

2010年3月期第2四半期決算説明会

2009年11月10日
北海道電力株式会社

目次

・はじめに	3
・決算	
2010年3月期 第2四半期決算	6
2010年3月期 見通し	16
・参考資料	20

はじめに

経営環境	取り組み
<ul style="list-style-type: none">■ 景気は底打ちの兆しはあるものの、本格的な回復に至っていない状況■ 為替や燃料情勢などの不透明さ■ 政権交代に伴う環境政策の見直し	<ul style="list-style-type: none">■ 泊発電所 3号機の着実な試運転の実施と、営業運転の開始■ 設備の経年化対策■ 低炭素社会の実現に向けた取り組み■ 電力需要拡大に向けた取り組み

■ 2009年度見通し

販売収入の低迷、泊発電所 3号機運開当初の減価償却費の負担、経年化対策の実施などから、経常利益は連結で 1 4 0 億円、単独では 9 0 億円程度の見通し

■ 今期の配当

通期50円の見通し(25円の間配当を決定済)

■ 当面の収支見通し

販売収入の大幅な伸びが期待できない中で、平成19年度税制改正の影響などによる減価償却費や、経年化対策費用の経営に与える影響が相対的に大きくなるなど、今後数年は、厳しい状況が見込まれる

経年化対策

■ 中長期計画に基づく設備の経年化対策（将来に向けた取り組み）

将来にわたる「安定供給確保」のため、設備の経年化対策を計画的に実施する

< 主な経年化対策の例 >

発電設備	火力	ボイラ配管修繕	苫小牧発電所、苫東厚真発電所
		低圧タービン修繕	伊達発電所
		給水加熱器取替	苫東厚真発電所
	原子力	応力腐食割れ予防保全	泊発電所(1u、2u)
		タービン発電機回転子(ロータ)取替	泊発電所(1u)
		電気計測制御設備取替	泊発電所(1u、2u)
	水力	水車・発電機の取替工事	



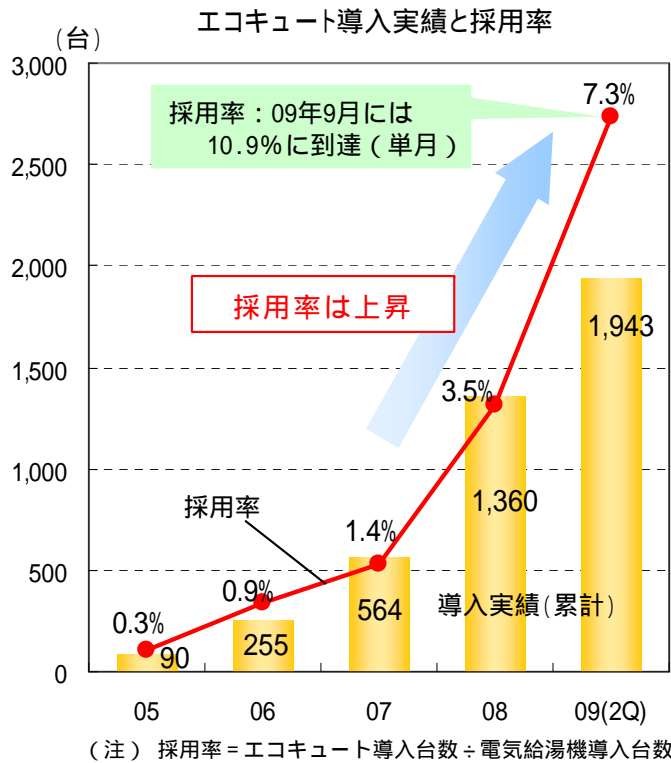
安定供給確保のため、必要な発電所で順次実施

流通設備	<ul style="list-style-type: none"> ・送電設備 鉄塔防錆対策、パンザーマスト補修 ・変電設備 変圧器オーバーホール(分解点検・修理)、遮断器・断路器保全 ・配電設備 コンクリート柱取替、高圧電線張替
------	---

販売の取り組み

販売～ヒートポンプを中心とした電化シフトへの取り組み

- ・低炭素社会への貢献を踏まえ、環境性に優れたヒートポンプを販売の柱とする
- ・寒冷な地域特性から世帯あたりエネルギー使用量が多い「暖房」は電化拡大へ向けた大きな潜在的市場
- ・電化採用率が高い新築に加え、既設住宅の電化に注力し、普及率の更なる向上を目指す



<家庭1世帯当りのエネルギー消費量(用途別・2007年)の比較>
(単位: MJ/世帯・年)

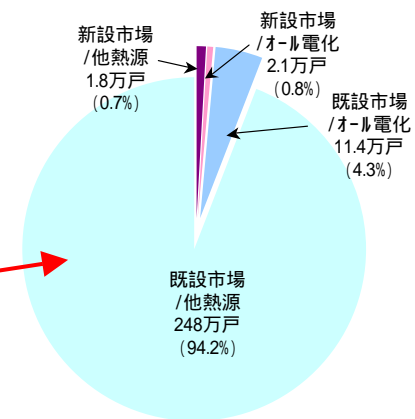
	暖房	冷房	給湯	照明、家電製品	合計
北海道	32,113	54	15,557	16,490	64,214
全国	9,904	915	15,334	18,112	44,265

(出所) 住宅環境計画研究所「家庭用エネルギー統計年報」

暖房需要があるため
エネルギー消費が多く、
他熱源から電化した場合、
大きな電力需要となる

他熱源の既設住宅
潜在的市場

<住宅市場構成: 2008年>



決 算

2010年3月期 第2四半期決算

決算概要



2010年3月期第2四半期(4～9月)決算のポイント

収入	(減少要因) 販売電力量の減少、燃料費調整制度の影響 など
費用	(増加要因) 泊発電所3号機の試運転による減価償却費の増加 など (減少要因) 原子力発電量の増加、燃料価格の低下、 豊水(79.9% 111.6%)による燃料費の減少など

(単位：億円)

	連 結			単 独		
	当第2四半期 (A)	前年同期 (B)	前年同期比% (A)/(B)	当第2四半期 (C)	前年同期 (D)	前年同期比% (C)/(D)
売上高	2,575	2,751	93.6	2,483	2,661	93.3
営業損益	178	233	-	161	240	-
経常損益	105	299	-	90	305	-
四半期純損益	35	179	-	28	180	-

営業損益、経常損益、四半期純損益の は、損失を示す。

収支比較表（連結）



（単位：億円）

		当第2四半期 (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）	2,575	2,751	175	93.6	5,945
	電気事業営業収益	2,476	2,654	178	93.3	5,721
	その他事業営業収益	99	96	2	103.0	224
	営業外収益	11	14	3	76.3	27
	合 計	2,586	2,765	179	93.5	5,973
経常費用	営業費用	2,397	2,984	587	80.3	6,117
	電気事業営業費用	2,309	2,901	592	79.6	5,920
	その他事業営業費用	87	82	5	106.4	196
	営業外費用	83	80	3	104.3	171
	合 計	2,481	3,064	583	81.0	6,288
[営業損益]		[178]	[233]	[411]	[-]	[171]
経常損益		105	299	404	-	314
湯水準備金引当又は取崩し()		33	32	66	-	50
特別損失		-	-	-	-	47
税金等調整前四半期(当期)純損益		71	266	337	-	311
法人税等		34	88	123	-	78
少数株主損益		1	2	1	62.5	8
四半期(当期)純損益		35	179	215	-	241

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、四半期(当期)純損益の は、損失を示す。

販売電力量



販売電力量 対前年同期比 3.6%の減少

電灯・電力	1億1百万kWhの増（対前年同期比 + 1.7%） （増加要因）オール電化住宅の普及、春先の気温が前年に比べ低く推移したことによる暖房需要の増加 など
特定規模 需 要	6億53百万kWhの減（対前年同期比 7.1%） （減少要因）鉄鋼業、紙・パルプ、機械工業などにおける生産調整の影響 など

(単位:百万kWh)

		当第2四半期 (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	(829)	(727)	(102)	(114.1)	(1,901)
	電 力	5,330	5,244	86	101.6	11,639
	小 計	6,165	6,064	101	101.7	13,897
特定規模 需 要	業 務 用	4,253	4,286	33	99.2	8,676
	産 業 用	4,229	4,849	620	87.2	9,266
	小 計	8,482	9,135	653	92.9	17,942
合 計		14,647	15,199	552	96.4	31,839
大口電力(再掲)		2,678	3,261	583	82.1	5,873

