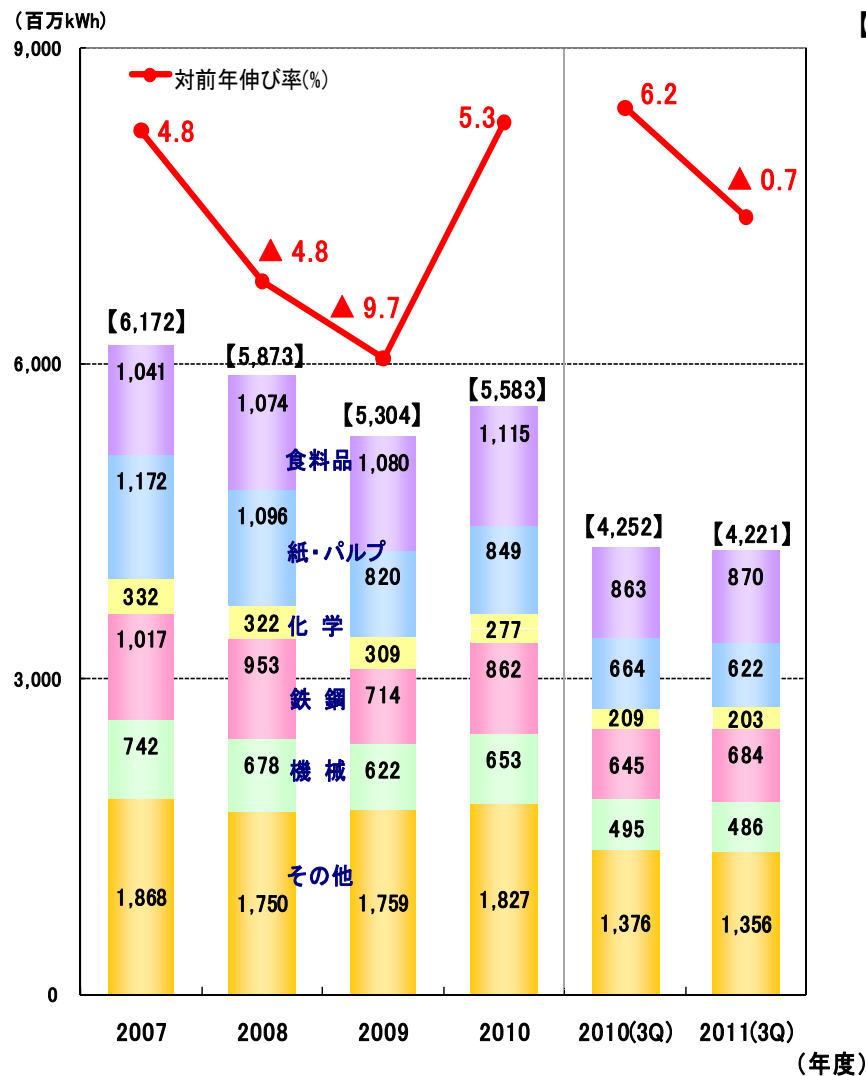
震災の影響で本州工場の一部生産ラインの停止が続いていることから、板紙の生産が増えていたが、今後、農産物や飲料の需要が下がる冬場にかけて落ち着いていく。

〔電気機械〕

タイの洪水の影響で部品の入手が難しくなったことから生産が減少。12月には入手難も改善され生産量も戻る見込み。

■ 決算 - 大口電力販売実績

■ 大口電力販売電力量の推移



■ 11年度第3四半期実績 (累計)

【業種別構成比および対前年伸び率】

・「紙・パルプ」での生産減などから、前年実績を下回った。

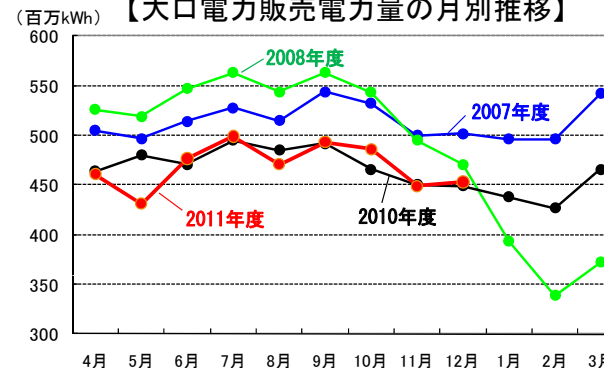
	対前年同期 伸び率 (%)	構成比 (%)	(参考) 全国構成比 (%)
食料品	0.9	20.6	6.6
紙・パルプ	△6.3	14.7	3.5
化学	△2.9	4.8	10.0
鉄鋼	6.1	16.2	13.2
機械	△1.8	11.5	26.2
その他	△1.5	32.2	40.5
合計	△0.7	100.0	100.0

(注) 全国構成比は11月末までの累計値

【月別の推移】 対前年同月伸び率 (%)

1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
4.0	2.1	1.0	△0.5	△10.1	1.2	0.8	△3.0	0.3	4.4	△0.0	0.8
主な業種別内訳 (至近6ヶ月)				食料品	△2.0	△0.2	0.5	2.2	4.2	1.8	
				紙・パルプ	△4.4	△11.8	△10.6	2.6	△0.8	△4.3	
				化学	△11.9	0.9	△6.7	△0.1	△4.8	△5.4	
				鉄鋼	14.0	△1.3	13.1	26.6	2.0	4.5	
				機械	△1.8	1.6	3.0	6.8	1.0	△0.5	

【大口電力販売電力量の月別推移】



■ 決算 - 販売電力量（実績／今回見通し）

（単位：百万kWh）

	当年度			前年度 実績	当年度実績 比較			
	実績	10月見通し (=今回見通し)	4月 見通し		対4月見通し		対前年度実績	
					増 減	計画比%	増 減	前年比%
4月	2,703	2,703	2,751	2,780	△48	98.2	△77	97.2
5月	2,507	2,507	2,586	2,646	△79	97.0	△139	94.7
6月	2,276	2,276	2,270	2,269	6	100.3	7	100.3
1Q	7,486	7,486	7,607	7,695	△121	98.4	△209	97.3
7月	2,363	2,363	2,388	2,451	△25	99.0	△88	96.4
8月	2,466	2,466	2,587	2,583	△121	95.3	△117	95.5
9月	2,550	2,550	2,521	2,627	29	101.2	△77	97.1
2Q	7,379	7,379	7,496	7,661	△117	98.4	△282	96.3
上期	14,865	14,865	15,103	15,356	△238	98.4	△491	96.8
10月	2,447		2,499	2,461	△52	97.9	△14	99.4
11月	2,497		2,666	2,552	△169	93.6	△55	97.8
12月	2,737		2,750	2,681	△13	99.5	56	102.1
3Q	7,681	7,784	7,915	7,694	△234	97.0	△13	99.8
1月			3,377	3,310				
2月			3,094	3,025				
3月			3,083	2,917				
4Q		9,415	9,554	9,252				
下期		17,199	17,469	16,946				
年度		32,064	32,572	32,302				

■ 決算 - 費用項目 (単独)

人件費

(単位：億円)

		当第3四半期	前年同期	増 減	主な増減要因
人 件 費		449	419	29	・退職給付費用の増 (21) (期待運用収益率の見直し(3.5%→0%)影響 26 など)
内 訳	退職給与金	10	△10	21	
	給料手当等	438	430	7	

【数理計算上の差異】

*発生年度の翌年度から5年均等償却
*第3四半期では、年間償却額の3/4を計上

(単位：億円)

	発生額	前年度 償却額	当年度		
			償却額	未償却残	終了年度 (残存年数)
05年度発生分	△ 0	△ 0	—	—	—
06年度発生分	△171	△34	△34	—	—
07年度発生分	△ 52	△10	△10	△10	12年度 (1年)
08年度発生分	49	10	10	20	13年度 (2年)
09年度発生分	△ 67	△13	△13	△41	14年度 (3年)
10年度発生分	△ 18	—	△4	△14	15年度 (4年)
合計		△48	△52	△45	

■ 決算 - 費用項目 (単独)

燃料費・購入電力料

(単位：億円)

		当第3四半期	前年同期	増 減	主な増減要因
燃料費・購入電力料		1,444	726	718	<ul style="list-style-type: none"> ・ 原子力発電量の減 (489) 〔 ストレストテストなどへの対応による停止日数の増加 など 〕 ・ 融通増・販売電力量減 (347) ・ 燃料価格上昇 (156)
内 訳	燃料費	1,075	474	601	<ul style="list-style-type: none"> 〔 為替 (円高) $\Delta 104$ 原油C I F高 200 海外炭C I F高 60 〕
	購入電力料	369	251	117	<ul style="list-style-type: none"> ・ 石炭火力の稼働増 ($\Delta 193$) 〔 国内炭火力 $\Delta 77$ など 〕 ・ その他 ($\Delta 81$) 〔 火力燃料消費効率の向上 など 〕

【主要諸元】

	当第3四半期	前年同期	増 減
為替レート (円/\$)	79	87	$\Delta 8$
原油CIF価格 (\$/bl)	113.1	79.7	33.4
海外炭CIF価格 (\$/t)	141.4	111.2	30.2

■ 決算 - 費用項目 (単独)

修繕費

(単位：億円)

		当第3四半期	前年同期	増 減	主な増減要因
修繕費		806	700	106	<ul style="list-style-type: none"> ・ 泊発電所定期検査基数増 (64) 〔2基(1・2号機) → 3基〕 ・ 流通設備修繕の増 (23)
内 訳	電 源	508	425	83	
	流 通	284	261	23	
	その他	12	13	△0	

減価償却費

(単位：億円)

		当第3四半期	前年同期	増 減	主な増減要因
減価償却費		733	753	△20	<ul style="list-style-type: none"> ・ 定率効果 (△94) 〔うち、泊発電所3号機〔再掲〕 △43 (264 → 221)〕 ・ 新規取得資産等 (74)
内 訳	電 源	463	488	△25	
	流 通	242	237	4	
	その他	28	27	0	

■ 決算 - 費用項目 (単独)

支払利息

(単位：億円)

	当第3四半期	前年同期	増 減	主な増減要因
(期中平均金利 %)	(1.51)	(1.63)	(△0.12)	・金利の低下など
支払利息	104	109	△5	

その他費用

(単位：億円)

	当第3四半期	前年同期	増 減	主な増減要因
その他費用	1,000	1,026	△26	・原子力バックエンド費用の減 (△43) ・廃棄物処理費の増 (16)

※上記「その他費用」には、支払利息以外の営業外費用を含む。

(原子力バックエンド費用 再掲)

(単位：億円)

