

PJ POWER
事業DD 最終報告書

平成23年9月30日

事業にかかるデュー・デリジェンス調査の概要

平成 23 年 9 月 30 日

この資料は、2011 年(平成 23 年)7 月 25 日から開始した、事業にかかるデュー・デリジェンスの最終報告書である。

この期間、当社の損益構造の現状、需要予測と設備投資計画、コスト削減策、人事施策、関係会社(子会社及び関連会社)のあり方等について分析を行ってきた。

需要予測手法についてはその検証を行い、事故影響や離脱需要など、予測と実績を乖離する項目について精査し、需要予測を踏まえた今後の設備投資について検討した。

修繕費、委託費、減価償却費に関わるコスト削減策は、グループ内外の取引について個々の内容を精査、分析するなどして取引構造のいくつかのパターンが見えた。修繕や委託の頻度を変えず、調達の手法を見直すことでのコスト削減を織り込んでいる。

人件費中、人員数の削減については、関係会社・事業見直し、震災を受けた業務変更、人員構成の偏り見直し、業務の効率化簡素化等の改革を視野に入れた更なる削減余地について検討し提案した。これに対し当社からはほぼ同数の削減余地の提示があった。人件費単価の削減については、給与・賞与、福利厚生、退職金・年金について検討を行った。

関係会社については、継続、非継続の峻別を行い、継続する会社については再編や合理化、非継続の会社については売却や清算等の方針を明確化した。

組織改革については、いくつかの事例を研究し、そこから類推される当社の組織上の課題について打ち手の方向性を示した。

数値計画については、当社から示されているシナリオごとの数値計画に対して、今回見直した需要予測や施策を織り込んだものを作成した。

料金や自由化、卸市場、スマートメーターに関わる制度や状況については、当社、国内外の状況を分析した。今後は日本にふさわしい制度について関係者と議論を深める必要がある。

これら検討の結果、全体のコスト削減額は毎年 2,526 億円、関係会社は 119 社から 64 社へ減少し、その売却価格総額は約 1,300 億円、人員数はグループで 54,000 人から約 46,000 人、単体で約 38,700 人から約 35,000 人規模に減少する計画である。

電力の供給については、発電所の増設や熱効率の向上等で供給能力の確保を行うものの、計画の中盤から後半までは自然な需要量よりも少なめの

状況が続く。その間は、2011年度（平成23年度）ほどではないが、需給調整契約の活用や節電のお願い等、需要の抑制策の継続が必要になる。

これら施策を踏まえた営業収益、営業利益の状況は、電力料金値上げ率等にも依存しており、今後の更なる検討が求められる。

第1章 当社の事業面の現状分析

当社の連結売上高は5.4兆円、営業利益は0.4兆円（2010年度・平成22年度実績）である。当社はこれまで情報通信をはじめとする様々な領域への多角化を志向してきたが、連結売上高と営業利益の90%超は国内電気事業が占めている。具体的には、連結売上高の94%が国内電気事業である。単体の附帯事業の売上は2%、関係会社の売上（グループ内取引除く）は4%程度である。

主力事業である国内電気事業に係る費用約4.7兆円（2010年度単体実績）の内、燃料費が約1.5兆円、他社購入電源費が約0.5兆円、減価償却費が約0.7兆円、修繕費と委託費の合計が約0.6兆円、人件費が約0.4兆円である。設備投資額は毎年約0.6兆円で、40%が発電、20%が送電、8%が変電、18%が配電に投資されている。

部門別には、発電部門の単価（1kWh当たり費用）は国内他社（関西電力・中部電力）よりも高い水準にある。なお、発電所別に見ると発電単価は●●●円から●●●円までと開きがある。送電部門の単価（1km当たり費用）は、この5年間で減少してきているが、依然として国内他社（関西電力・中部電力）よりも高い水準にある。配電部門の単価（1km当たり費用）は、この5年間ほぼ同額で推移しており、国内他社と比べると低い水準にある。

第2章 需要・設備投資計画の見直し

2.1 需要計画

当社の過去における長期（8～10年後）の販売電力量予測（kWh）は必ずしも精度が高くなく、実績と比較して7～10%過大となる傾向があった。一方で、短期（1～2年）の予測精度は極めて高いものであった。

長期予測においては、業務用電力販売量と産業用電力販売量で予実の乖離が大きかった。業務用電力販売量では、PPS等へ需要が移る、いわゆる離脱需要を過小に評価してきたことが主たる要因であった。予測と実績の差はPPSへの離脱需要とほぼ合致している。

産業用電力販売量では、2008年（平成20年）のリーマンショック以降の産業需要低下を予測できなかったことが主な乖離の要因であった。このために長期予測が実績を約15%上回っている。