供給電力量

出水率が111.6%と平年を上回り、また、供給設備の適切な運用をはかったことなどから、安定した供給を維持。

【対前年同期増減理由】

- (自 社 水 力) 豊水による発電電力量の増 (第2四半期 豊水過去第3位)
- (" 火 力) 豊水や原子力増による発電電力量の減
- (" 原子力) 泊発電所3号機の試運転や、1・2号機の定期検査日数の減少による発電電力量の増
- (他 社 受 電) 北海道パワーエンジニアリング(株)からの受電電力量の減など

(単位 : 百万kWh, %)

		当第2四半期 (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)	(111.6)	(79.9)	(31.7)		(80.5)
	水 力	2,436	1,750	686	139.2	2,811
	火 力	6,708	10,323	3,615	65.0	21,176
	(設備利用率)	(71.3)	(51.9)	(19.4)		(66.2)
	原子力	5,139	2,639	2,500	194.7	6,777
	計	14,283	14,712	429	97.1	30,764
他社受電		2,063	2,230	167	92.5	5,100
融 通		90	2	92	-	3
揚水用		63	61	2	104.3	71
合 計		16,193	16,883	690	95.9	35,790

原子力設備利用率は、試運転分を除いている。

収支比較表（収益-単独）



（単位：億円）

			当第2四半期 (A)	前年同期 (B)	増 減 (A)-(B)	主 な 増 減 要 因
営 業 収 益	電 灯 電 力 料	電灯料	1,139	1,172	33	<ul style="list-style-type: none"> ・ 販売電力量の減(90) ・ 燃料費調整制度の影響など(97)
		電力料	1,305	1,460	154	
		計	2,444	2,632	187	
	その他収益		38	29	9	<ul style="list-style-type: none"> ・ 地帯間販売電力料の増(6)
	計（売上高）		2,483	2,661	178	
営業外収益			10	12	2	
経常収益			2,493	2,674	180	

収支比較表（費用-単独）



（単位：億円）

		当第2四半期 (A)	前年同期 (B)	増 減 (A)-(B)	主 な 増 減 要 因
営 業 費 用	人件費	284	267	16	・退職給付費用の増（13）
	燃料費・ 購入電力料	545	1,248	702	・原子力発電量の増（352） [うち泊3号機 127] ・燃料価格の低下（208） ・水力発電量の増（154） ・販売電力量の減（79） ・国内炭火力稼働減（87）
	燃料費(再掲)	373	982	608	
	購入電力料(再掲)	172	266	94	
	修繕費	310	422	111	・原子力定期検査基数減（54）[1基 0基] ・前年泊2号機蒸気発生器1次冷却材入口管台溶接部の補修費用の反動（39）
	減価償却費	528	314	213	・泊発電所3号機試運転償却費（203）
	その他費用	653	648	4	
	計	2,321	2,902	580	
	営業外費用	81	77	3	
	経常費用	2,403	2,980	577	
	湯水準備金引当/取崩し()	33	32	66	・出水率 79.9% 111.6%

業績見通しとの比較（単独）



（単位：億kWh，億円）

	当第2四半期		増 減 (A) - (B)	主な増減要因	[参考] 4月見通し
	実績(A)	7月見通し(B)			
(販売電力量) 売 上 高	(146) 2,483	(148程度) 2,500程度	(2程度) 20程度	・販売電力量の減 (20)	(148程度) 2,500程度
営業費用	2,321	2,360程度	40程度	・豊水による水力発電量の増 (30)	2,360程度
営業利益	161	140程度	20程度		140程度
営業外損益	71	70程度	同程度		70程度
経常利益	90	70程度	20程度		70程度
渴水準備金引当 /取崩し()	33	10程度	30程度	・出水率 104%程度 111.6% (7~9月豊水)	-
四半期純利益	28	40程度	10程度		40程度

貸借対照表（連結・単独）

（単位：億円）

		当第2四半期末 (A)	前年度末 (B)	増 減 (A)-(B)	主な増減要因（単独）
資 産	連結	16,235	16,350	115	<ul style="list-style-type: none"> ・設備投資（450） ・減価償却による減少（528）
	単独	15,528	15,647	119	
負 債	連結	12,054	12,150	95	<ul style="list-style-type: none"> ・有利子負債の増（122） ・湯水準備引当金の増（33） ・未払金の減少（273）
	単独	11,745	11,838	92	
純 資 産	連結	4,080	4,100	19	<ul style="list-style-type: none"> ・四半期純利益の計上（28） ・配当金（63）
	単独	3,782	3,809	27	

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	25.1	25.1	0.0
	単独	24.4	24.3	0.1
有利子負債残高 (億円)	連結	8,914	8,801	113
	単独	8,710	8,588	122

連結キャッシュ・フロー



(単位：億円)

	当第2四半期 (A)	前年同期 (B)	増 減 (A) - (B)	主な増減要因
営業活動CF	677	127	805	・税金等調整前四半期純利益の計上(337) ・減価償却費の増(212) ・たな卸資産の増減額(173)
投資活動CF	630	457	172	・固定資産の取得に伴う支出増(171)
差引CF	46	585	632	
財務活動CF	48	621	573	
(有利子負債増減)	(113)	(687)	(573)	・社債発行額の減少(598)
(配当金支払い)	(63)	(63)	(0)	
(その他)	(1)	(2)	(0)	
現金および 現金同等物の増減額	95	36	58	

2010年3月期 見通し

業績見通し（連結・単独）



当期の業績については、至近の収支動向を踏まえ、7月に公表した業績予想を修正。

（単位：億kWh，億円程度）

			2009年度			2008年度 (C)	前年比% (A)/(C)
			今回見通し(A)	7月見通し(B)	増減 (A)-(B)		
販売電力量	特定規模 需要以外	電灯	118	120	2	116	101.8
		電力	24	24	0	23	104.6
	特定規模需要		172	175	3	179	95.8
	計		314	319	5	318	98.6
連結	売上高		5,440	5,470	30	5,945	91.5
	営業損益		280	260	20	171	-
	経常損益		140	120	20	314	-
	当期純損益		50	60	10	241	-
単独	売上高		5,230	5,260	30	5,734	91.2
	営業損益		230	210	20	223	-
	経常損益		90	70	20	365	-
	当期純損益		30	40	10	261	-

営業損益、経常損益、当期純損益の「-」は、損失を示す。

経常損益の好転・悪化要因（対7月公表）



7月見通し 2009年度 経常損益 連結 120億円程度 / 単独 70億円程度

好転要因

水力発電量の増加による燃料費の減 30億円程度
 （出水率 102%程度 107%程度）

その他 10億円程度

- ・ 燃料費調整制度の影響 40
 （マイナス燃調の減）
- ・ 燃料価格の上昇など 40
- ・ その他 10
 （廃棄物処理費の減など）

計 40億円程度

悪化要因

販売電力量の減 20億円程度
 （収入減 70 - 燃料費減 50）

計 20億円程度

差し引き 20億円程度

今回見通し 2009年度 経常損益 連結 140億円程度 / 単独 90億円程度

経常損益の好転・悪化要因（対前年度）



2008年度 経常損益 連結 314億円 / 単独 365億円

好転要因

原子力発電量の増加による燃料費の減	650億円程度
<ul style="list-style-type: none"> ・泊発電所3号機運転開始による燃料費軽減 	360億円程度
<ul style="list-style-type: none"> ・泊発電所定期検査日数の減 	290億円
<ul style="list-style-type: none"> 前年 泊発電所蒸気発生器1次冷却材入口管台溶接部 補修に伴う定期検査日数延長の反動 など 	
燃料価格低下による燃料費の減	340億円程度
(うち原油価格低下	120億円程度)
水力発電量の増加による燃料費の減	200億円程度
前年 泊発電所蒸気発生器1次冷却材入口管台	
溶接部補修費用の反動	115億円
泊発電所定期検査基数減少(21基)による	
修繕費の減	60億円程度
計	1,365億円程度

悪化要因

泊発電所3号機試運転による費用の増	440億円程度
<ul style="list-style-type: none"> ・減価償却費の増 	380億円程度
(08年度: 34億円 09年度: 410億円程度)	
<ul style="list-style-type: none"> ・バックエンド費用などの増 	60億円程度
燃料費調整の影響などによる収入減	430億円程度
(激変緩和措置による09年度の収入増40億円を含む)	
販売電力量の減	10億円程度
(収入減70 - 燃料費減60)	
その他	35億円程度
計	915億円程度