	当第3四半期	前年同期	増 減	主な増減要因
原子力バックエンド費用	107	151	△43	・原子力発電量の減など
内				
使用済燃料再処理等費	63	76	△13	
使用済燃料再処理等準備費	5	20	△14	
特定放射性廃棄物処分費	18	22	△3	
訳				
原子力発電施設解体費	19	32	△12	

■ 決算 - セグメント情報

(単位：億円)

		報告セグメント			消 去 (セグメント間取引)	四半期連結 損益計算書 計上額
		電気事業	その他の 事業	計		
売上高	当第3四半期	4,432	703	5,136	△562	4,574
	前年同期	3,921	720	4,642	△580	4,061
	増 減	510	△16	494	17	512
営業利益	当第3四半期	15	26	42	3	46
	前年同期	302	28	330	△2	328
	増 減	△286	△1	△288	6	△281

【報告セグメント】

電 気 事 業	電力供給
その他の事業	電気・電気通信工事、建物の総合管理、土木・建築工事、発電所の定期点検・保守・補修工事など

■ 決算 – 連結包括利益計算書

連結包括利益計算書

(単位：億円)

	当第3四半期 (A)	前年同期 (B)	増 減 (A) - (B)
少数株主損益調整前四半期純損益	△132	85	△217
その他の包括利益	△21	△10	△10
その他有価証券評価差額金（再掲）	△21	△11	△10
四半期包括利益	△153	74	△228
親会社株主に係る四半期包括利益（再掲）	△155	71	△226
少数株主に係る四半期包括利益（再掲）	1	3	△2

※少数株主損益調整前四半期純損益欄の△は、損失を示す。

■ 原子力 - 泊発電所の稼働状況

■ 泊発電所の稼働状況

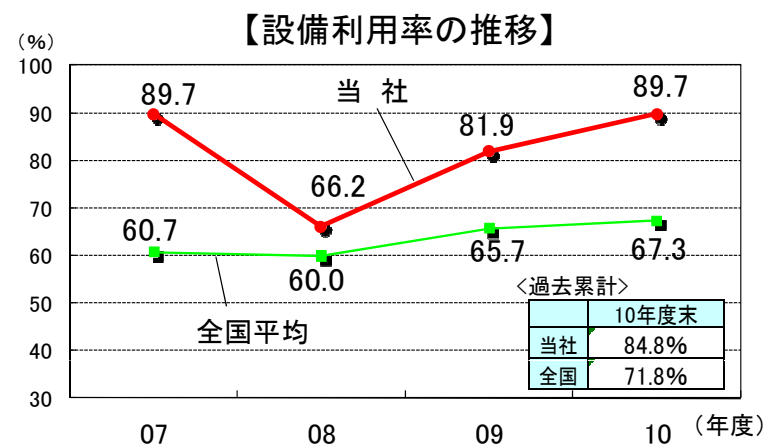
	稼働状況	ストレステスト※ ¹ の状況	
		1次評価	2次評価
1号機	定期検査中 (2011年4月22日～)	報告済 (2011年12月7日)	準備が整い次第
2号機	定期検査中 (2011年8月26日～)	報告済 (2011年12月27日)	
3号機	営業運転中	次回定期検査時※ ²	

※¹ ストレステスト：既設の発電用原子炉施設の安全性に関する総合評価

※² 泊発電所3号機の次回定期検査は2012年4月下旬に開始予定

〔参 考〕 泊発電所の概要

	1号機	2号機	3号機
定格電気出力	57万9千kW	57万9千kW	91万2千kW
型式	加圧水型（PWR）		
営業運転開始	1989年6月	1991年4月	2009年12月

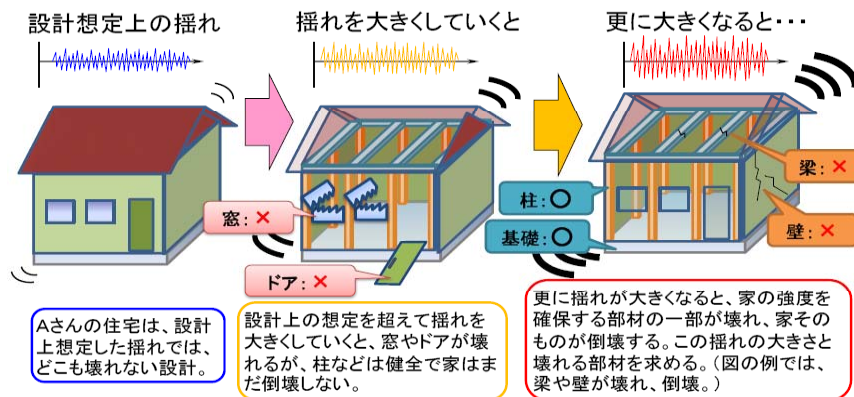


■ 原子力 - ストレステスト (1)

■ ストレステストとは

原子力発電所に設計時の想定を超える地震や津波などが発生した場合を想定し、どのような影響があるのか、どこまで耐えられるか、弱点はどこかを個々の機器ごとに評価し、さらなる安全性の向上に努めるもの。

【イメージ(住宅への地震の影響に例えた場合)】



左図の例では、家全体が倒壊に至る揺れの大きさと、倒壊を引き起こす弱点(梁・壁が耐えられなくなる揺れの強さ=クリフエッジ※)を評価。

※クリフエッジ: 断崖の先端の意味で、状況が大きく変わる限界のこと。

■ 1次評価の方法

	地震と津波の評価	原子炉を冷却する手段や必要な電源が失われた場合の評価
Step1	地震や津波などの条件を次第に厳しくしていった際に、 個々の機器 がどこまで耐えられるかを評価	全ての交流電源を喪失した場合や、原子炉・使用済燃料ピットの熱を最終的に海に放出する方法(最終ヒートシンク)が失われた場合を想定し、代わりとなる電源、冷却水の供給手段を抽出
Step2	原子力発電所全体を見た場合に、原子炉・使用済燃料ピットを冷却する機能がどこまで維持できるかを評価	抽出した手段によって、電源や冷却水が外部からの支援なしで供給できる時間を評価

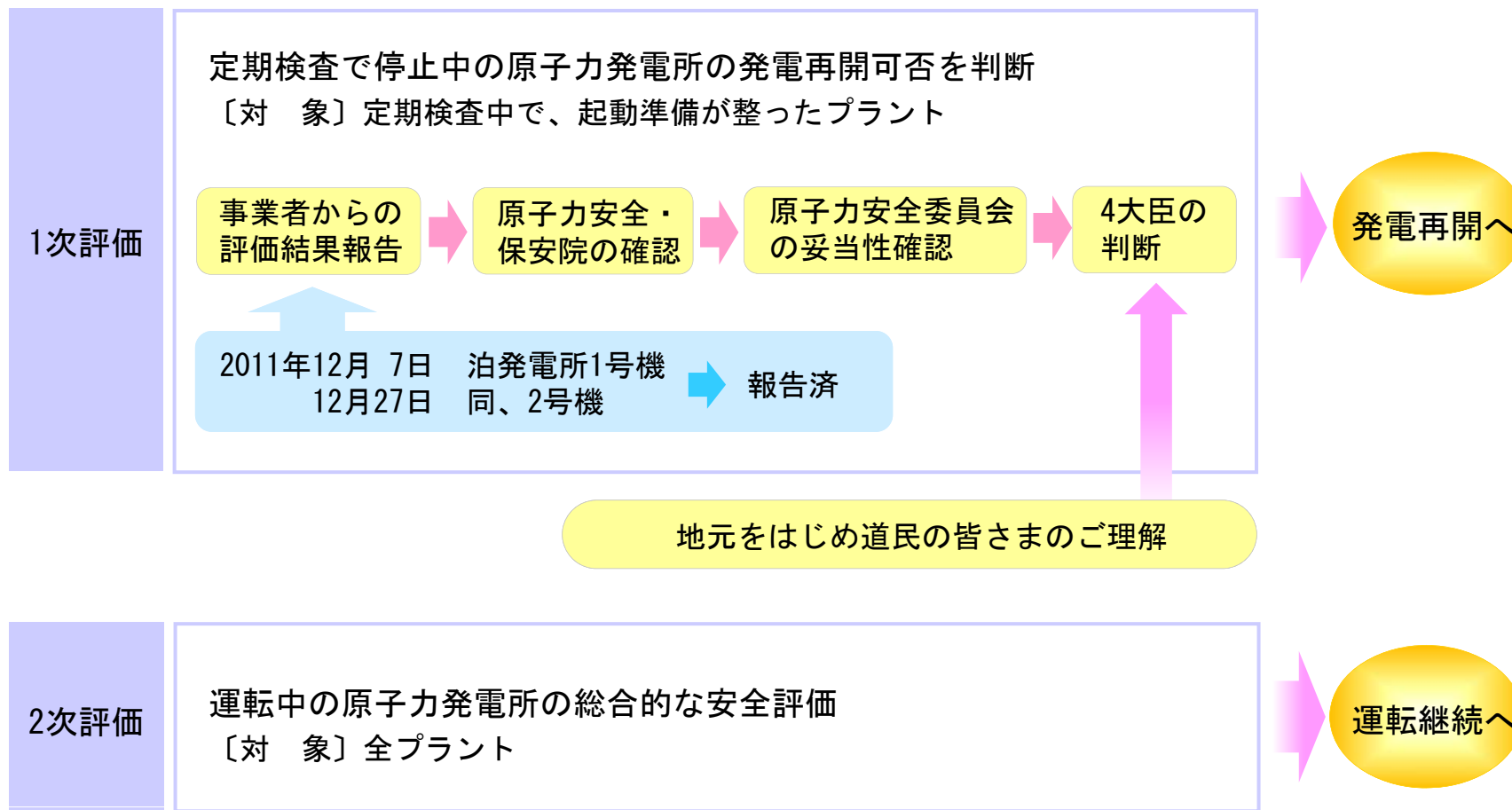
クリフエッジ

限界となる揺れの大きさ・津波の高さを求める

外部支援なしに耐えられる時間を求める

■ 原子力 - ストレステスト (2)

■ ストレステストを巡る状況



■ 原子力 - ストレステスト (3)