られる。次に、新規開発電源における他社開発余地については、現時点で建設に入っていない[]は他社開発への変更が可能である。ただし、他社開発へ変更することで投資繰り延べ等の柔軟性が失われるデメリットもあるため、変更期限である2013年度（平成25年度）時点において他社電源への変更有無を再度検討する必要がある。

➤ 全原発停止時における供給力確保余地・原子力発電所非稼働ケース

今後10年間原発が稼働しないケースを想定すると、直近の予備率低下に対する緊急電源の設置余地と2015年度以降に向けた新規電源建設余地が主な検証ポイントとなる。まず、直近の予備率低下に対する緊急電源の設置余地については、リースによる緊急設置等が考えられるが、極めてコストが高く、かつ国内環境規制に合致したリース電源の確保・送電容量や燃料の確保等の課題もあり、供給面での対応だけでなく更なる需要抑制も必要である。次に2015年度以降に向けた新規電源建設余地については、自社開発としては[]火力の増設（[] kW）および[]火力の増設（[] kW）が考えられる。ただし[]円の追加投資が必要なため、緊急電源と同様に更なる需要抑制も含めた検討が必要である。

2.3 流通設備投資計画

当社は流通設備計画として基幹拡充投資[]案件を計画していたが、震災を受けて[]案件の投資中止および[]案件の投資繰延べを決定している。

ただし、個別流通設備の使用容量を検証すると、依然として更なる投資抑制の余地がある設備と追加投資が必要な設備が見られる。具体的な投資削減余地のある案件は、西上武幹線新設関連、[]共同溝関連[]であり、追加投資が必要な案件は千葉3号系列新設関連[]である。

第3章 調達・投資コスト削減

➤ 当社合理化計画内容の検証

当社は合理化計画として5,034億円の経費見直しを公表しているが、福島第一、第二原発運営の費用減少等がその大部分を占め、実質的な削減額は2011年度（平成23年度）で1,867億円に留まる。実質削減額のうち、約1,000億円は短期削減施策であり、2015年度（平成27年度）時点の削減額は約934億円である。

当社が策定したコスト削減施策と本調査にて策定した追加的コスト削減施策を合算したコスト削減金額は2015年度時点で2,526億円（原子力発電所稼働ケース）となる。

➤ 調達に関わるコスト削減の考え方

当社の調達手法・プロセスを検証した結果、3つの課題が見られる。1点目は関係会社取引における査定の甘さである。関係会社の多くは当社向け売上で稼ぐ構造にあり、関係会社取引については単価低減の余地が大きいと考えられる。2点目は取引時の競争環境の不十分さである。当社の取引の大半が随意契約であり十分な競争が働いていないため、競争強化を図ることで単価削減が可能である。3点目は当社仕様による高価格化である。発電所設計や機器仕様については見直す余地が大きく、仕様・設計手法の再検討により単価削減が可能である。

これらの課題をふまえ、以下の視点で追加コスト削減施策を立案した。

① 関係会社における競争導入・発注方法の工夫、② 外部取引先との取引構造・発注方法の見直し、③ 仕様・設計手法の標準化、④ 他社電源購入の購入単価見直し、⑤ 中長期的な燃料費の削減。

➤ 具体的なコスト削減施策の内容（削減額は原子力発電所稼働ケース）

① 関係会社における競争導入・発注方法の工夫

①-1. 関係会社取引における発注方式の工夫による競争の導入

契約内容を検証すると、関係会社取引の大半は随意契約が占めており、十分な競争取引が行われるとは言い難い。関係会社との取引において事前価格提案方式等の競争発注方法を取り入れることにより、9.6%の単価削減が見込まれる。9.6%は同一製品における通常発注と競争発注それぞれの単価の差である。

当施策による2015年度（平成27年度）時点のコスト削減の対象費用額は、関係会社との随意契約取引金額1,720億円であり、9.6%の単価削減により、165億円のコスト削減が見込まれる。

①-2. 工事効率の向上による単価低減

■■■■において、原価改善ワーキンググループを立ち上げ工事効率化を検討し、モデル支店で25%の生産性向上を実現しており、■■■■全体では4.7%のコスト削減を見込んでいる。同様の工事効率化施策を他関係会社および他取引事業者にも展開することで工事費用を削減する。

当施策による2015年度時点のコスト削減の対象費用額は、関係会社取引においては■■■■円（送変配電工事に関わる修繕費金額における関係会社取引分）であり、4.7%の単価削減により、■■■■円のコスト削減が見込まれる。

また、当施策は外部取引先に対しても展開できるものだが、外部取引における当施策の対象費用額は■■■■円（送変配電工事に関わる修繕費金額における外部取引分）であり、4.7%の単価削減により、■■■■円のコスト削減が見込まれる。