差し引き 450億円程度

2009年度 経常損益 連結 140億円程度 / 単独 90億円程度

経常損益の は、損失を示す。

参考資料

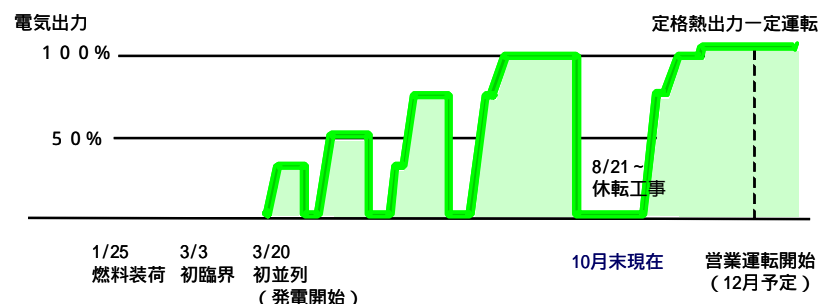
原子力	泊発電所3号機の営業運転開始に向けて	21
決算	費用項目(単独)	
	・人件費	22
	・燃料費・購入電力料	23
	・修繕費、減価償却費	24
	・支払利息、その他費用	25
	主要諸元・影響額	26
	セグメント情報	27
	販売電力量(実績/10月見通し)	28
販売	北海道の景気動向	29
	需要見通し	30
	大口電力販売実績	31
	オール電化住宅・ヒートポンプの機器の普及	32
供給	年度末電源設備・電源別発電電力量	33
	火力発電所の運用高度化など	34
	設備投資計画	35
環境	CO ₂ 排出原単位低減に向けた取り組み	36
	新エネルギーの導入拡大	37

原子力 - 泊発電所 3号機営業運転開始に向けて

- 泊発電所3号機の建設工事総合進捗率は約99%（2009年9月20日現在）。09年3月に発電を開始し、12月の営業運転開始に向け、着実に試運転工程を進めている。
- 基幹電源として安定供給を担うとともに、火力燃料費の減少やCO₂低減 に大きく寄与。

泊発電所3号機の導入によりCO₂排出量を2～3割程度低減

■ 試運転の進捗状況（イメージ）



< 泊発電所の概要 >

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

■ 3号機 発電電力量の実績と見通し

	第2四半期 (累計実績)	2009年度 (見通し)
試運転	15億kWh	18億kWh程度
営業運転		25億kWh程度
合計	15億kWh	43億kWh程度

■ 原子力設備利用率の実績と見通し (3基計)

	2008年度 (実績)	2009年度 (見通し)
設備利用率	66.2%	80%程度

- * 原子力設備利用率は、試運転分を除いている。
- * 泊発電所1号機運転（1989年）から2008年度までの泊発電所の平均設備利用率は84.5%。

【参 考】泊発電所 3号機減価償却積立金

- ・ 目的：3号機導入に伴う減価償却費負担による利益の低下に備えたもの
- ・ 積立残高：540億円（積立済）
- ・ 取崩し：2009年度末までに取崩し方法・金額等を決定する予定

決算 – 費用項目（単独）



人件費

（単位：億円）

		当第2四半期	前年同期	増 減	主な増減要因
人 件 費		284	267	16	・退職給付費用の増（13）
内 訳	退職給与金	6	7	13	
	給料手当等	277	275	2	

【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2四半期では年間償却額の1/2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)
03年度発生分	104	21	-	-	-
04年度発生分	15	1	1	-	-
05年度発生分	0	0	0	0	10年度（1年）
06年度発生分	171	34	34	68	11年度（2年）
07年度発生分	52	10	10	31	12年度（3年）
08年度発生分	49	-	10	39	13年度（4年）
合計		64	33	60	

決算 - 費用項目 (単独)



燃料費・購入電力料

(単位：億円)

		当第2四半期	前年同期	増 減	主な増減要因
燃料費・購入電力料		545	1,248	702	<ul style="list-style-type: none"> ・原子力発電量の増(352) (うち泊3号機試運転による 燃料費の軽減 127) ・燃料価格の低下(208) (為替(円高) 30 原油C I F安 116 海外炭C I F安 62)
内 訳	燃料費	373	982	608	<ul style="list-style-type: none"> ・水力発電量の増(154) (出水率：79.9% 111.6%) ・販売電力量の減(79) (152億kWh 146億kWh)
	購入電力料	172	266	94	<ul style="list-style-type: none"> ・国内炭火力稼働減(87) (国内炭消費量：68万t 35万t)

【主要諸元】

	当第2四半期	前年同期	増 減
為替レート(円/\$)	96	106	10
原油CIF価格(\$/bl)	61.8	119.7	57.9
海外炭CIF価格(\$/t)	99.1	130.1	31.0

決算 - 費用項目（単独）



修繕費

（単位：億円）

		当第2四半期	前年同期	増 減	主な増減要因
修繕費		310	422	111	<ul style="list-style-type: none"> ・原子力発電所定期検査基数減（ 54） [1基 0基] ・前年 泊2号機蒸気発生器1次冷却材入口管台溶接部の補修費用の反動（ 39） ・火力設備に係る工事費の減（ 13）
内 訳	電 源	148	256	108	
	流 通	154	157	3	
	その他	8	8	0	

減価償却費

（単位：億円）

		当第2四半期	前年同期	増 減	主な増減要因
減価償却費		528	314	213	<ul style="list-style-type: none"> ・泊発電所3号機試運転償却費（203） [- 203] ・定率効果（ 32） ・新規取得など（42）
内 訳	電 源	355	145	210	
	流 通	154	150	4	
	その他	17	18	0	

決算 - 費用項目（単独）



支払利息

（単位：億円）

	当第2四半期	前年同期	増 減	主な増減要因
支払利息	76	67	8	・有利子負債の増（8）

その他費用

（単位：億円）

	当第2四半期	前年同期	増 減	主な増減要因
その他費用	658	659	0	・委託費の減（ 10）

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2四半期	前年同期	増 減	主な増減要因
（泊発電所3号機 再掲） 原子力バックエンド費用	（16） 76	（ - ） 36	（16） 39	・原子力発電量の増など

決算 - 主要諸元・影響額



主要諸元

	2008年度	2009年度			[参考] 4月見通し
		今回見通し (A)	7月見通し (B)	増減 (A)-(B)	
為替レート (円/\$)	101	93程度	95程度	2程度	100程度
原油CIF価格 (\$/bl)	90.3	66程度	60程度	6程度	55程度
出水率 (%)	80.5	107程度	102程度	5程度	100程度
原子力設備利用率 (%)	66.2	80程度	78程度	2程度	78程度
金利 (期中平均) (%)	1.74	1.73程度	1.73程度	同程度	1.73程度

原子力設備利用率は、試運転分を除いている。

今回見通しの為替レート及び原油CIF価格は、10月以降それぞれ90円/\$程度、70\$/bl程度として想定している。

影響額

(単位：億円)

	2008年度	2009年度			[参考] 4月見通し
		今回見通し (A)	7月見通し (B)	増減 (A)-(B)	
為替レート (1円/\$)	16	7程度	7程度	同程度	7程度
原油CIF価格 (1\$/bl)	11	5程度	6程度	1程度	6程度
出水率 (1%)	8	5程度	5程度	同程度	5程度
原子力設備利用率 (1%)	16	13程度	12程度	1程度	12程度
金利 (1%)	14	11程度	11程度	同程度	11程度

決算 - セグメント情報



(単位：億円)

		電気事業	その他の事業	計	消去又は全社	連結
売上高	当第2四半期	2,481	410	2,891	315	2,575
	前年同期	2,659	419	3,079	328	2,751
	増減	178	9	188	12	175
営業損益	当第2四半期	162	11	174	4	178
	前年同期	259	21	237	4	233
	増減	421	9	411	0	411

営業損益の は、損失を示す。

【各事業区分の内容】

電気事業	電力供給
その他の事業	建物の賃貸、土木・建築工事、電力設備の建設・保守・補修、石炭の受入れ・保管・払出し、電気通信事業

決算 - 販売電力量 (実績 / 10月見通し)