泊発電所1・2号機のストレステストの1次評価において、福島第一原子力発電所の事故のような燃料損傷に至ることを防ぐための十分な安全裕度が確保されていることを確認。

■ 泊発電所1・2号機のストレステスト1次評価結果の概要と福島との比較

事象の進展	福島の事故概要	泊発電所のストレステストの結果	備考
地震	基準地震動Ss(438ガル※)の約1.3倍(550ガル)の揺れにより、原子炉自動停止。非常用発電機など、原子炉の冷却に必要な機器は正常に動作。	泊発電所の基準地震動Ssの 1.86倍 (1,023ガル相当)	福島で観測された地震動より大きい揺れ(1,023ガル相当)に耐えられることを確認。
津波	14～15mの津波遡上高さにより、非常用発電機、海水ポンプ、分電盤等が被水。	15.0m	福島と同程度の高さの津波が襲来しても耐えられることを確認。
全交流電源喪失と最終ヒートシンク喪失	全交流電源喪失および最終ヒートシンクが喪失。それらに対する備えが十分でなかったことから事象が進展・拡大し、原子炉等が損傷。	約20日間 以上	福島と同じ事象が発生したとしても、最低でも20日間にわたり、外部からの支援なしに原子炉等の損傷を防止できることを確認。

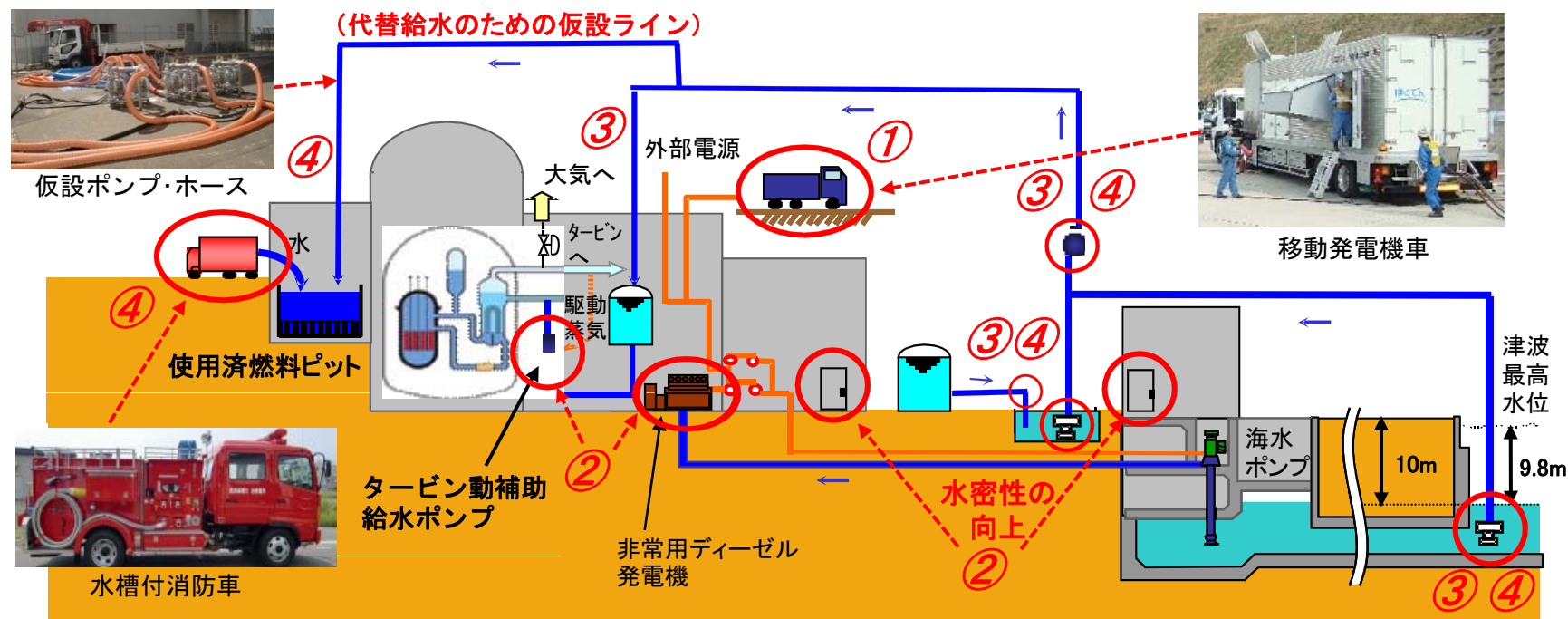
※ガル：加速度の単位 (cm/s²)

ストレステストは、実際の発電所の運用状況と比較して非常に厳しい保守的な条件を設定して評価しており、今回評価した安全裕度を越えたとしても直ちに燃料の健全性が損なわれるものではありません。

■ 原子力 - 緊急安全対策

津波が到達したり交流電源を喪失した場合でも炉心や使用済燃料の損傷を防止するため、緊急安全対策を実施。

- ① 電源確保 : 非常用発電機が起動できず全交流電源を喪失した場合に備え、移動発電車を設置
- ② 浸水対策 : 重要な機器が設置されている部屋の水密性を向上
- ③ 蒸気発生器水源確保 : タービン動補助給水ポンプを介した原子炉の冷却における代替給水方法を確立
- ④ 使用済燃料ピット水源確保 : 使用済燃料ピットへの代替給水方法を確立
- ⑤ その他 : 緊急時対応のための機器・設備の点検、全交流電源喪失時の運転操作手順充実・訓練実施



■ 原子力 - シビアアクシデント対策

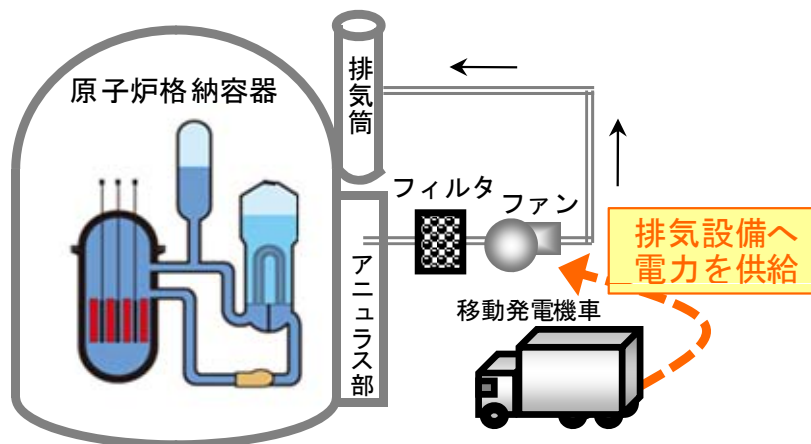
緊急安全対策により、重大事故（シビアアクシデント※）は未然に防止できると考えているが、万が一、そのような事態が発生した場合でも迅速な対応ができるよう、対策を実施。

※シビアアクシデント：炉心の重大な損傷等

水素爆発防止対策

～発生水素の滞留防止に向けた対応

- ・ 移動発電機車による水素の排気設備の運転手順を整備済



（参考）泊発電所1・2号機の格納容器の容積は福島第一原子力発電所1号機（BWR）に比べ約7倍と大きいため、万一シビアアクシデントにより水素が発生しても、濃度が希釈され爆発は起きないものと考えている。

