

# 1. 電力の安全・安定的な供給に向けて

- ・エネルギーセキュリティ(安定供給確保)
- ・需給状況・対策

# 2. 電気料金の仕組みと発電コスト

# 3. 地球環境問題

- ・再生可能エネルギーへの取り組み

# メガソーラー発電の推進

○平成32年度までに1.5～2万kW程度のメガソーラー発電所の開発を目指しています。

## 【メガソーラーしみず】

<平成26年度運転開始予定>

場所：静岡市清水区三保

規模：8千kW

年間CO<sub>2</sub>排出削減量：約4千t



## 【メガソーラーたけとよ】

<平成23年10月運転開始>

場所：愛知県知多郡武豊町  
(武豊火力発電所内)

規模：7.5千kW

年間CO<sub>2</sub>排出削減量：約3.4千t



## 【メガソーラーいいだ】

<平成23年1月運転開始>

場所：長野県飯田市

規模：1千kW

年間CO<sub>2</sub>排出削減量：約0.4千t



# 風力発電の推進(中部電カグループ)

		出力 (kW)	運転開始時期	CO2削減効果 (t/年)
中部電力	御前崎風力発電	22,000	(1期) 平成22年2月 (2期) 平成23年1月	29,000
シーテック	ウインドパーク美里	16,000	平成18年2月	213,000
	ウインドパーク笠取	38,000	(1期) 平成22年 (2期) 平成22年12月	
	ウインドパーク南伊吹 (仮)	32,000	平成29年度 (予定)	
青山高原ウインドファーム (既設)		15,000	平成15年3月	
青山高原ウインドファーム (増設)		80,000	平成26年度～ 平成28年度 (予定)	