(単位：百万kWh、%、)

	当年度		前年度	対4月見通し		対前年実績		気温の推移		
	10月見通し	4月見通し		増 減	計画比	増 減	前年比	平均気温	前年差	平年差
4月	2,642	2,683	2,644	41	98.5	2	99.9	6.7	1.4	0.9
5月	2,496	2,469	2,556	27	101.1	60	97.7	12.9	1.5	1.8
6月	2,202	2,247	2,372	45	98.0	170	92.8	16.2	0.4	0.8
1Q	7,340	7,399	7,572	59	99.2	232	96.9	-	-	-
7月	2,344	2,322	2,430	22	100.9	86	96.5	18.7	1.6	0.8
8月	2,486	2,542	2,616	56	97.8	130	95.0	20.6	0.3	0.5
9月	2,477	2,540	2,581	63	97.5	104	96.0	17.0	1.4	0.0
2Q	7,307	7,404	7,627	97	98.7	320	95.8	-	-	-
上期	14,647	14,803	15,199	156	98.9	552	96.4	-	-	-
10月	2,422	2,483	2,551	61	97.5	129	95.0			
11月	2,580	2,631	2,637	51	98.1	57	97.8			
12月	2,636	2,692	2,663	56	97.9	27	99.0			
3Q	7,638	7,806	7,851	168	97.8	213	97.3			
1月	3,223	3,234	3,145	11	99.7	78	102.5			
2月	2,984	3,131	2,875	147	95.3	109	103.8			
3月	2,908	2,908	2,769	0	100.0	139	105.0			
4Q	9,115	9,273	8,789	158	98.3	326	103.7			
下期	16,753	17,079	16,640	326	98.1	113	100.7			
年度	31,400	31,882	31,839	482	98.5	439	98.6			

「10月見通し」欄の上期(4~9月)は、実績。

販売 - 北海道の景気動向

- 北海道の景気は低迷しているものの持ち直しの動き。
 - 生産活動は、鉄鋼、自動車部品、電子部品では在庫調整の進捗等を背景に持ち直しの動き。一方、紙・パルプ、建設関連資材では減産が続く。
 - 雇用・所得環境は厳しい状態が続いている。

■ 主要経済指標の推移

			08年度	09年4月	5月	6月	7月	8月
生産	鉱工業生産指数 (前年比、%)	北海道	7.7	20.0	18.9	16.7	17.6	10.8
		全国	12.7	30.7	29.5	23.5	22.7	18.7
個人消費	大型小売店売上高 (全店舗)(前年比、%)	北海道	2.2	0.5	3.3	1.4	1.8	1.5
		全国	2.8	5.0	4.5	5.2	7.0	5.0
雇用	有効求人倍率 (倍)	北海道	0.43	0.32	0.31	0.32	0.32	0.34
		全国	0.74	0.42	0.38	0.37	0.38	0.39
住宅投資	新設住宅着工戸数 (前年比、%)	北海道	15.0	33.4	47.5	34.6	38.0	46.4
		全国	0.3	32.4	30.8	32.4	32.1	38.3
公共投資	公共工事請負金額 (前年比、%)	北海道	2.9	18.0	11.0	6.3	4.7	7.0
		全国	0.1	20.5	2.5	12.7	2.5	8.7

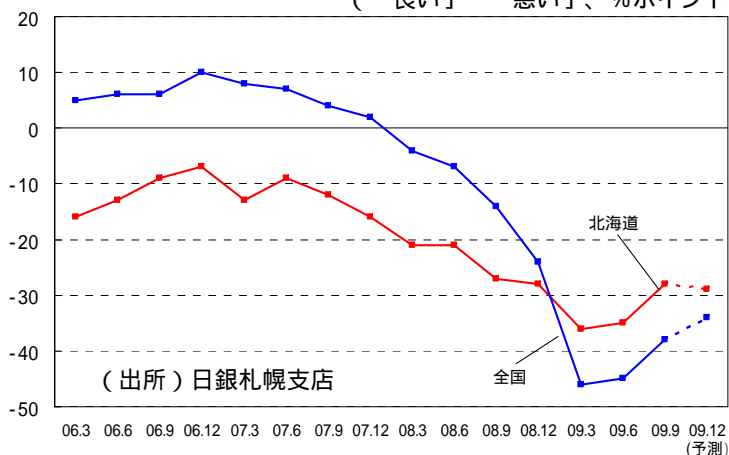
【新設住宅着工戸数の推移（北海道）】

暦年	戸数	対前年 伸び率(%)
2005	52,317	6.4
2006	51,175	2.2
2007	41,941	18.0
2008	39,014	7.0
2009(1~8月)	16,217	40.7

(出所) 北海道経済産業局

■ 業況判断DI

(「良い」-「悪い」、%ポイント)



■ 生産活動に関する企業ヒアリング調査

- 鉄 鋼：自動車向け鋼材が徐々に回復。コンクリート二次製品向けも増加。9月の稼働率は7割水準まで戻す計画。
- 輸送機械：中国、北米等の回復で足下は良い状況となっているが先行きについては楽観視できない。
- 紙・パルプ：安価な輸入紙増加の影響もあり厳しい状況。

(出所) 北海道経済産業局「最近の管内経済概況」09年10月

販売 - 需要見通し

- ・2009年度は、前年の記録的な暖冬の影響による暖房需要減少の反動や、オール電化普及による需要増はあるものの、鉄鋼業、紙・パルプ、機械工業での生産調整の影響などから、前年実績を下回る見通し。
 - ・今回、景気の影響による特定規模需要での「レジャー関連」や「商業施設」などの需要減などを踏まえ、2009年度見通しを見直し。〔4月見通し：319億kWh 今回見通し：314億kWh〕
- ・2007年度から2018年度までの年平均伸び率は 0.9%の見通し。

項目 \ 年度	2007 実績	2008 実績	2009	2010	2011	2012	2013	2018	07～18 年平均伸び率 (%)
販売電力量 (億kWh)	324 (323)	318 (321)	<314> 327	333	336	338	342	359	0.9 (1.0)
同上 対前年伸び率 (%)	3.0 (2.5)	1.9 (0.5)	< 1.4> 2.6 (1.6)	2.1	0.8	0.7	1.0	1.0	-

- (注) 1. 2009年3月公表の供給計画から2008年度の推定実績を実績に置き替え。
 2. 2009年度の< > 内は、今回、09年度業績見通しの前提とした販売電力量。
 3. () 内は気象・うるう年補正後を示す。

■ 09年度第2四半期実績 (対4月見通し)

(百万kWh)

	第2四半期 実績(A)	4月見通し (B)	増 減 (A)-(B)	見通し比% (A)/(B)	主な増減要因
電灯電力計	6,165	6,242	77	98.8	景気の影響による業務用の「レジャー関連」や「商業施設」の需要減や、春先の気温が平年に比べ高く推移したことによる暖房需要の減少など
特定規模	8,482	8,561	79	99.1	
合計	14,647	14,803	156	98.9	