② 外部取引先との取引構造・発注方法の見直し

当社の取引には見直す余地のある取引構造が見られる。

1点目は代理店取引構造である。当社の取引には修繕費を中心に代理店が介在する取引が多く見られるが、原メーカーの多くが大規模事業者であることを考えると、代理店が十分な機能を果たしているとは言い難い状況にある。代理店を抜くことは容易ではないのかもしれないが、代理店が得ている利益分については、原メーカーに対して交渉余地がある。

2点目は一次下請け構造である。発電工事を中心に関係会社が一次下請けに入る構造が見られるが、工事部分を元請け化し工事部分での分離発注を行うことで取引の重層構造を解消できる余地が大きい。

取引構造の見直しに加えて、入札の拡大や事前価格調査方式や予報前提案募集方式の拡大等により競争原理を取り入れた発注を強化することが可能であり、当該施策により10.3%の単価削減が見込まれる。

当施策による2015年度時点のコスト削減の対象費用額は、外部取引先との随意契約取引金額のうち競争原理導入が可能な1,035億円であり、10.3%の単価削減により、107億円のコスト削減が見込まれる。

③ 仕様・設計方法の標準化

③-1. 機器仕様の標準化

今後本格的に導入するスマートメーターについては、仕様の標準化を進めることにより単価低減を図ることが可能である。スマートメーターの想定単価●●●円に対して約20%の単価削減を見込む。当施策による2015年度時点のコスト削減額は64億円となる。

③-2. 発電所設計の見直しによる建設単価の削減

発電所建設は数千億円に達する大規模投資であるが、過去の発電所建設実績では設計内容・発注先によって建設単価は大きく異なっており、今後着工する●●●●●では、設計見直しを行うことで建設投資を234億円削減する。減価償却費としては、●●●●●。

④ 他社電源購入の購入単価見直し

●●●●●高単価となっている要因は価格決定方法にあり、今後契約更新を行う際に料金決定方法を見直して購入単価を低減できる余地が大きい。

今後10年間で契約更新時期が到来する事業者は10社あり、他社電源購入量の●●%に相当する。当該事業者との契約更新時に価格設定を見直し、当社の発電単価水準まで価格を低減することで、2015年度時点で80億円のコスト削減が見込まれる。

⑤ 中長期的な燃料費の削減

燃料調達には、長期契約が通例である。日本の事業者は代替調達手段（天然ガス等）を持たずに交渉に当たるため売り手優位での交渉となる傾向が強い。従って、計画中に切れる長期契約は少なく、単価低減は現実的ではない。

しかし、中長期施策としては LNG 単価決定指標を原油価格からマーケット価格へ変更すること等による単価低減の余地がある。本計画への効果額織り込みは行わないが、今後社内で積極的に検討することを提案する。

➤ 修繕費の検証

過去 10 年間、修繕費は約 4,000 億円～5,000 億円で推移しており、発電電力量単位で見ると、他電力会社と同様の水準である。

各年度の費用額をみると相対的に費用額が低い年度（2009 年度は 3,740 億円）と高い年度（2001 年度は 5,040 億円）との間で大きな費用差が生じているが、これは原子力発電所の一部が停止していることで修繕費が低い年度があることに起因するものである。

当社の今後 10 年の修繕費計画は、年間平均費用額は 4,433 億円（2011 年度除く）であり、過去 10 年実績の平均費用額 4,323 億円と比較すると少し高い水準である。

ただし、発電・送電・変電・配電の部門別に検証すると、発電部門が過去実績と比較して相対的に減少傾向にあるのに対して、配電部門は過去実績より高い水準で推移する計画となっている。発電部門では

修繕費が減少しており、配電部門では、スマートメーターへの投資および配電用機器の経年劣化が進んでいることによる費用増加を見込んだものであり、計画として過大または過小であるとは言い難い。

第 4 章 人事施策

当社には単体で約 38,700 人、グループ全体で約 54,000 人が在籍している。

今回、人件費削減余地を検討するに当たり、人員数の削減及び人件費単価の削減について検討を実施した。

人員数の削減については、関係会社・事業見直し、震災を受けた業務変更、人員構成の偏り見直し、業務の効率化簡素化等の改革を視野に入れた更なる削減余地について検討し、最大 2,740～3,750 人の削減余地を検証、提案した。これに対し当社からは約 3,600 人の削減余地の提示があった。削減の内訳も確認した結果、総数及び内訳ともに概ね当方より提示した案と同水準であり、妥当と考えている。

人件費単価の削減については、給与・賞与、福利厚生、退職金・年金について以下の通りとなっている。

給与・賞与については、当社は、福島原子力発電所における事故の発生に伴い、すでに平成23年6月から7月にかけて、年収ベースで管理職約▲25%、一般職約▲20%の削減を実施している（給与5%、賞与50%カット）。同施策前では他企業水準と比較して高水準であり、同施策後においては、概ね他企業水準より低いと認められるものの、高年齢層においては、全産業平均と比較するとなお高い水準を維持していることが認められた。