中央制御室の作業環境の確保

～放射線量の高まりによる居住性低下への対応

- ・ 移動発電機車による非常用空調設備の運転手順を整備済

高線量対応防護服等の資機材の確保および放射線管理のための体制整備

～空間線量率が高い環境下での円滑な作業に向けた対応

- ・ 高線量対応防護服を配備済
- ・ 緊急時に原子力事業者間で相互融通する資機材を確認 など



<高線量対応防護服>

がれき撤去用の重機の配備

～散乱するがれき等の除去に向けた対応

- ・ ホイールローダー1台を標高31mの高所に配備済



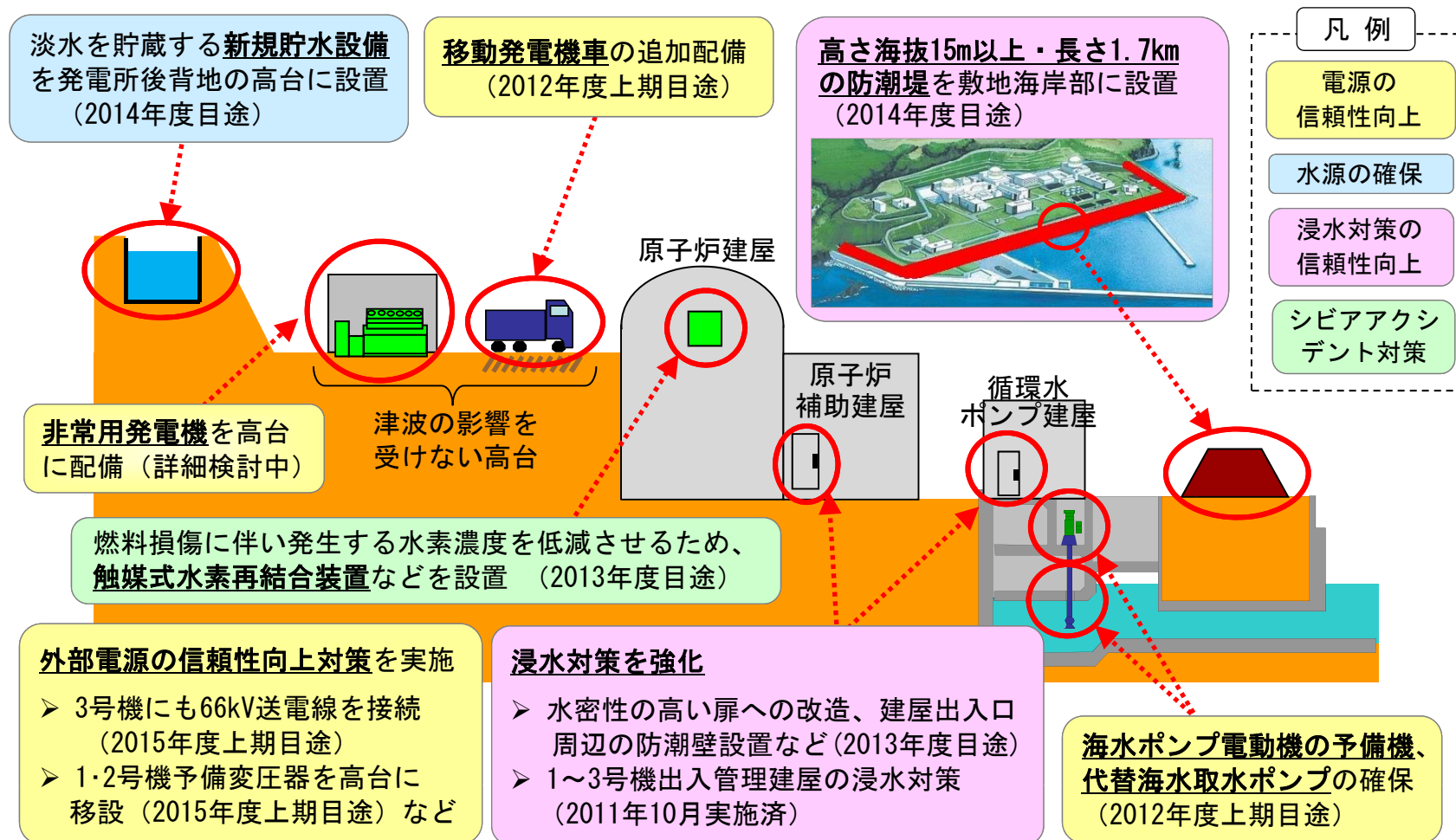
緊急時における発電所構内通信手段等の確保

～全交流電源喪失による通信環境等の悪化への対応

- ・ 移動発電機車等によるPHS交換機への給電手順を整備済
- ・ トランシーバー、衛星電話、有線仮設電話（乾電池駆動）等を配備済

■ 原子力 - 中長期的な対策

今後も、さらなる安全性・信頼性向上を図るための対策を計画的に実施。



■ 原子力 - 泊発電所の地震・津波に対する安全性

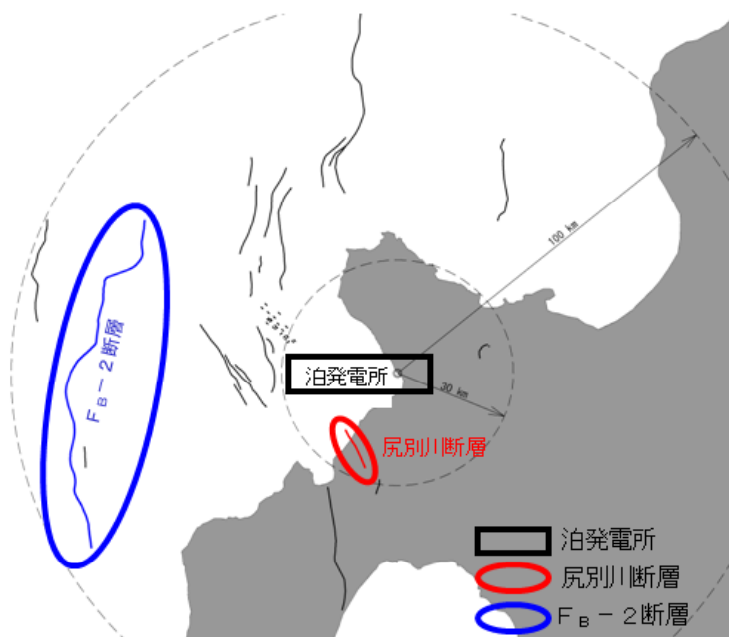
地震の評価

- 最も影響が大きい地震：
F_B-2断層 (M8.2)、尻別川断層 (M6.9)
 - 震源を特定せず策定する地震動も考慮
- ⇒ 設計の基準となる基準地震動Ssは 550ガル

津波の評価

- 最も影響が大きい津波：
F_B-2断層で発生する津波
 - 日本海東縁部における断層も考慮
- ⇒ 想定する最大津波高さは 9.8m

泊発電所敷地前面海域において断層の連動を想定した地震動・津波評価について検討中



【参 考】日本周辺の地質構造と地震

- ・ 東北地方太平洋沖地震は、プレート境界域における海溝型地震で、大規模な津波が発生。
- ・ 泊発電所がある日本海側には沈み込みに伴う海溝型プレート境界がないことから、東北地方太平洋沖地震のような海溝型地震による津波は発生しないと考えられる。



(出所) 気象庁パンフレット「地震を知る」に一部追記

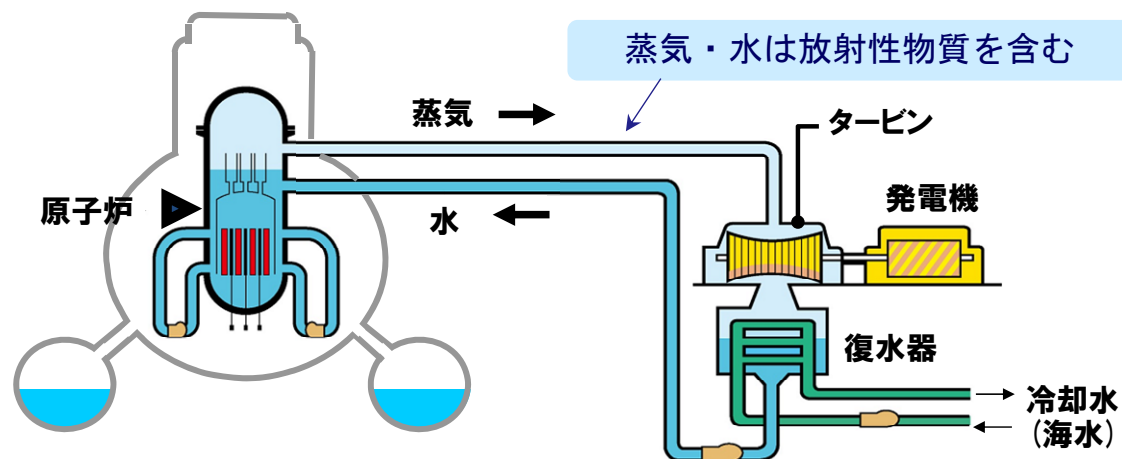
■ 原子力 - 原子力発電所の仕組み（沸騰水型／加圧水型）

- 沸騰水型（BWR）では原子炉の中で直接蒸気が発生させタービンを回すのに対し、加圧水型（PWR）では、放射線物質を含まない別の水（2次冷却水）に熱を伝え蒸気が発生させる点が大きく異なる。

沸騰水型（BWR）

（福島第一原子力発電所など）

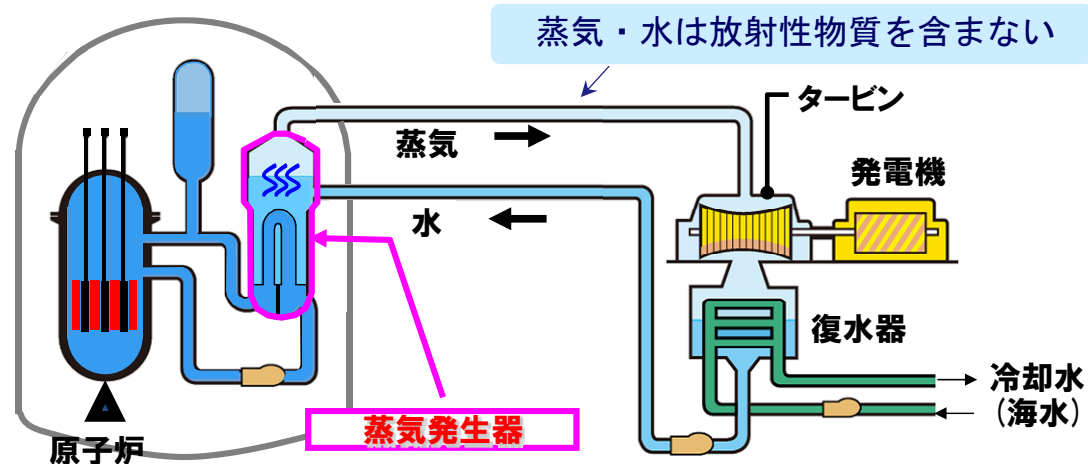
構造はシンプルだが、放射性物質を含んだ蒸気がタービンや復水器に入るため、この部分の放射線管理が必要。



加圧水型（PWR）

（泊発電所など）

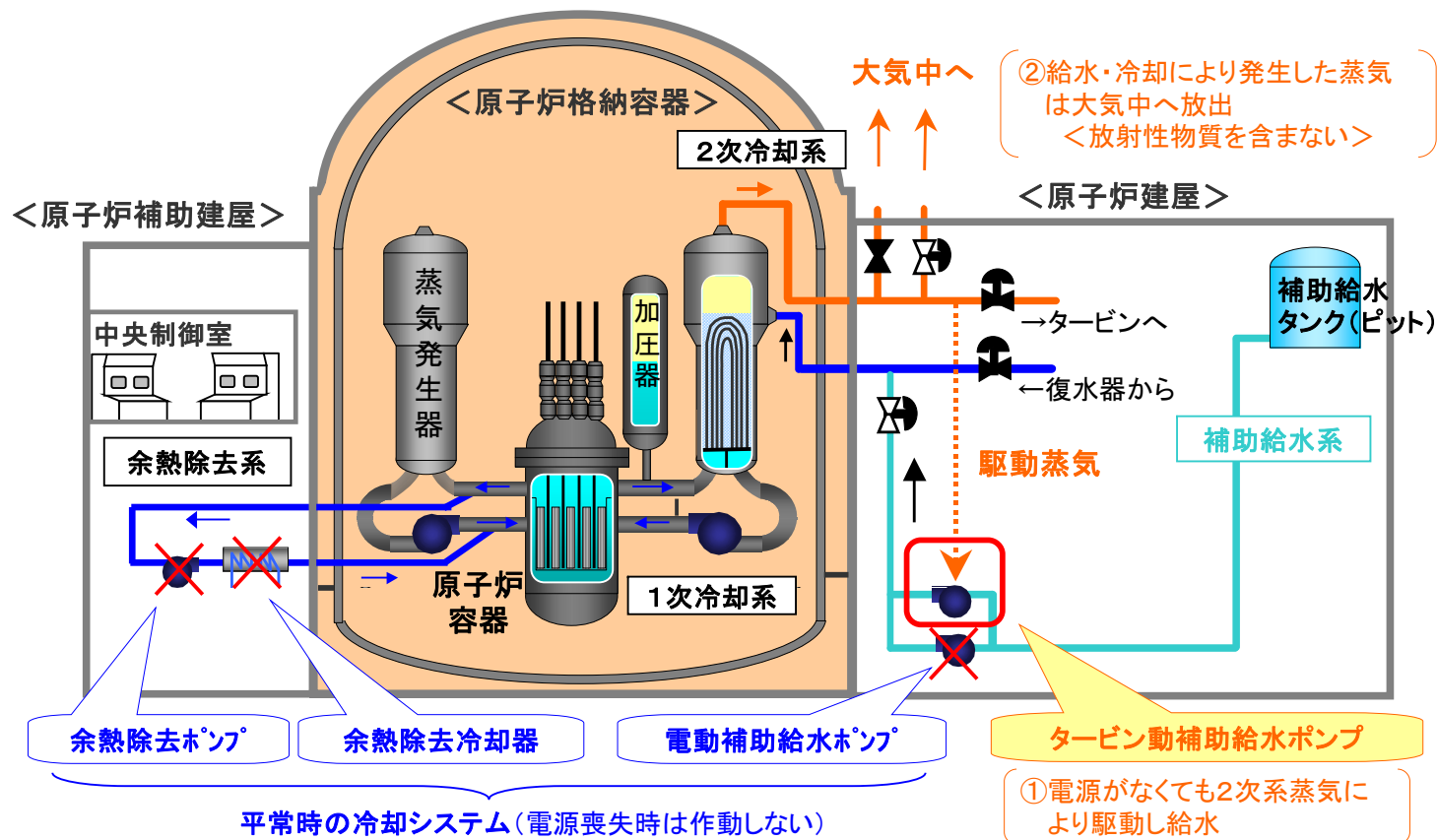
放射性物質を含んだ水がタービンや復水器に行かないため、この部分の放射線管理が不要。