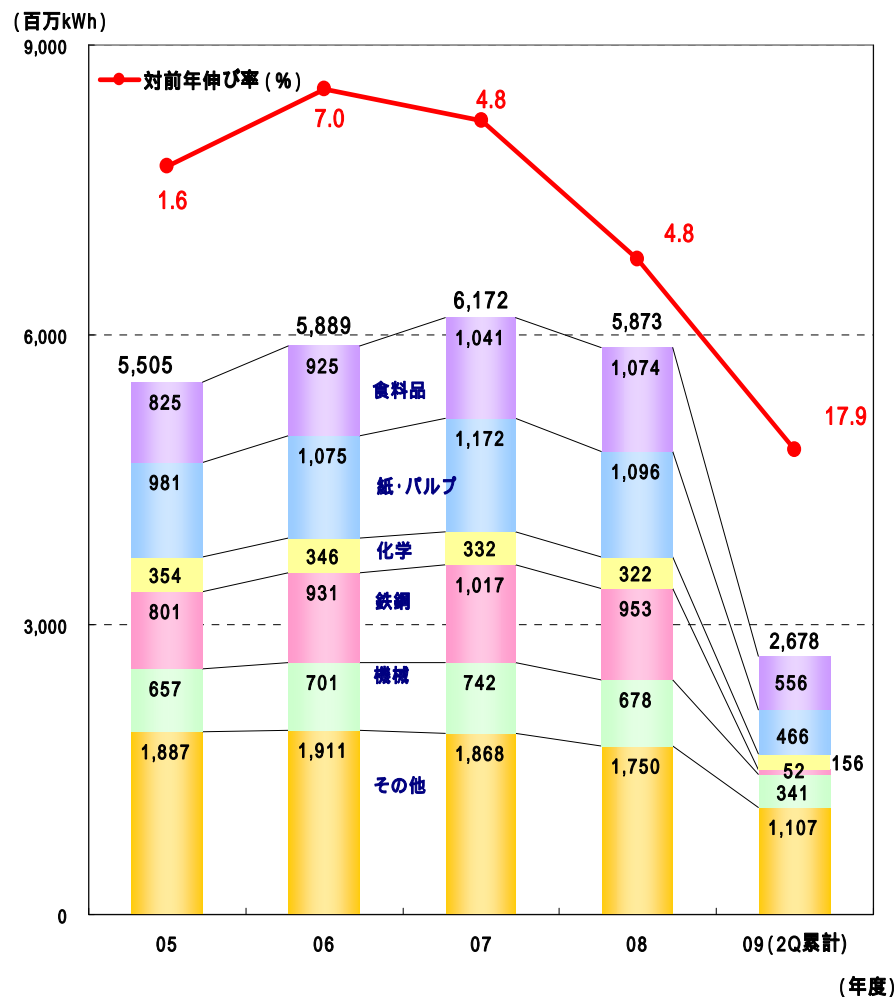
■ 09年度通期見通し

(百万kWh)

	今回見通し (C)	4月見通し (D)	増 減 (C)-(D)
電灯電力計	14,215	14,368	153
特定規模	17,185	17,514	329
合計	31,400	31,882	482

販売 - 大口電力販売実績

■ 大口電力販売電力量の推移



■ 09年度第2四半期 累計実績

【業種別構成比および対前年伸び率】

・鉄鋼業、紙・パルプ、機械工業での生産調整の影響などから、前年実績を大きく下回る。

	構成比 (%)	対前年伸び率 (%)
食料品	20.8	0.1
紙・パルプ	17.4	29.5
化学	5.8	4.7
鉄鋼	12.7	42.0
機械	11.2	22.8
その他	32.1	4.8
合計	100.0	17.9

【月別の推移】

対前年伸び率 (%)											
10月	11月	12月	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月
2.1	1.1	6.3	20.8	31.6	31.5	16.4	15.4	21.6	20.3	17.5	15.7

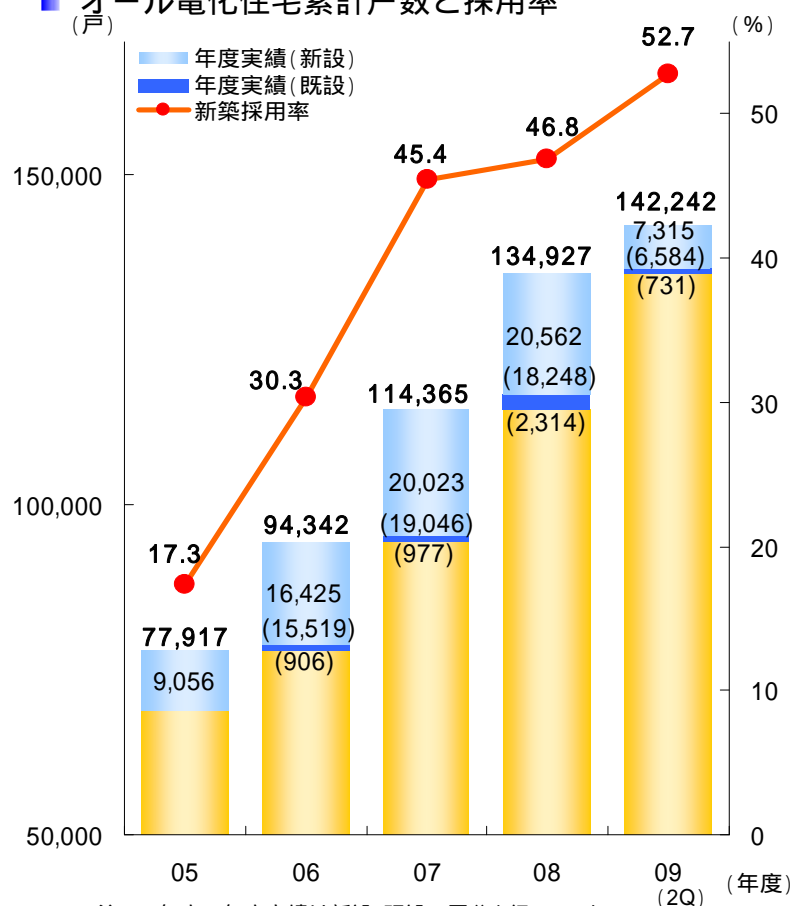
主な業種別内訳

	10月	11月	12月	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月
食料品	0.0	0.1	0.0	2.9	0.8	1.4						
紙・パルプ	17.1	10.3	33.6	36.2	36.5	41.2						
化学	10.6	5.4	8.4	13.1	6.9	5.4						
鉄鋼	38.9	40.2	48.9	48.9	45.3	29.8						
機械	29.7	30.0	24.7	21.7	17.3	13.1						

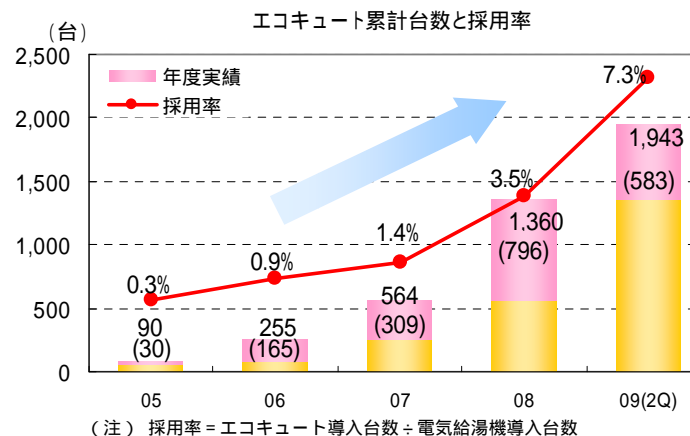
販売 - オール電化住宅・ヒートポンプ機器の普及

- ・新設住宅着工戸数の落ち込みはあるものの、新設・既設ともに高い採用傾向を維持。
- ・今後も好調な電化採用を定着させつつ、省エネ・環境性に優れたエコキュートなどヒートポンプ機器の普及拡大に向けた販売活動を推進。

■ オール電化住宅累計戸数と採用率



■ ヒートポンプ機器の普及拡大に向けた取り組み



【参考】北海道のオール電化の優位性

■ 世帯あたりエネルギー消費量は全国の約1.5倍 (MJ/世帯・年)

	暖房	冷房	給湯	照明他	合計
北海道	32,113	54	15,557	16,490	64,214
全国	9,904	915	15,334	18,112	44,265