かかる状況の下、当社からは給与については現状の一律5%カットを平成24年度まで継続し、平成25年度以降については、新人事・処遇制度を導入することで、5%カットの水準を全体として維持する案の提示を受けた。

賞与については、現状50%カットを実施しており、今後については、国民負担の最小化を念頭に、当社における人材の確保の観点等も踏まえつつ、特別負担金返済の状況を見て機構と協議して決定することとなっている。なお、収支計画は現状のカット水準を維持するものと置いている。

福利厚生については、現状他企業と比較して優遇された制度・水準となっている点について検証し、大幅な削減・見直し案を作成した。それに対し当社としても健康保険料の会社負担率、財形貯蓄制度、厚生施設、カフェテリアプラン、従業員持ち株制度等のメニューについて、今回提示内容とほぼ同内容・水準となる見直し・削減案が提示された。

退職金・年金関係については、ベンチマーク分析の結果、他産業比高い水準となっており、今回は現役・OBの年金削減及び退職一時金の削減を組み合わせ甲・乙・丙案として提示（詳細は財務DD報告資料ご参照）。

今後協議を継続していく予定となっている。なお、人件費削減施策全体像について当社において組合との折衝・擦り合わせを実施していく必要がある。

第5章 関係会社・附帯事業の分類

➤ 事業・関係会社分類の考え方と結果

電気事業（発送配電）との関わりが有り、かつ、代替可能性が低い会社・事業は継続に分類した。また、現在は小規模だが技術的に今後の当社にとって技術的な意味があり、将来の利益成長が見込まれる会社、及び、売却によりコスト増加が見込まれる会社は継続とした。それ以外を非継続に分類した。なお、電気事業との関わりは、有価証券報告書上で、「設備の建設保守」、「燃料の供給・輸送」、「資機材の供給・輸送」、「電気の卸供給」に分類されているものを、原則、関わり有りと分類した。また、

代替可能性は、当該市場のトップ3社で市場シェア50%以上を占める寡占状況にあるものを、代替可能性無しと分類した。

その結果、関係会社を売却・清算、又は再編することによる当社グループの規模は、会社数が119社から64社へ（当初関係会社数119社-（売却46社+清算8社）+一部売却5社-再編により消滅6社=売却・清算・再編後の関係会社数64社）、従業員数が16,261人

から11,172人となる。売却対象とした関係会社46社の売却価額は合計約1,300億円を見込んでいる。

なお、当社が関係会社に対する委託費・調達額等の取引額を圧縮するだけでは、関係会社の売上高も連動して減少し、連結ベースでのコスト削減効果が生まれないため、存続対象とする関係会社についても、固定費等の圧縮による合理化により、連結ベースでのコスト削減を図る。また再編についてはバリューチェーンや製品を切り口とした検討を基軸としつつ地域を越えた再編も視野に織込んでいる。

➤ 附帯事業の概要と今後の方向性

当社本体が行う事業は、電気事業が営業収益ベースで98.4%を占め、エネルギー設備サービス事業、不動産賃貸事業、コンサルティング事業、ガス供給事業、電気通信事業、ホームネットワーク事業、蒸気供給事業、給電スタンド事業の8事業から成る附帯事業は全体で1.6%と小規模な状況にある。

電気事業に不可欠とはいえない事業又は電気事業に不可欠ではあるものの他社にて代替可能な事業は、原則として売却する方針であることを鑑み、電気事業とは直接の関係性がない附帯事業は原則として売却を検討するも、経済合理性や固有の事情を考慮の上、事業の分類を検討した。

第6章 損益計画

[Redacted content]

第7章 現行の料金制度の概要

＞ 日本の電気料金の全体像

現行の料金制度では、50万kW未満の小売及び託送が規制料金、50kW以上の小売が自由化料金となっている。規制料金単価は、概ね横ばいもしくは緩やかな増加傾向にあるが、直近は燃料費上昇に伴い、増加傾向にある。当社の2011年度（平成23年度）7月の標準家庭の電気料金は6,584円/月となっており、国内一般電気事業者10社中5番目に高い水準となっており、中程度の水準であるといえる。自由化料金単価は高圧、特別高圧の電力単価は共に一時的な燃料高騰の影響はあったものの、概ね横ばいで推移している。海外との比較では当社の電力単価は、スペインを除き、アラスカ（米国）、フランス、カリフォルニア（米国）、韓国、ワシントン（米国）と比較して高い水準にある。

＞ 規制小売料金の概要

規制料金の改定に当たり、値上げの場合は経済産業大臣の認可、値下げの場合、その他の電気の利用者の利益を阻害するおそれがないと見込まれる場合は経済産業大臣への届出が必要となっている。原価算定期間については、各事業者が経営効率化計画等において適切に説明することを前提に柔軟な設定が認められている。現在、当社の原価算定期間は1年として料金改定を行っているが、他方料金改定は約2年毎に行っており、原価算定期間と実際の改定頻度にズレが生じている。