■ 原子力 - 非常電源等が機能しない場合の炉心冷却システム

- ・ 泊発電所では、津波により非常用発電機や海水ポンプが機能喪失した場合でも、蒸気で駆動する「タービン動補助給水ポンプ」により2次系からの炉心冷却が可能。

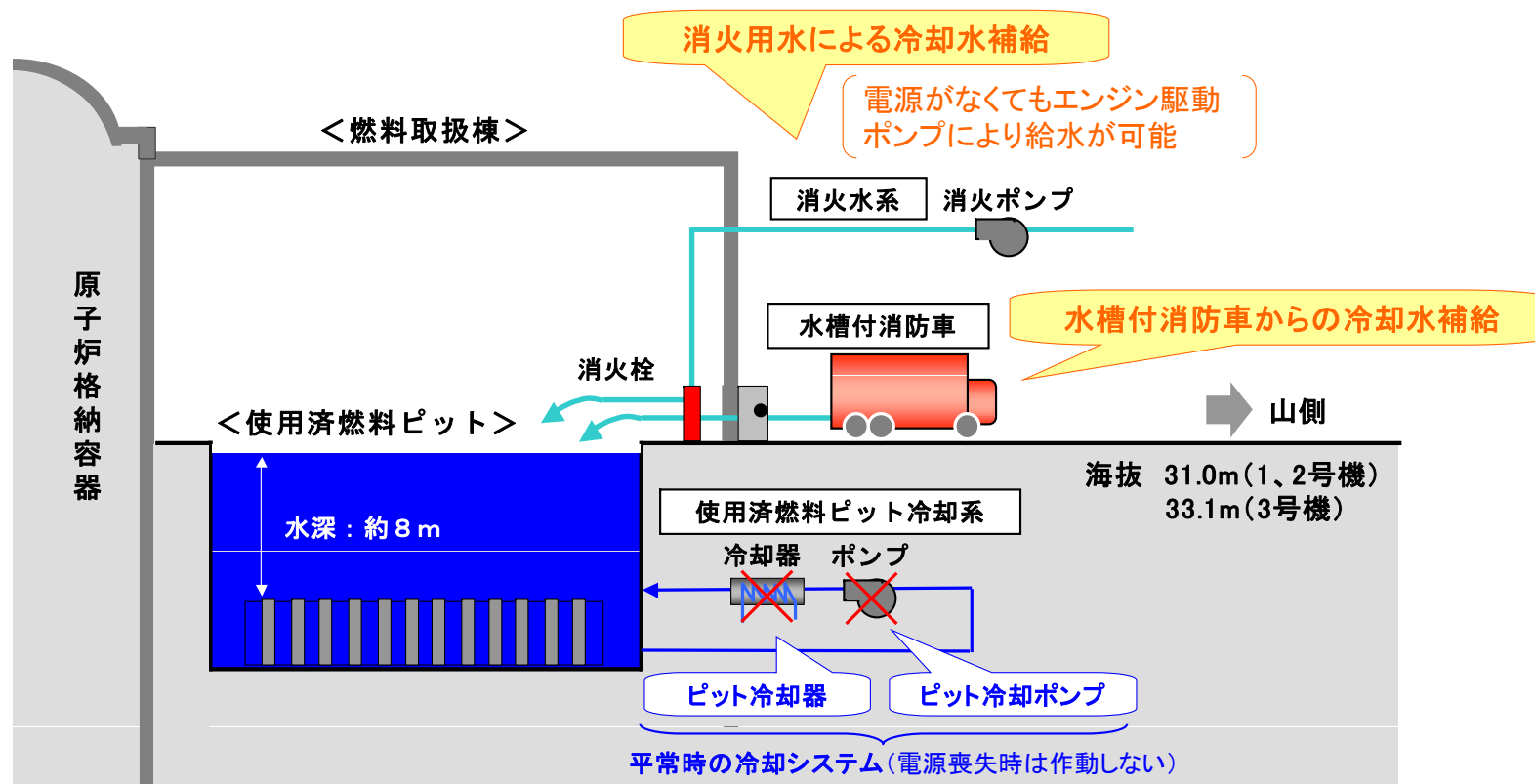
■ タービン動補助給水ポンプによる炉心冷却のイメージ



■ 原子力 – 非常電源等が機能しない場合の使用済燃料ピット冷却

- ・ 泊発電所では、使用済燃料ピットは原子炉建屋とは別の山側の建屋に配置。
- ・ 津波により非常用発電機や海水ポンプが機能喪失した場合でも、山側にある海拔31mの道路から消火用水や水槽付消防車で直接冷却水を補給し、使用済燃料ピットを冷却することが可能。

■ 使用済燃料ピット冷却機能喪失時の冷却水供給イメージ



■ 供給力 – 今冬・今夏の需給見通し

■ 今冬の需給見通し

〔泊発電所1・2号機の発電再開がないと仮定した場合〕 (発電端：万kW)

	1月	2月	3月
供給力 (需給対策後)	650	649	581
最大3日平均電力	549	545	524
供給予備力	117	120	73
供給予備率	21.3%	22.1%	14.0%

(注) 1. 供給力は月間平均の値。
2. 供給予備力には、自家発からの電力購入および需給調整契約の拡大分を含む。

供給対策

火力発電設備の補修
時期見直し

水力発電設備の補修
時期見直し

自家発からの電力購入

需給調整契約の拡大

■ 今夏の需給見通し (「エネルギー・環境会議」資料より)

〔泊発電所1・2号機の発電再開がなく、今春に3号機が定期検査で停止となった場合〕 (発電端：万kW)

	8月	〔参考〕東日本(8月)
供給力 (需給対策後)	473	7,640
最大電力	506	7,996
供給予備力	▲ 33	▲ 356
供給予備率 (%)	▲ 6.6%	▲ 4.4%

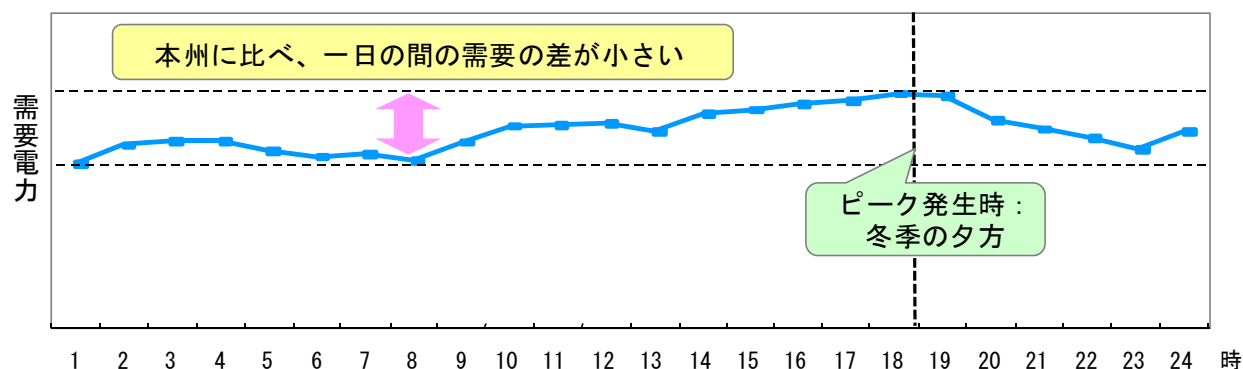
(出所) 第4回エネルギー・環境会議資料「今冬の電力需給対策について(案)」(2011年11月1日)

(注) 1. 11月1日時点での追加供給対策後の供給力。
2. 最大電力については2010年並みの猛暑を想定。ただし、東北管内は震災復興需要を考慮。
3. 「東日本」は、北海道・東北・東京の3電力会社の合計。

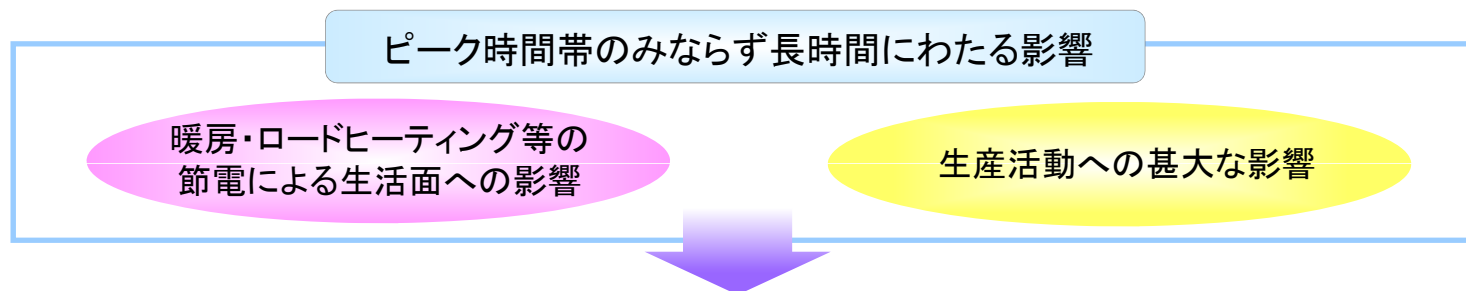
■ 供給力 – 北海道の電力需要の特徴

- 北海道では、冬季の夕方に最大電力のピークが発生。
- 冬季の北海道においては、本州の最大電力発生時（夏季の昼間）に比べて昼夜の需要差が小さいことから、ピーク発生時間帯の前後の長時間にわたり、需要電力の高い時間帯が続く。

【北海道の冬季ピーク時の電力使用状況】



- 北海道において供給力が不足した場合の影響



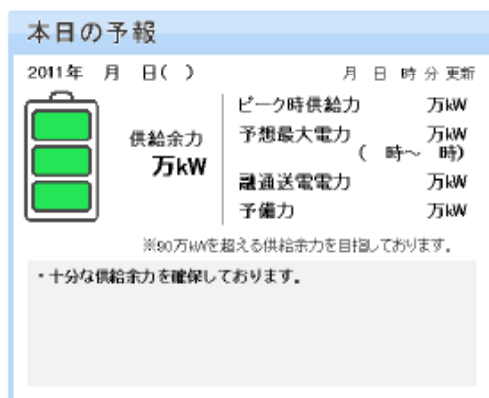
需給対策に万全を期すことにより、本州で実施されているような目標を定めた節電要請を必要とする状況を招かないことが極めて重要。