(出所) 住環境計画研究所「家庭用エネルギー統計年報」

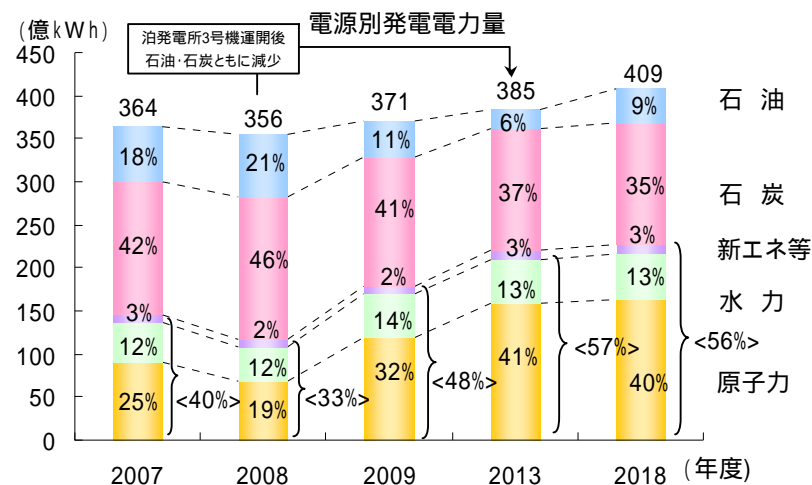
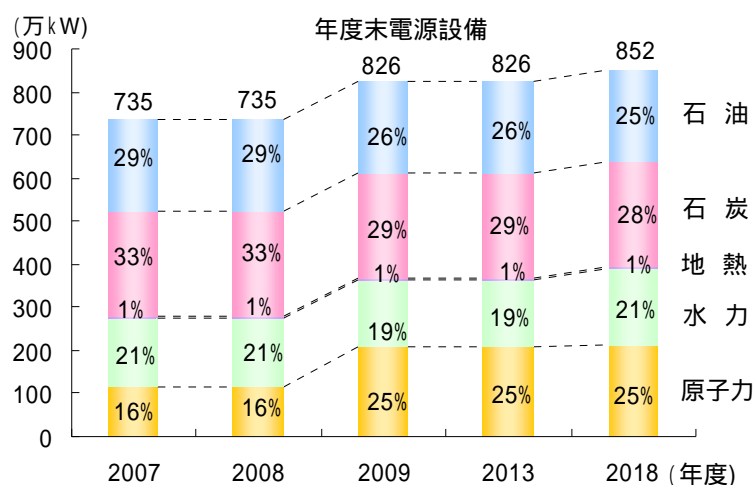
■ 暖房を含む北海道のオール電化は販売電力量への寄与度が大きい



(出所) 当社モデルケース (給湯はエコキュートの場合)

供給 – 年度末電源設備・電源別発電電力量

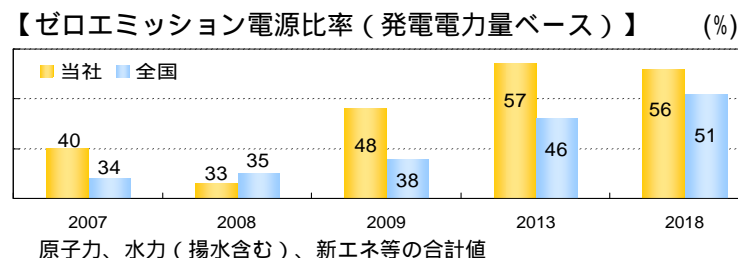
泊発電所3号機運転開始後の電源構成は、水力、石炭火力、石油火力、原子力がそれぞれ1 / 4 ~ 1 / 5程度となり、特定の電源に偏ることなく、燃料情勢の変化にも柔軟に対応できる構成となる。



- (注) 1. 他社受電分を含む。
 2. 発電電力量の2009年度、2013年度および2018年度の石油には天然ガス(2009年度より苫小牧発電所1号機の発電用燃料の一部として導入予定)を含む。
 3. 新エネルギーからの購入電力については、安定した供給が期待できないことから「年度末電源設備」には見込まず、「発電電力量」にのみ織り込んでいる。
 4. 新エネ等には地熱、廃棄物発電を含む。 5. < >内はゼロエミッション電源の比率を示す。

ゼロエミッション電源比率の向上

- 電力大では、2020年度にゼロエミッション電源比率(発電電力量ベース)50%を目指す
- 当社は、泊発電所3号機運転開始後に50%を超える見通しであり、低炭素社会の実現に大きく寄与



供給 - 火力発電所の運用高度化など

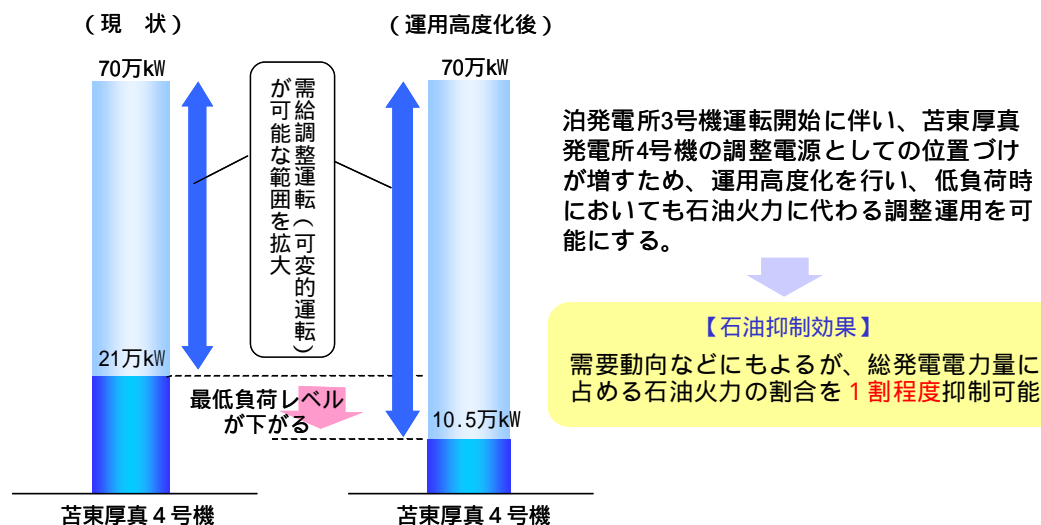
- 燃料費低減のため、海外炭火力の苫東厚真発電所4号機において運用高度化工事を実施しており、2009年度中に運用開始予定。
- 重原油火力の苫小牧発電所1号機において、経済性・環境性に優れた勇払天然ガス混焼のため設備工事を実施しており、2009年12月までに運用開始予定。

■ 苫東厚真発電所4号機 運用高度化

燃料費低減のため、需給調整機能を拡大し石油火力の発電を抑制

2008年度に設備対策を完了、2009年度中の運用開始を予定
需要動向などにもよるが、石油火力の発電電力量を1割程度引き下げる
ことが可能

【運用高度化のイメージ】



■ 苫小牧発電所1号機 ガス混焼

燃料費の低減および地球環境問題への
対応のため、勇払産天然ガス混焼の改
良工事を実施

2009年12月までに運用開始予定
混焼割合：最大で定格出力(25万kW)
の20%相当
CO₂削減効果：1.5万t-CO₂/年



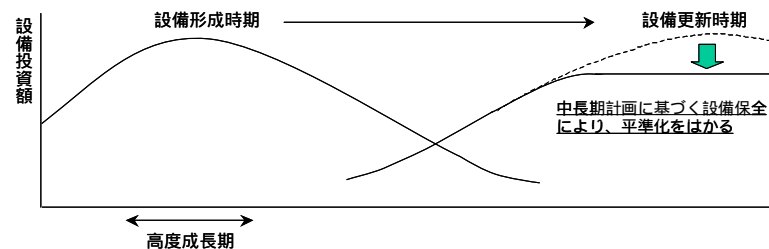
<苫東厚真発電所>

供給 - 設備投資計画

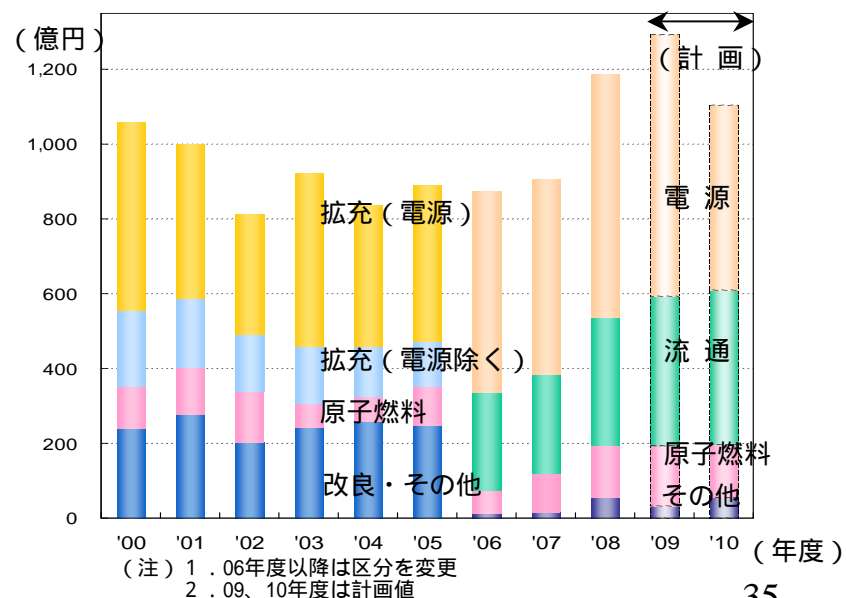
泊発電所3号機建設が終了する2009年度をピークに減少傾向となるものの、京極発電所新設工事の継続、設備の経年化対策などから、大幅には減少しない見通し。