料金算定プロセスは、基本料金と電力量料金については、いわゆる「総括原価方式」により、「総原価」（「適正費用」と「公正報酬」を合算し、「控除収益」を差し引いたもの）を算定し、総原価と料金収入が一致するように、個別原価整理を経て定められている。個別原価算定は総原価をまず9部門（新エネ、水力、火力、原子力、送電、変電、配電、販売費、一般管理費）に配分した後、一般管理費を8部門（新エネ、水力、火力、原子力、送電、変電、配電、販売費）に配分し、送電等非関連コストと送電等関連コスト、固定費と可変費に整理した上で、低圧需要の送電等非関連コストと送電等関連コスト、および特定規模需要の送電等関連コストを算定し、想定販売電力量で除すことによって、規制分野の小売料金と託送料金を算定している。事業報酬は、事業資産の価値（レートベース）に報酬

率を乗じたものであり、報酬率は、自己資本報酬率と他人資本報酬率を3対7で加重平均したものである。

託送料金は、規制小売料金と同様のプロセスを経て算定され、その種類には主に基準託送供給料金と負荷変動対応電気料金とがある。基準託送供給料金は、送電契約電力量に対して適用される料金であり、基本料金と従量料金からなる。

なお、海外の料金制度を見ると小売電力料金の規制の方法は、総括原価方式、レベニューキャップ制、プライスキャップ制の3つが存在する。

日本が現在採用している総括原価方式は、電力料金を事業の運営に必要なコストおよび資本収益をカバーするように設定する。メリットとしては、料金算定プロセスの透明性が高い、制度設計に必要な情報量が比較的少ないなどが挙げられ、一方デメリットとしてはコスト削減・効率化インセンティブが弱い、過剰投資を促しがちになる、モニタリングコストが高いなどが上げられる。

第8章 卸電力取引所活性化およびスマートメーターの動向とその影響

▶ 火力入札

日本の電力事業は1995年以降順次自由化が行われ、電力会社以外の事業者が既に多数参入してきているが、更なるIPP事業者の参入・拡大促進の方策の1つとして、火力入札を再度実施することが考えられる。

火力入札については、電力会社にとっては比較的低コストで電源購入が実施できる等のメリットも生じていたが、一方で電気事業者には課題も多く挙げられており、今後火力入札制度を復活させるのであれば、発電量の自由売却を認める、入札実施スケジュールを公表する等の改善策を織り込んだうえで制度復活が望ましい。

▶ 卸電力取引所の活性化

卸電力取引所は電力会社・その他電気事業者双方にとって、電力販売先・購入源を確保する手段が広がる意義のあるものであるが、現状では取引所の利用量は極めて限定的であり、十分に活用されているとは言い難い状況にある。課題としては、価格メリットの低さや流動性の低さ、商品ラインナップの少なさ、利便性の低さ等があり、取引活性化に向けては、電力会社の取引所取引の促進に加えて取引方法・商品性の改善等を具体化しなければならない。

▶ スマートメーターの導入促進

スマートメーターは供給コストに応じたきめ細かい時間帯別単価の導入が可能となるため、プライスメカニズムを活用したピーク需要抑制の効果が期待できる。海外においても、スマートメーター導入によるピーク需要抑制の取組みが導入され始めてきている。

本資料の構成

調査の概要

最終報告書(文書)

最終報告書

別添資料

- 各コスト削減施策の費用項目・年度別削減金額(第3章)
- 関係会社各社の概要と分類の考え方(第5章)
- 売却対象会社の売却価値(第5章)

目 次

はじめに

第 1 章 当社の事業面の現状分析

- 1.1 当社グループの事業構造分析
- 1.2 国内電気事業の原価構造分析
 - 1.2.1 発電部門
 - 1.2.2 送電部門
 - 1.2.3 配電部門

第 2 章 需要・設備投資計画の見直し

- 2.1 需要計画
 - 2.1.1 販売電力量予測の検証
 - 2.1.2 最大電力の検証
- 2.2 供給計画
 - 2.2.1 [REDACTED]
 - 2.2.2 [REDACTED]
 - 2.2.3 全原発停止時における供給力確保余地（原子力発電所非稼働ケース）
- 2.3 流通設備投資計画
 - 2.3.1 当社の主な流通設備計画の概要
 - 2.3.2 個別投資案件の検証

第 3 章 調達・投資コスト削減

- 3.1 当社のコスト構造の全体像
- 3.2 当社合理化計画内容の検証
- 3.3 コスト削減施策まとめ
- 3.4 調達に関わるコスト削減
 - 3.4.1 関係会社取引における競争導入・発注方法の工夫
 - 3.4.2 外部取引先との取引構造・発注方法の見直し
 - 3.4.3 仕様・設計方法の標準化
 - 3.4.4 他社電源購入の購入単価見直し
 - 3.4.5 中長期的な燃料費の削減