■ 供給力 - でんき予報

お客さまへ電力の需給情報を広くお知らせする観点から、日々のピーク時の供給力や予想最大電力などをご覧いただける「でんき予報」を、当社ホームページに掲載。

(URL : <http://denkiyoho.hepco.co.jp/forecast.html>)

■ でんき予報の掲載イメージ



当日・翌日の供給余力を三段階で表示。

90万kW超 : 「十分」

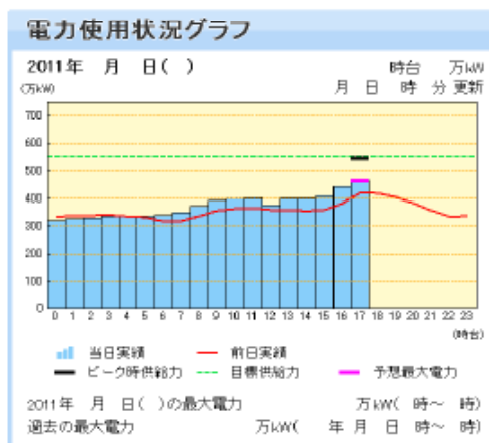
稼働中の最大ユニットの容量を超える十分な供給余力を確保

90万kW以下30万kW超 : 「支障なし」

供給余力が十分とは言えないが、直ちに電力の供給に支障がある状況ではない。

30万kW以下 : 「厳しい」

厳しい需給状況となることが予想され、最大限の供給対策を進める必要がある。



でんき予報(供給余力)の凡例



前日・当日の電力需要実績(1時間毎)をグラフで表示。

■ 燃料調達

■ 燃料の追加調達

- ・ 石 油： 調達手段の多様化などにより必要量を確保
当社専用内航船(2隻)を活用した安定調達
- ・ 国内炭： 生産者との交渉による追加調達
石油に比べ経済性があり費用低減にも寄与



	石 油	国内炭
調達必要量	当初計画の3倍程度※ (200万k l程度)	—
調達状況	確保の見通し	120万t程度に目途
調達手段	元売、商社との従来契約の拡大 アジア市場からの調達 当社専用内航船(2隻)の活用	道内生産者から追加購入
(参考) 当初計画	60万k l程度	80万t程度

※泊発電所1・2号機が2011年度内停止となった場合の必要量

■ 石狩湾新港発電所の建設 — 計画概要

- ・ 当社初のLNG火力発電所（コンバインドサイクル発電）を石狩湾新港地域に建設する計画。
- ・ 北海道ガス(株)との間で「石狩LNG基地」の共同利用に関する基本合意書を締結。今後、建設・運営に関する具体的な協議を継続。

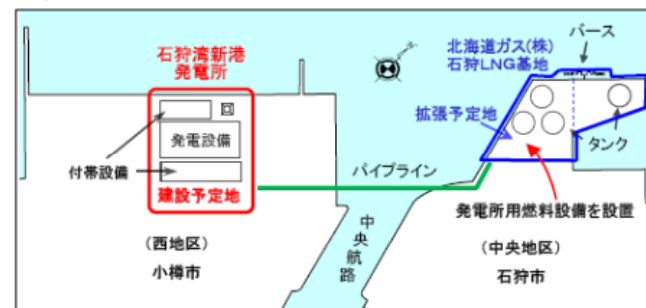
■ 建設計画の概要

建設予定地	石狩湾新港西地区
発電方式	コンバインドサイクル発電
出力	初号機 50万kW級 (総出力 160万kW程度)
燃料の種類	天然ガス
燃料供給方法	石狩LNG基地※より パイプラインを通じて供給
主要工程	着工：平成27(2015)年度 運転開始：平成30年代前半目途

※北海道ガス(株)の「石狩LNG基地」内に発電所用燃料設備を設置

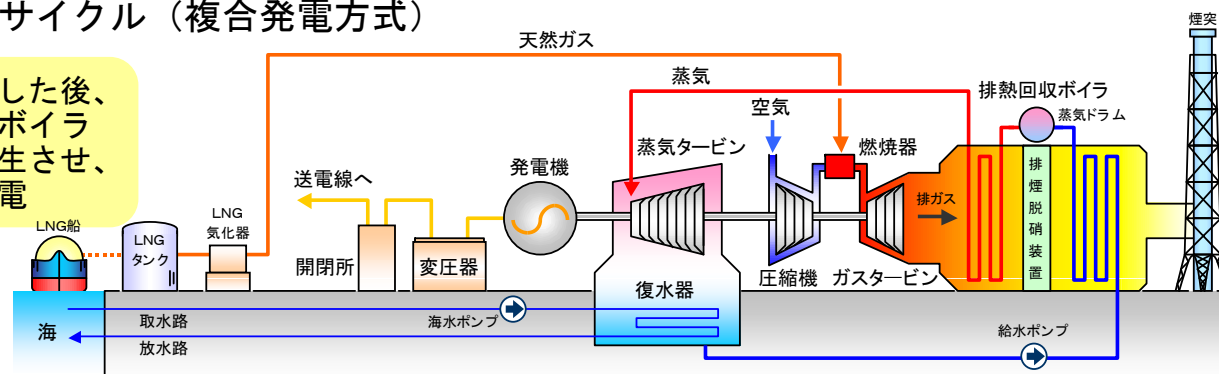


- 地点の選定について
- 港湾などのインフラ整備
 - 電源の分散化
 - 電力の大消費地に近い



【参 考】コンバインドサイクル（複合発電方式）

ガスタービンで発電した後、高温の排ガスの熱をボイラで回収して蒸気を発生させ、蒸気タービンでも発電



■ 石狩湾新港発電所の建設 — 必要性、特徴

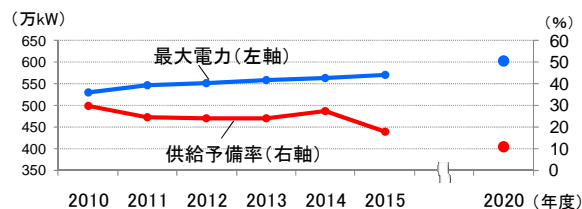
電力需要の堅調な伸びに対応し、燃料種の多様化を図り、将来的な電力の安定供給を確実なものとする。

必要性

■ 堅調な需要の伸びへの対応

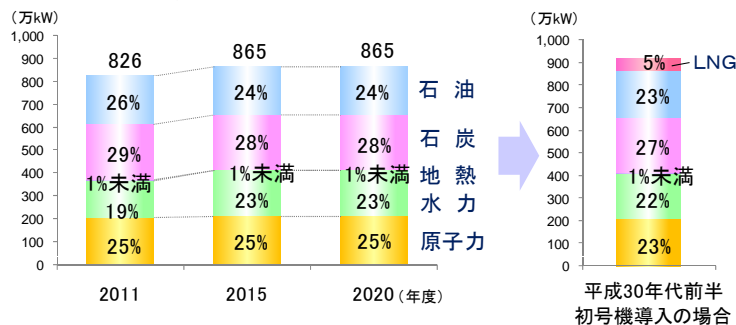
- ・ 需要の伸びを年1.0%※と想定(2011年度供給計画)
- ・ 供給予備率は2020年度に10.8%まで低下と想定

※気象・うるう年補正後



■ 燃料種の多様化

- ・ 初号機50万kWは全発電設備の約5%相当
- ・ LNGは埋蔵量が豊富で産出国の偏りが少ない



特徴

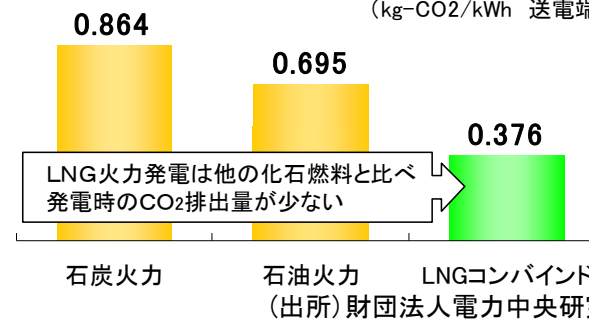
■ 熱効率が低い

- ・ コンバインドサイクルの熱効率は58~60% ※と、従来型火力に比べ大幅に向上 ※低位発熱量基準

■ 環境性に優れる

【発電時のCO2排出量 (1kWhあたり)】

(kg-CO2/kWh 送電端)



■ 運用性が良い

- ・ 従来の石炭・石油火力に比べ、発電出力の増減速度が速く、また、起動にかかる時間が短い

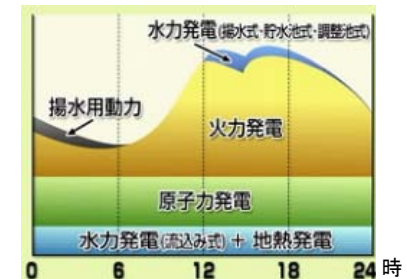
■京極発電所（純揚水式水力）の建設

- 当社初の純揚水式発電所となる京極発電所を建設

出力
60万kW
(20万kW×3台)

運転開始
2014年10月（1号機）
2015年12月（2号機）
2021年度以降（3号機）

<電源運用のイメージ>



電気を水の形で貯え貴重なエネルギー資源を有効利用

- ピーク供給力としての役割に加え、需要の変動に対応する負荷追従性や周波数調整機能など優れた運用特性を有する



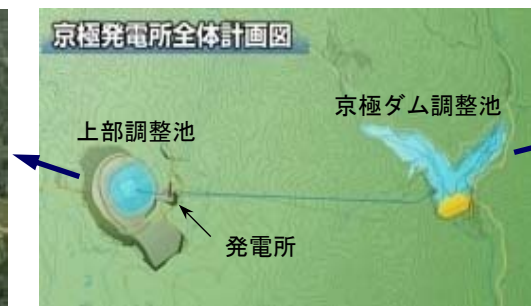
電気の消費が少ない夜間に上部調整池へ水をくみ上げ



電気の消費の多い昼間に上部調整池の水を下部調整池に落として発電



<上部調整池>



<京極発電所全体平面図>



<京極ダム>

■北本連系設備の増強

北海道エリアの安定供給の観点から、北海道と本州を結ぶ北本連系設備の増強を検討

出力増強の検討

現行 60万kW → 増強後 90万kW

- 電源脱落リスクへのより確実な対応など、安定供給に寄与
- 本州方面へ送電を行うことにより、風力発電など新エネルギーの導入拡大にも寄与

【参 考】これまでの経緯

- ・ 当社は、北海道エリアの安定供給の観点から、2010年11月に電力系統利用協議会に対して北本連系設備の30万kW増強検討を提起。
- ・ 電力系統利用協議会は、2011年5月に30万kW増強は妥当である旨の提言を取りまとめ。