(単位：億円) 【設備更新の考え方(例：送電設備の更新イメージ)】

		2007 実績	2008 実績	2009		2010 計画
				第2四半期 累計実績	年度 計画	
電源	水力	55	76	90	162	220
	火力	102	71	7	56	151
	原子力	364	501	178	482	123
	小計	522	650	276	700	494
流通	送電	89	88	30	152	153
	変電	45	105	26	68	77
	配電	129	148	63	179	183
	小計	264	342	120	399	414
その他		17	56	4	33	56
原子燃料		103	139	49	161	140
合計		908	1,188	450	1,293	1,104



【設備投資額の推移】



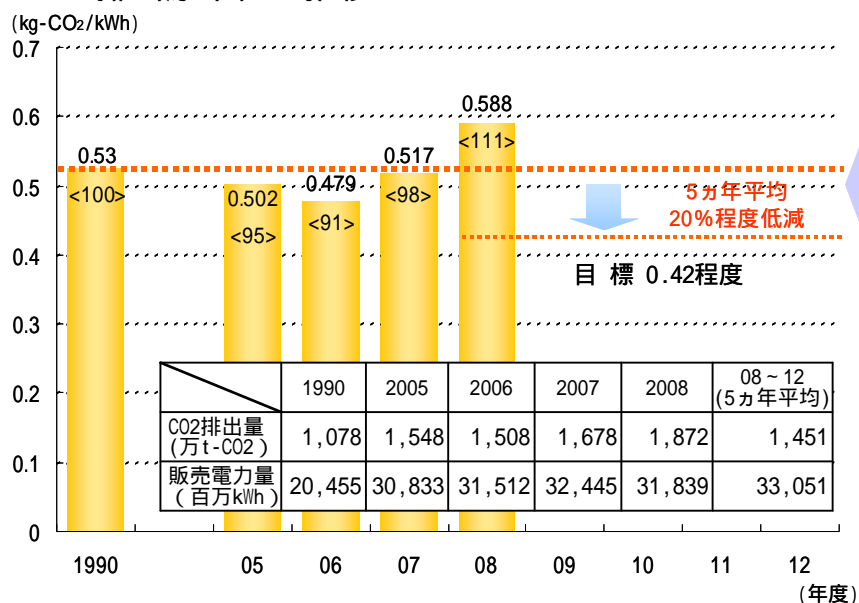
(注) 端数処理の関係で計算が合わない場合がある。

環境 – CO₂排出原単位低減に向けた取り組み

【自主目標】2008～2012年度の5カ年平均のCO₂排出原単位を1990年度実績から20%程度低減

- ・ 現行計画では17%程度の低減にとどまる見込みであるが、今後、泊発電所3号機の計画どおりの導入、原子力発電の利用率向上および京都メカニズムの補完的活用などにより、目標達成を目指していく。

CO₂排出原単位の推移



電気の利用に関するCO₂排出低減に向けた取り組み

- ・ ヒートポンプ機器の積極的提案
- ・ 電気自動車を2020年度までに100台程度順次導入。09年度は7台導入済。

発電時のCO₂排出低減に向けた取り組み

- ・ 泊発電所3号機の計画どおりの運転開始
- ・ 原子力発電所の安定運転による利用率向上
- ・ 再生可能エネルギーの活用

京都メカニズムの活用

炭素基金などの名称	獲得見込量
日本温暖化ガス削減基金 (JGRF) 温室効果ガスクレジット集積プール (GG-CAP) 新規共同購入 (NCP) クレディ・スイス マレーシア小水力発電CDM	320万t程度

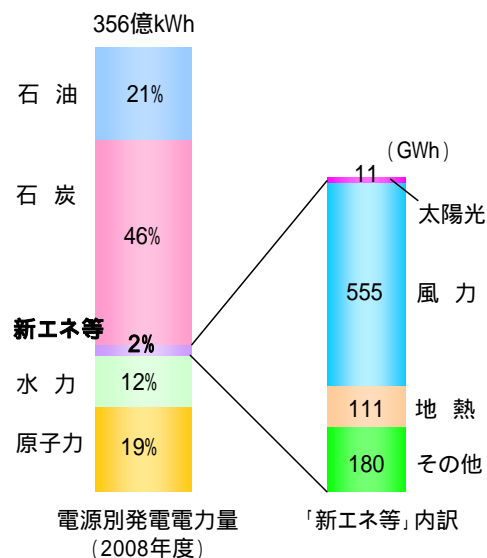
国内クレジット制度の活用

- ・ ESCOスキームを用いた排出削減事業
- ・ 温泉熱を利用した温熱供給システムと排熱回収ヒートポンプ冷暖房システムによる省エネルギー事業

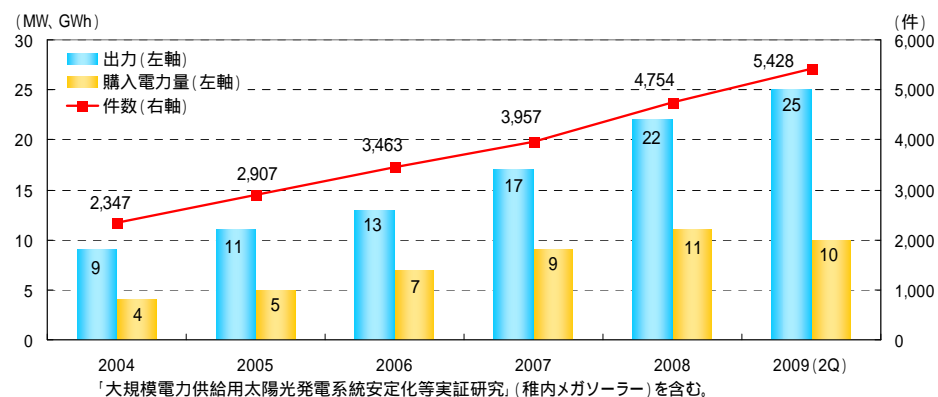
環境 – 新エネルギーの導入拡大

新エネルギーは、出力が安定しない、発電単価が高いといった課題もあるが、低炭素社会の実現に向けた方策の一つとして拡大に努めていく。

■ 新エネルギーの発電電力量に占める割合 【太陽光発電からの購入実績】

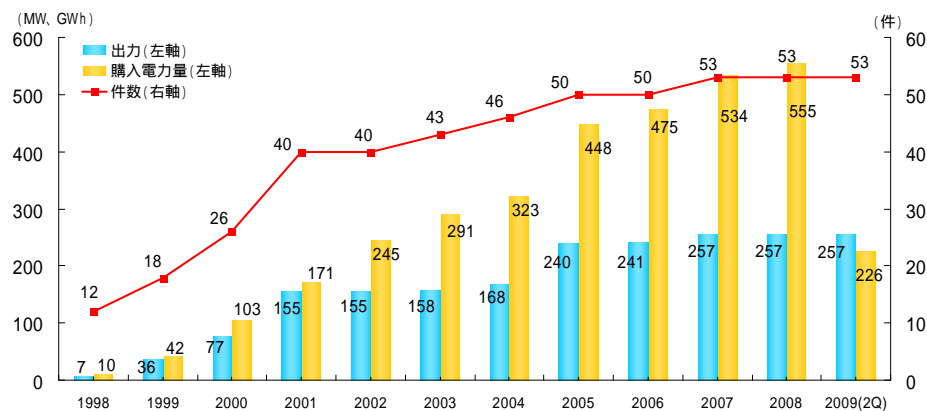


< 稚内メガソーラー (実証試験設備) >



「大規模電力供給用太陽光発電系統安定化等実証研究」(稚内メガソーラーを含む)

【風力発電からの電力購入の推移】



環境 – 新エネルギーの導入拡大（太陽光）

太陽光発電の導入拡大に向けた取り組み

- ・2012年度までに伊達発電所構内に1千kWを設置、2020年度までに合計5千kW程度の導入を目指す。
- ・家庭用を中心とした余剰電力購入の実施。2009年11月以降、新たな買取制度による買取実施。
- ・稚内市において「大規模電力供給用太陽光発電システム安定化等実証研究」実施
- ・「分散型新エネルギー大量導入促進システム安定対策事業」、「積雪の影響を受けない太陽光発電システムの開発・実証事業」