【御前崎風力発電所】



【青山高原での風力発電】

# バイオマス発電の推進

## 【木質バイオマス燃料の混焼】

場所：愛知県碧南市

規模：年間約2億kWh

年間CO<sub>2</sub>排出削減量：約20万t



バイオマス燃料設備



木質バイオマス燃料

## 【下水汚泥炭化燃料の混焼】

場所：愛知県碧南市

規模：年間約460万kWh

年間CO<sub>2</sub>排出削減量：約4千t

※平成24年4月運用開始



燃料化施設



下水汚泥炭化燃料

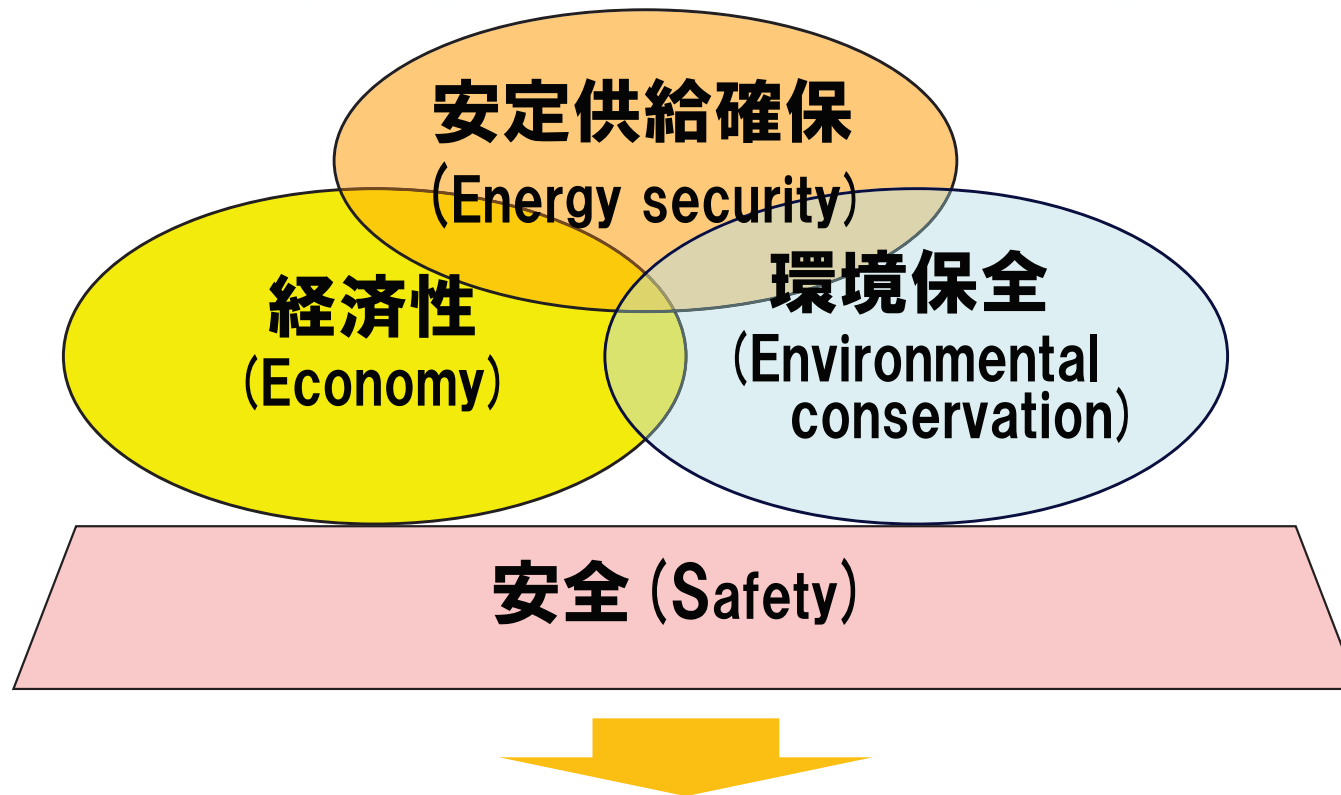
# 水力発電の推進

		出力 (kW)	運転開始時期	CO <sub>2</sub> 削減効果 (t/年)	
新規開発	須砂渡	240	平成22年9月	600	
	徳山	1号機	131,000	平成27年度(予定)	150,000
		2号機	22,400	平成26年度(予定)	
	一般水力		4,200	平成32年度(予定)	12,000
			7,300	平成33年度(予定)	19,000
	維持流量発電		260	平成26年度(予定)	500
			190	平成27年度(予定)	600
			220	平成28年度(予定)	800
			300	平成29年度(予定)	900
			320	平成30年度(予定)	600
既設設備改修	和合	100※	平成24年度(予定)	200	
三重県企業庁より譲受(10地点)		98,000	平成25年度～ 平成27年度(予定)	—	

※出力向上分(3,000kW→3,100kW)



# 今後の電力供給に関する当社の基本スタンス



中部地方の供給を担う電気事業者として、電力を安全・安定的にお届けするため、原子力、LNG火力、石炭火力、再生可能エネルギーなどの多様な電源をバランスよく組み合わせるとともに、大規模集中型に加え分散型の電源も効果的に活用していく。  
これにより、今まで以上に自然災害や経済、エネルギー情勢等の社会的リスクにも強い電力供給を目指す。

※平成24年度策定予定の新たなエネルギー基本計画を踏まえ、弊社の将来的に目指すべき電源構成について具体化を図る。

**ご清聴ありがとうございました。**

# 参考資料



# (参考)原子力停止による経済的影響

電力9社計	22年度実績	23年度実績	24年度推計	
			燃料価格横ばい	油価上昇の場合
総コスト	約14.6兆円	約16.8兆円	約17.6兆円±α	約17.9兆円±α
燃料費	約3.6兆円	約5.9兆円	約6.7兆円±α	約7兆円±α
うち原発停止による燃料費増	—	<b>+2.3兆円</b> 内訳 LNG +1.2兆円 石油 +1.2兆円 石炭 +0.1兆円 原子力▲0.2兆円 ※発電実績に基づく試算	<b>+3.1兆円</b> 内訳 LNG +1.4兆円 石油 +1.9兆円 石炭 +0.1兆円 原子力▲0.3兆円	<b>+3.4兆円</b> 内訳 LNG +1.5兆円 石油 +2.1兆円 石炭 +0.1兆円 原子力▲0.3兆円
燃料増が総コストに占める割合(%)	—	約14%	約18%	約19%
原子力利用率	66.8%	25%	0.2%	