第 4 章 人事施策

- 4.1 当社の人件費構成の概要
- 4.2 今回の人件費削減施策
 - 4.2.1 報酬水準

- 4.2.2 福利厚生
- 4.2.3 退職金・年金
- 4.2.4 人員数
- 4.2.5 今後の人事制度の方向性
- 4.2.6 委託検針員・集金員

第5章 関係会社・附帯事業の分類

- 5.1 関連会社の概要
- 5.2 関係会社分類の考え方
 - 5.2.1 当社の分類の考え方
 - 5.2.2 今回の分類の考え方
- 5.3 分類結果
- 5.4 売却対象会社の売却価額
- 5.5 存続対象会社の扱い
- 5.6 附帯事業の概要と今後の方向性
- 5.7 存続対象附帯事業の扱い

第6章 損益計画

- 6.1 今回の損益計画の概要
 - 6.1.1 各ケースの定義
 - 6.1.2 損益計画の前提条件
 - 6.1.3 損益計画の試算結果サマリー
 - 6.1.4 ケース別試算結果詳細

第7章 料金制度

- 7.1 日本の電気料金の全体像
 - 7.1.1 規制料金、自由化料金の構造
 - 7.1.2 規制料金の単価推移
 - 7.1.3 自由化料金の概要
 - 7.1.4 電気料金および電力の質の国際比較
- 7.2 規制小売料金の概要
 - 7.2.1 料金決定の3原則、認可・届出プロセス
 - 7.2.2 原価算定期間に関する考え方
 - 7.2.3 料金算定プロセス（総括原価主義、燃調制度、太陽光付加金）
 - 7.2.4 個別原価算定プロセス
 - 7.2.5 事業報酬の仕組み
 - 7.2.6 燃料費調整制度の仕組み
- 7.3 託送料金制度の仕組み
- 7.4 海外の料金制度

第 8 章 卸電力取引所活性化およびスマートメーターの動向とその影響

8.1 卸電力取引所活性化およびスマートメーター投資検討の背景

8.1.1 火力入札等による IPP 事業者の参入・拡大促進

8.1.2 卸電力取引所の活性化

8.1.3 スマートメーターの導入促進

第 9 章 資産処分状況の確認

9.1 資産処分状況の確認

第 10 章 組織改革

10.1 当社の組織上の課題

10.2 組織改革の方向性

はじめに

今回の当社資産査定は、本支援において、政府として確保すべきこととして3つが掲げられて開始された。

第一に、迅速かつ適切な損害賠償のための万全の措置、第二に、当社福島原子力発電所の状態の安定化及び事故処理に関係する事業者等への悪影響の回避、第三に、国民生活に不可欠な電力の安定供給である。

本報告書は上記に従い、2011年(平成23年)7月25日から開始した、事業にかかるデュー・デリジェンスの最終報告である。

調査に当たっては、当社の厳正な資産評価と徹底した経費の見直し、即ち、当社本体、グループ会社の費用や調達費用等の取引に踏み込んだ。打ち手は短期的なものに留まらず、長期に取り組むべきものも提示した。

調査の結果、全体のコスト削減額は年間2,526億円(2015年度)、関係会社は119社から64社へ減少し、その売却価格総額は約1,300億円、人員数はグループで54,000人から約46,000人、単体で約38,700人から約35,000人規模に減少する計画である。

電力の供給については、発電所の増設や熱効率の向上等で供給能力の確保を行うものの、計画の中盤から後半までは自然な需要量よりも少なめの状況が続く。その間は、2011年度(平成23年度)ほどではないが、需給調整契約の活用や節電のお願い等、需要の抑制策の継続が必要になる。