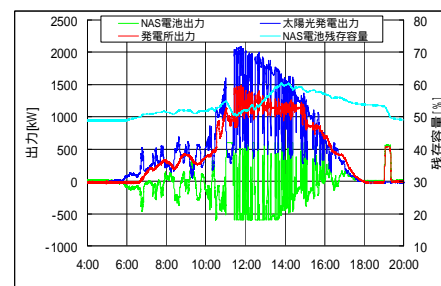
■ 伊達メガソーラー（仮称）の概要



所在地	北海道電力(株) 伊達発電所構内
設置者	ほくてんエコエナジー株式会社
設置面積、合計出力	約3ha、1千kW
発電電力量(推定)	約百万kWh(一般家庭約3百軒分)/年間
CO2排出量削減効果(推定)	約5百t/年間
工期	2011年度着工、2012年度運転開始

■ 大規模電力供給用太陽光発電システム安定化等実証研究の概要

名称等	NEDO委託事業「大規模電力供給用太陽光発電システム安定化等実証研究」(受託者:北海道電力(株)、稚内市)
期間	2006年度~2010年度(5年間)
設備	・太陽光発電モジュール 約5,000kW (4,000kW設置済、2009年度に約1,000kW設置予定) ・NAS電池 1,500kW
これまでの成果	・各種太陽光発電モジュールの出力特性を比較 ・外部要因(影・雪など)を考慮した最適傾斜角の検討 ・NAS電池を用いた出力変動抑制・計画運転技術の開発 など



< NAS電池による出力変動抑制結果(イメージ) >

【太陽光発電が大量導入された場合の系統への影響について】
太陽光発電が現状レベルを超えて系統連系された場合の影響と対策については、現在、国レベルで行われている実証試験結果や導入実績等を踏まえて検討を行っていく。

環境 – 新エネルギー導入拡大（太陽光発電の新たな買取制度）



太陽光発電の新たな買取制度の概要

- 太陽光の導入拡大に向けた新たな買取制度が2009年11月より開始。
 （「エネルギー供給事業者による非化石エネルギー源の利用及び化石エネルギー原料の有効な利用の促進に関する法律」（2009年8月28日施行））

■ 従来の余剰電力買取制度

- 当社販売単価と同一単価で買い取り（従量制電灯契約の場合 約24円/kWh）

■ 新制度

- 買取開始から新単価で10年間固定して買い取り。
 （2009年度：低圧連系太陽光発電設備容量10kW未満、太陽光のみ設置の場合48円/kWh）
 単価は設置年度ごとに段階的に低減。
- 買取費用は全てのお客さま（当社以外の電気事業者のお客さまを含む）から使用量に応じて回収。

〔買取単価（2009年度）〕

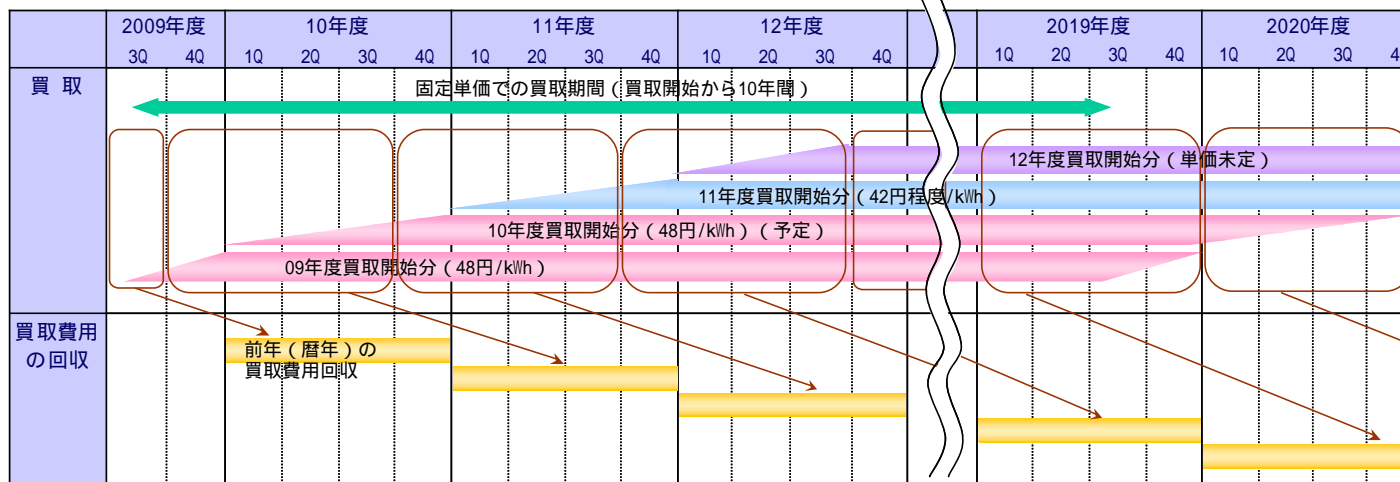
（税込、円/kWh）

設備容量	住宅用（低圧）		設備容量	非住宅用（高圧以上）	
	太陽光のみ	自家発併設		太陽光のみ	自家発併設
10kW未満	48	39	500kW未満	24	20
10kW以上	24	20	500kW以上	対象外	

〔回収単価〕

- 1年間の買取費用を、回収を行う1年間の想定需要電力量で除して算出。

【買取・費用回収のイメージ】



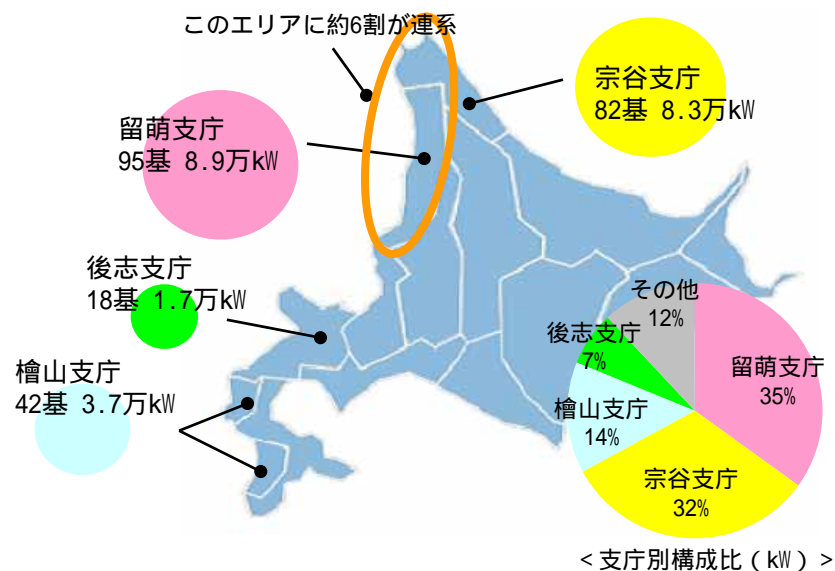
環境 – 新エネルギーの導入拡大（風力）

風力発電の導入拡大に向けた取り組み

- ・既連系量は26万kWであり、今後受け入れ予定の10万kW（うち、5万kWは解列条件付）とあわせて、合計36万kWの受入を計画。20kW未満の小規模風力は随時受入。
- ・今後も連系可能量拡大の可能性について検討していく。

■ 北海道の風力連系状況（2009年3月現在）

- ・風況条件などから日本海側に偏在



*北海道の風力連系量について

- ・1992年頃から急速に導入が増加し、2001年度の技術検証において連系可能量を15万kWから25万kWに拡大。2008年度に再評価を行い131万kWに拡大。
- ・また、2006年度から解列枠（5万kW）を設け、導入拡大をはかっている。



【風力発電の連系量】

		連系量
既連系分（08年度末）		26万kW
計画	新規募集分	5万kW
	解列条件付	5万kW
合計		36万kW

（参考：都道府県別導入量）

都道府県（上位～）	導入量（万kW）
青森県	28万kW
北海道	26万kW
鹿児島県	14万kW
⋮	⋮
全国計	185万kW

出所：NEDO「日本における都道府県別風力発電導入量」2009.4

本資料は2009年10月28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 IR室
〒060-8677 札幌市中央区大通東1丁目2番地
URL: <http://www.hepco.co.jp>