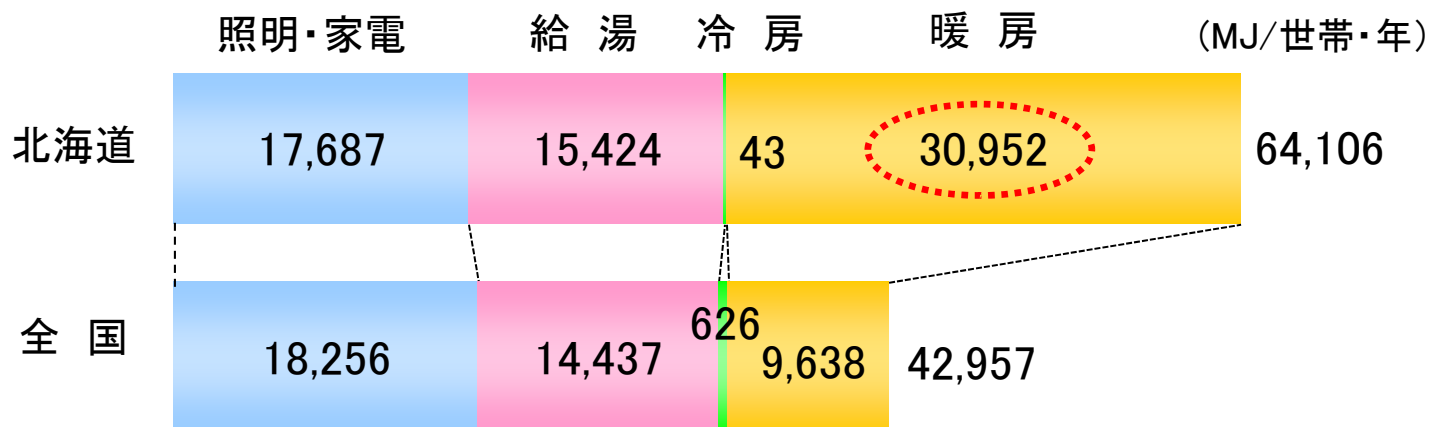


■ 販 売 - 北海道の地域特性

北海道の地域特性

寒冷な地域特性から暖房などの熱需要が膨大
⇒ ヒートポンプ電化の推進によりお客さまの省エネルギーに貢献

■ 北海道は暖房があるため世帯あたりエネルギー消費量が全国の1.5倍

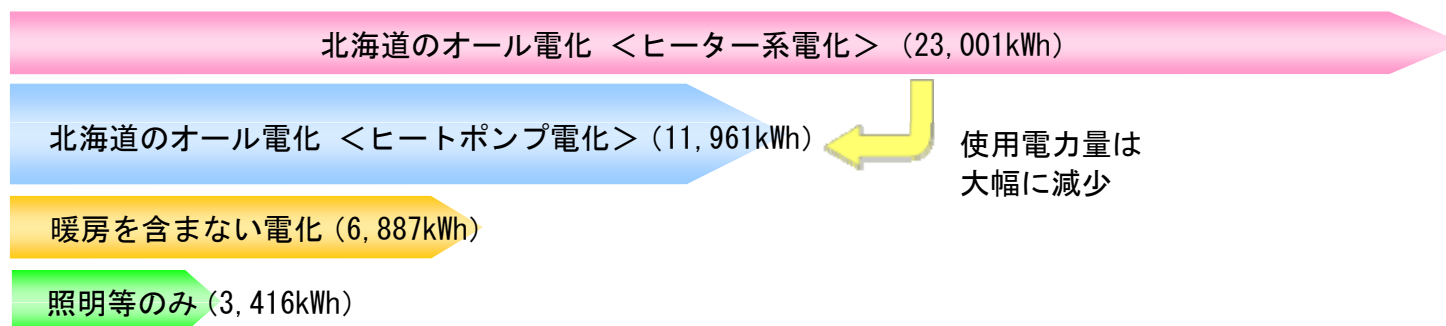


(出所) 住環境計画研究所「家庭用エネルギー統計年報」2009年版

■ 販 売 - 省エネに資するヒートポンプ電化の推進

ヒートポンプ電化の省エネ性

- ヒートポンプ電化はお客様の省エネルギー・低炭素化に大きく寄与



照明等 3,416kWh	厨房 (IH) 628 kWh	給湯(電気温水器) 7,559kWh	暖房(蓄熱暖房器) 11,398kWh
		給湯(エコキュート) 2,843kWh	暖房(ヒートポンプ) 5,074kWh

(出所) 当社モデルケース：戸建住宅(札幌地区、木造2階建て、4LDK、126㎡、4人家族)における費用モデル当社試算

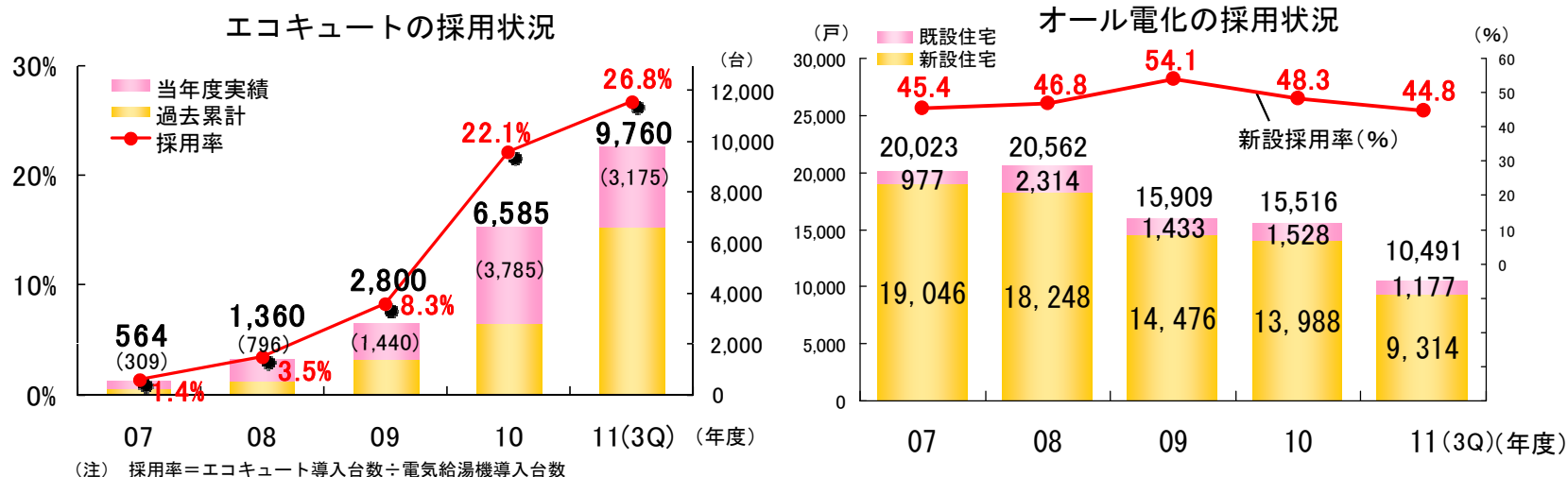
オール電化機器構成	消費電力量 (A:年間kWh)	ランニングコスト (B:税込)	販売単価 (B/A)
ヒートポンプ電化 IH+エコキュート+HPセントラル暖房	CO2 低減・省エネ 11,961 kWh	光熱費の低減 198千円	収益性の向上 16.6円/kWh
(参考) 従来のヒーター系電化 IH+電気温水器+蓄熱暖房器	23,001 kWh	224千円	9.7円/kWh

■ 販 売 - 省エネに資するヒートポンプ電化の推進

ヒートポンプ電化を通じたお客さまの省エネルギー・低炭素化への貢献

家庭用

- 給湯用「エコキュート」や「暖房用エアコン」などのヒートポンプ機器を提案
- 既設の他熱源住宅については、お客さまのご要望にあわせた機器単体での提案を実施



法 人

- 空調・給湯分野(オフィスビル等)のヒートポンプ導入拡大
- 厨房分野(飲食店等)の電化拡大
- 産業分野(ボイラー等)、農業分野(施設園芸・酪農等)のヒートポンプ導入提案

再生可能エネルギーの導入拡大 - 太陽光

■ 伊達ソーラー発電所の営業運転開始（2011年6月）

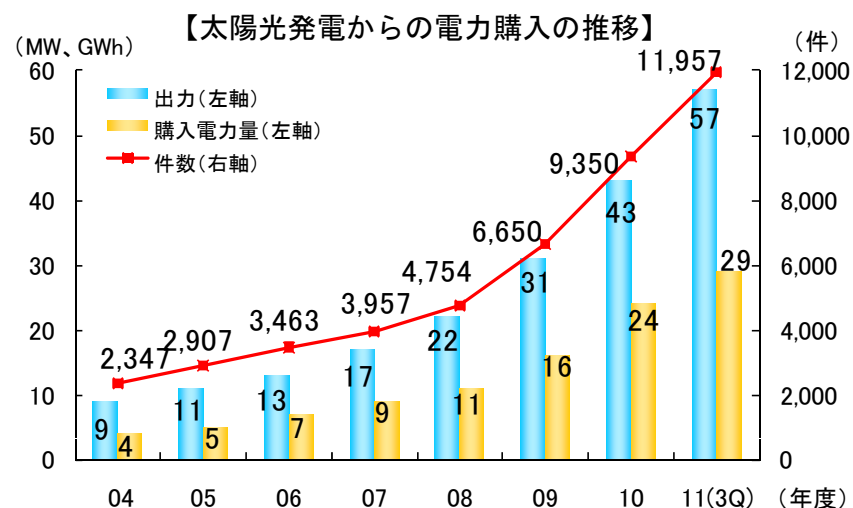
所在地	北海道電力(株) 伊達発電所構内
設置面積、合計出力	約 3ha、1,000kW
発電電力量(推定)	約 100万kWh(一般家庭約300軒分)/年
CO2排出量削減効果(推定)	約 400t/年