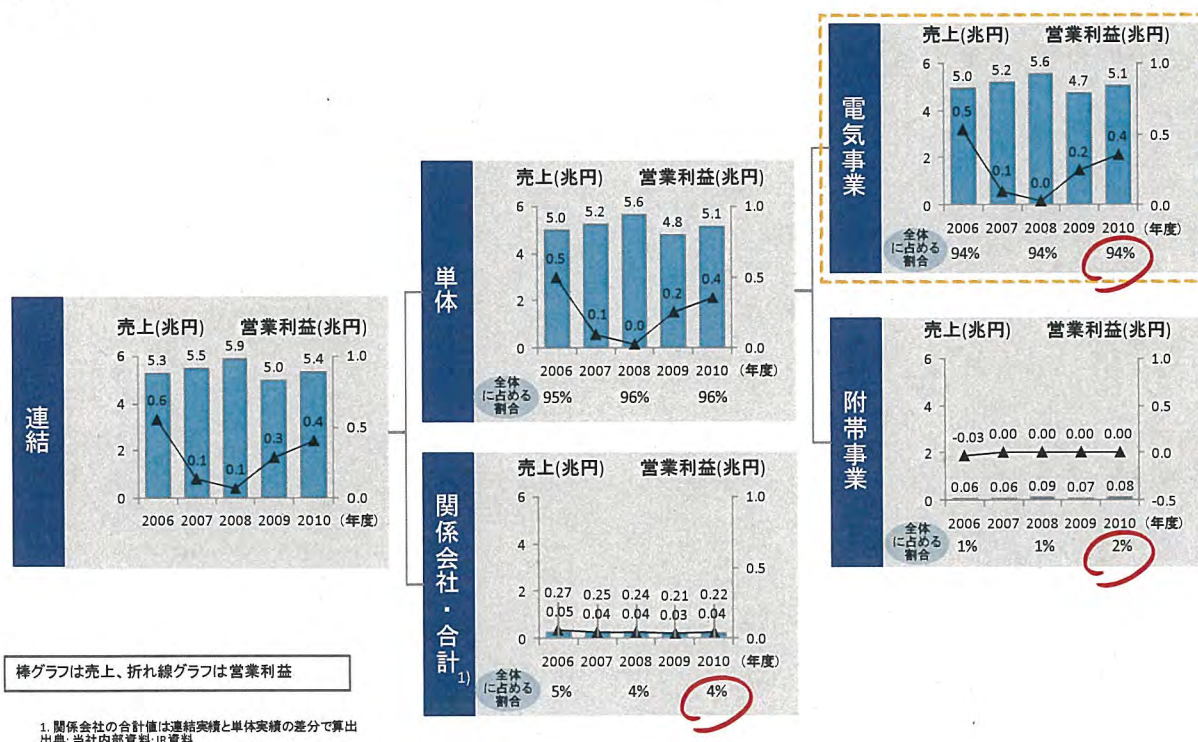
これら施策を踏まえた営業収益、営業利益の状況は、電力料金値上げ率等にもより、今後の更なる検討が求められる。

第1章 当社の事業面の現状分析

1.1 当社グループの事業構造分析

当社の連結売上高は5.4兆円、営業利益は0.4兆円（2010年度・平成22年度実績）である。

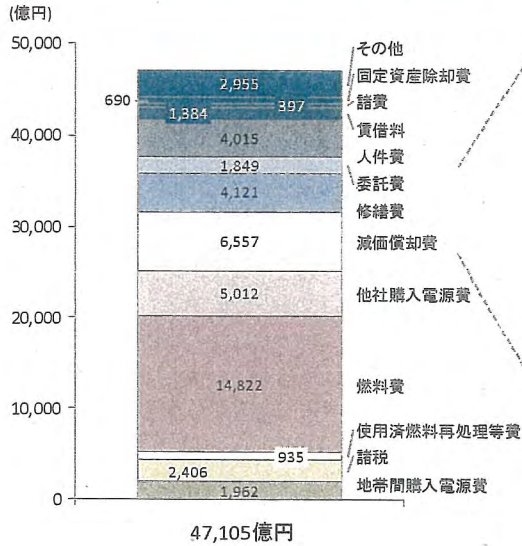
当社はこれまで情報通信をはじめとする様々な領域への多角化を志向してきたが、連結売上高と営業利益の90%は国内電気事業が占めている。具体的には、連結売上高の94%が国内電事業である。単体の附帯事業の売上高は2%、関係各社の売上高（グループ内取引除く）は4%程度である。



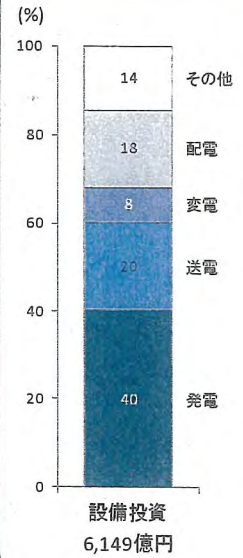
1.2 国内電気事業の原価構造分析

主力事業である国内電気事業に係る費用約4.7兆円（2010年度単体実績）のうち、燃料費が約1.5兆円、他社購入電源費が0.5兆円、減価償却費が0.7兆円、修繕費と委託費の合計が0.6兆円、人件費が0.4兆円である。設備投資額は毎年0.6兆円で40%が発電、20%が送電、8%が変電、18%が配電に投資されている。

当社のコスト構造
(単体・2010年度(平成22年度)実績)