※油価及び為替については、22年度が1バレル=84ドル、86円/ドル、23年度実績及び横ばいのケースは1バレル=114ドル、79円/ドル。油価上昇ケースでは、24年3月実績が1バレル=121ドル、81円/ドル(23年度実績比+9%)と上昇傾向であることを踏まえ、23年度実績からLNG、石油価格が1割上昇すると仮定。

(出典) 第7回 エネルギー・環境会議 (平成24年5月14日) 「需給検証委員会報告書」

# (参考)原子力停止による経済的影響

## (参考)原子力代替コストの諸元に用いた燃料単価について

### 火力燃料単価

燃料(LNG、石油、石炭)を燃焼させたときに得られる理論上の熱量、各火力発電の熱効率と平成23年度の燃料の平均価格から、1kWh当たりの燃料単価を算出。

**LNG燃料単価 = 10 円/kWh**

$$\frac{1\text{kWh 当たりの熱量}(3.6\text{MJ/kWh})}{\text{LNG熱量}(54,600\text{MJ/t})^{*1} \times \text{LNG火力の熱効率}(43.41\%)^{*2}} \times (\text{LNG価格}(64,943\text{円/t}) + \text{石油石炭税}(1,080\text{円/t})) \approx 10 \text{ 円/kWh}$$
  
\* LNG価格(64,943円/t) 2011年4月～2012年3月までの平均CIF価格(財務省公表速報値)

**石油燃料単価 = 16 円/kWh**

$$\frac{1\text{kWh 当たりの熱量}(3.6\text{MJ/kWh})}{\text{重油熱量}(41,200\text{MJ/t})^{*1} \times \text{石油火力の熱効率}(37.27\%)^{*2}} \times \text{重油価格}(69,016\text{円/t}) \approx 16 \text{ 円/kWh}$$
  
\* 重油価格(69,016円/t) 2011年4～2012年3月までの低硫黄重油の事業者間指標価格の平均(石油石炭税込み価格)

**石炭燃料単価 = 4 円/kWh**

$$\frac{1\text{kWh 当たりの熱量}(3.6\text{MJ/kWh})}{\text{石炭熱量}(25,700\text{MJ/t})^{*1} \times \text{石炭火力の熱効率}(40.20\%)^{*2}} \times (\text{石炭価格}(11,300\text{円/t}) + \text{石油石炭税}(700\text{円/t})) \approx 4 \text{ 円/kWh}$$
  
\* 石炭価格(11,300円/t)2011年4～2012年3月までの一般炭の平均CIF価格(財務省公表速報値)

\*1 熱量 「総合エネルギー統計」標準発熱量より <http://www.enecho.meti.go.jp/info/statistics/jukyuu/index.htm>  
\*2 熱効率 一般電気事業者の平成21年度実績

**原子力燃料単価 = 1 円/kWh**

一般電気事業者9社(沖縄除く)の平成20～22年度実績の原子力燃料単価の3ヶ年平均値から1kWh当たりの原子力燃料単価を算出。

注)コスト等検証委員会で報告された発電単価は、モデルプラントが一定期間稼働した場合に、各年で発電に要する費用(燃料費、運転維持費、社会的費用(CO<sub>2</sub>対策費、原子力の事故リスク対応費、故障経費)を現在価値に換算して合計した総費用を総発電量で除して平均発電単価を求めている。上記で示している燃料単価は燃料費のみにて単価を求めている。



# (参考)原子力停止による経済的影響

## (参考)原子力代替コストの諸元に用いた電力量について

○原子力代替となる追加の火力発電の電力量についての試算方法は、以下のとおり。

①23年度については、当初見込んでいた原子力発電量(合計3258億kWh)から減少する発電量(合計2102億kWh)について、各社で焚き増した火力発電量(石炭・石油・LNG)の増加分の比率(22年度→23年度の増分)から算出。

<内訳>

石炭: 153億kWh(7%)  
石油: 768億kWh(37%)  
LNG: 1181億kWh(56%)

②24年度については、20～22年度平均の原子力発電量分(合計2748億kWh)を火力発電で代替したとして、各社ごとに焚き増し分を試算。

(注)石炭については、上記23年度の焚き増し分が維持されると仮定。石油とLNGについては、23年度における各社ごとの増加分の比率を用いて試算。

<内訳>

石炭: 153億kWh(6%)  
石油: 1194億kWh(43%)  
LNG: 1401億kWh(51%)