<伊達ソーラー発電所>

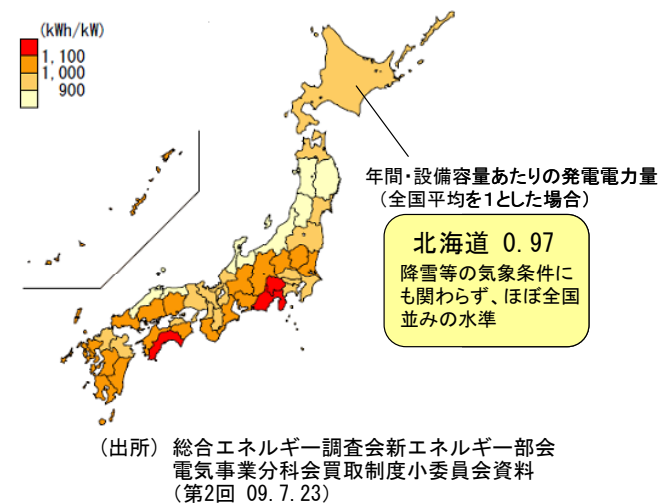


■ 2020年度までにさらに4千kWの導入を目指す

■ 太陽光発電からの電力購入



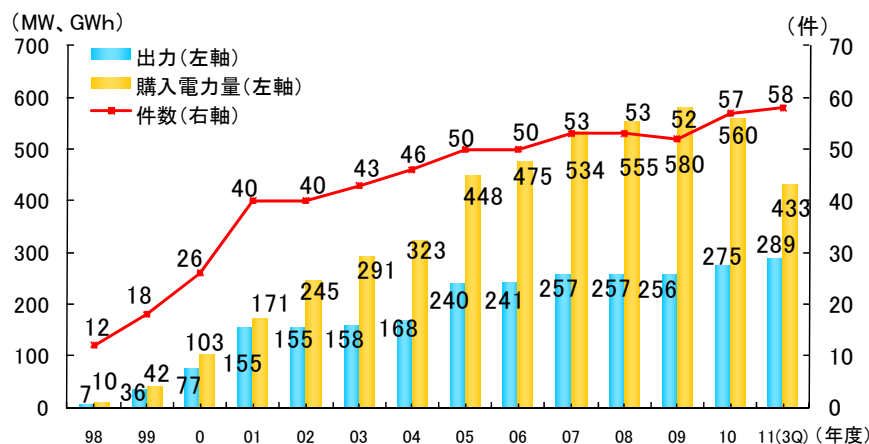
【日照時間等を考慮した地域別発電電力量】



再生可能エネルギーの導入拡大 - 風力 (1)

- ・ 電力系統への影響を考慮しながら段階的に風力発電の導入を拡大しており、現時点で29万kWが連系。
- ・ さらなる導入量の拡大に向け、実証試験を実施。⇒ 連系可能量：36万kWから56万kWに拡大

風力発電からの電力購入



【風力発電の連系可能量】

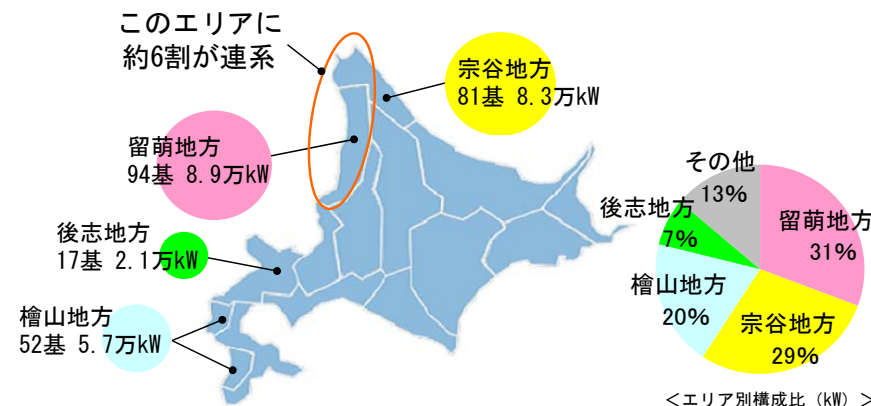
		連系量
既連系		29万kW
計画	通常枠	4万kW
	解列条件付	3万kW
	実証試験	20万kW
合計		56万kW

【北海道の風力連系状況 (2011年12月末現在)】

- ・ 風況条件などから日本海側に偏在。

北海道北部の西名寄系統について

- ・ 需要規模が小さい地域に風力発電が多く連系
- ・ さらなる風力発電の連系については、変圧器の容量面や送電線の熱容量面、および電圧面の対策が必要。



再生可能エネルギーの導入拡大 - 風力 (2)

風力発電導入拡大に向けた東京電力(株)との共同実証試験 ～ 北本連系線の活用

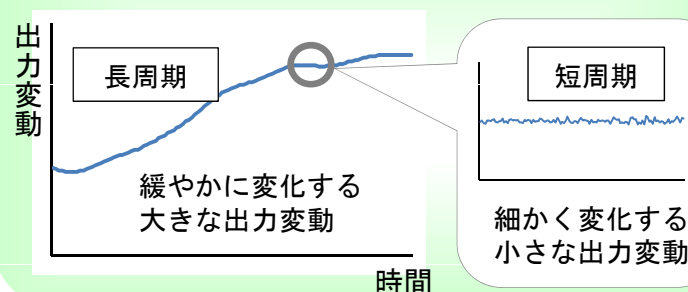
現 状 : 北海道地域は風力資源が豊富な一方
風力発電は出力が安定しないことから
北海道での連系可能量は36万kWが上限

■ 系統の調整力が不足

- ・ 風力発電の追加連系には、出力変動に対応し発電出力を変化させる火力発電などの調整電源(調整力)が必要。

北海道電力では、緩やかに変化する大きな出力変動(長周期)に対応する調整力確保が課題

<風力発電の出力変動>



実証試験 : 20万kWを追加連系 (2015年度末目途)
2011年12月 風力事業者向け説明会実施

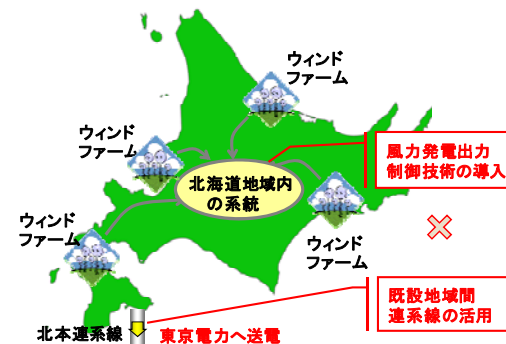
■ 北本連系線の活用

- ・ 北海道電力が東京電力に、出力変動(長周期)に相当する電力(最大20万kW)を送電

短周期 : 当社が調整
長周期 : 東京電力の調整力を利用

■ 風力発電出力制御技術の活用

- ・ 調整力が不足する場合は、風力発電の出力を抑制・停止することで、系統安定化をはかる。



■ 設備投資

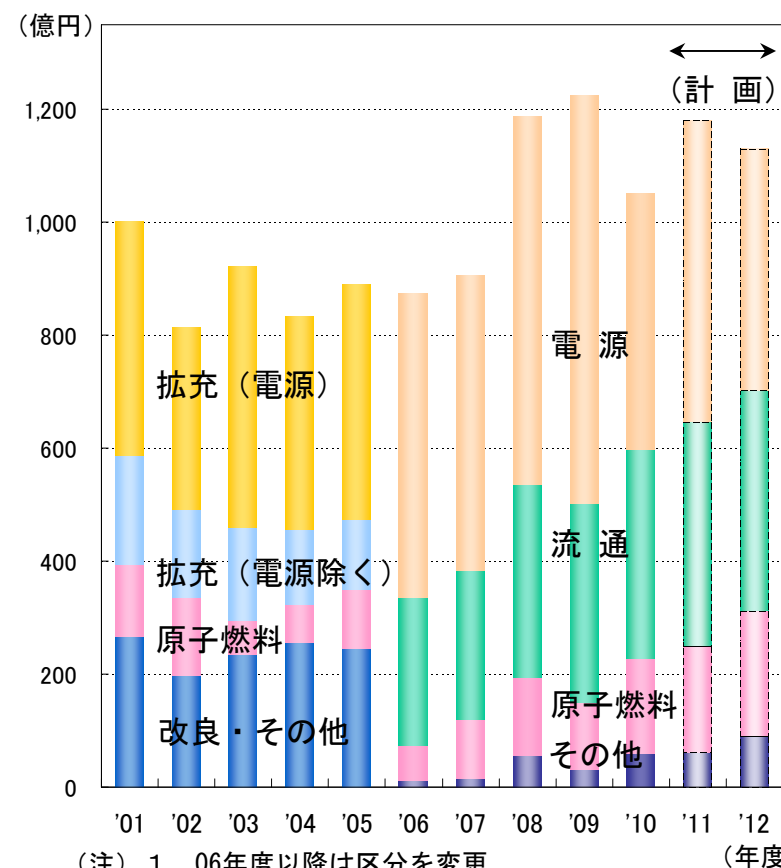
泊発電所における安全対策、京極発電所新設工事の継続、設備の経年化対策などから、一定の水準が継続していく見通し。

■ 設備投資額（出典：2011年度供給計画）（単位：億円）

		2009 実績	2010 実績	2011		2012 計画
				年度計画	3Q実績	
電源	水力	158	212	252	167	218
	火力	53	142	141	89	79
	原子力	511	88	126	80	123
	新工ネ等	0	7	14	7	8
	小計	723	451	533	344	428
流通	送電	124	134	141	73	133
	変電	65	67	80	60	84
	配電	163	169	176	122	174
	小計	353	371	397	257	391
その他		31	60	61	30	91
原子燃料		118	168	190	175	221
合計		1,227	1,052	1,180	808	1,131
(参考)連結		1,268	1,110	1,240程度	849	1,210程度

(注) 端数処理の関係で計算が合わない場合がある。

【設備投資額の推移（単独）】



本資料は2012年1月25日現在のデータに基づいて作成されております。また、金融商品取引法上のディスクロージャー資料ではなく、その情報の正確性、完全性を保証するものではありません。本資料には将来の業績に関する記述が含まれておりますが、これらの記述は将来の業績を保証するものではなく、リスクと不確実性を内包するものです。将来の業績は経営環境に関する前提条件の変化などに伴い変化することにご留意ください。また、あくまで当社の経営内容に関する情報の提供を目的としたものであり、当社が発行する有価証券の投資を勧誘することを目的としたものではありません。本資料の利用については他の方法により入手された情報とも照合確認し、利用者の判断によって行ってください。また、本資料利用の結果生じたいかなる損害についても、当社は一切責任を負いません。

お問い合わせ先

北海道電力株式会社 企画部 I Rグループ
〒060-8677 札幌市中央区大通東1丁目2番地
URL: <http://www.hepco.co.jp>