設備投資額の内訳



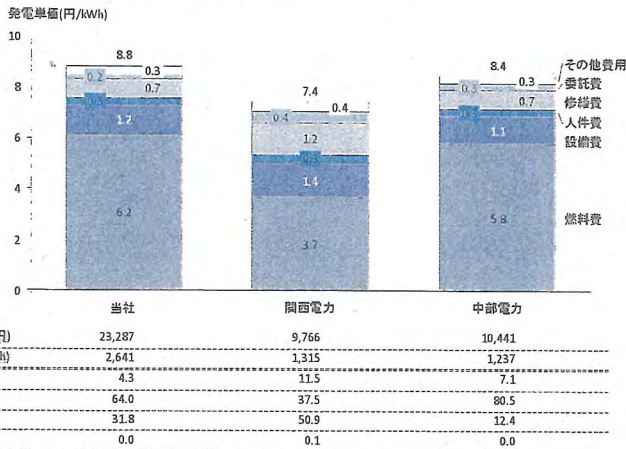
出典: 当社内部資料

1.2.1 発電部門

発電単価(1kWh当たりの費用)は国内他社(関西電力・中部電力)よりも高い水準にあるが、燃料費を除くとほぼ同水準である。

- 当社の発電単価 8.8 円/kWh は関西電力の 7.4 円/kWh、中部電力の 8.4 円/kWh と比べ高い水準にある。要因は電源構成にあり、原子力比率が 50.9% と高い関西電力の発電単価が低くなっている。電源構成の影響を受ける燃料費を除いた当社の発電単価 3.2 円/kWh は、関西電力 4.5 円/kWh、中部電力 3.0 円/kWh とほぼ同水準である。

発電単価の他社比較

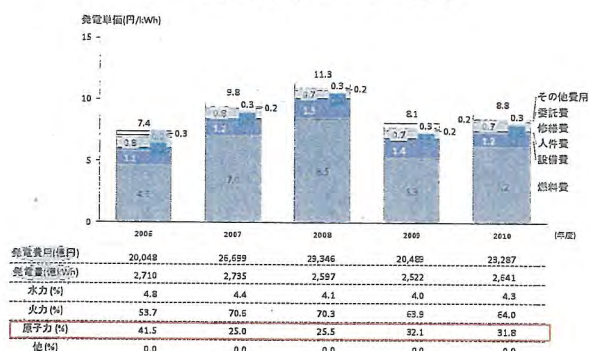


注: 14 区分における水力・火力・原子力・その他発電関連の費用のみ計上、他の他社購入電力料・賃借料・賃借料・地帯間購入電力料・一般管理費・その他費用に当たる費用は含まない
出典: 当社内部資料、同資料

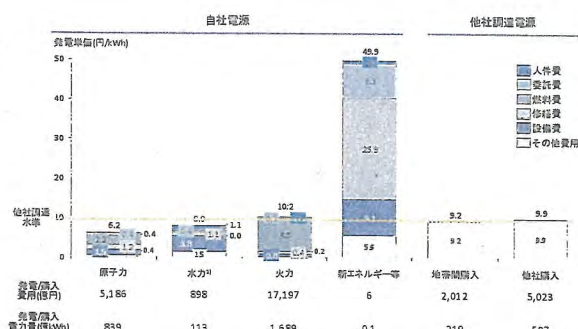
当社の電源別の発電単価は、原子力で 6.2 円/kWh、水力で 8.0 円/kWh、火力で 10.2 円/kWh、新エネルギーで 49.9 円/kWh である。

当社の発電部門費用の約 70% が燃料費であり、過去 5 年間の発電単価は原子力発電比率の変動による燃料費増減が主なドライバーとなって 7.4 円から 11.3 円の間で変動している。

発電単価の推移



燃料別発電単価



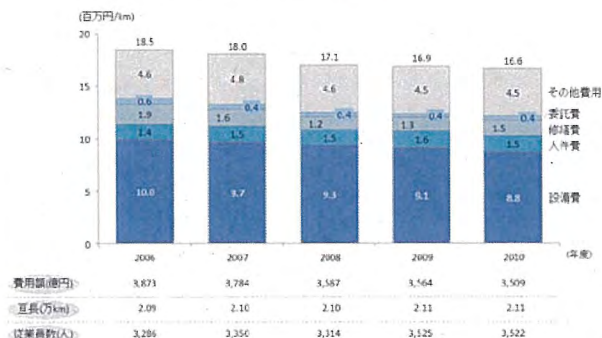
総発電量 2,641 億 kWh のうち 1,689 億 kWh を占める火力発電の発電単価を発電所別にみると、■■■■ 円/kWh から ■■■■ 円/kWh まで開きがある。運用経過年数が短い、あるいはコンバインド化された火力発電所の単価が低く、運用経過年数の長い火力発電所は単価が高い。これまでは需要に応じて低単価発電所から順に稼働させてきた（発電単価と稼働率には高い相関がある）が、福島原子力発電所事故以降の供給能力が逼迫する状況下では、発電単価の高い発電所も恒常的に稼働せざるを得なくなっている。

1.2.2 送電部門

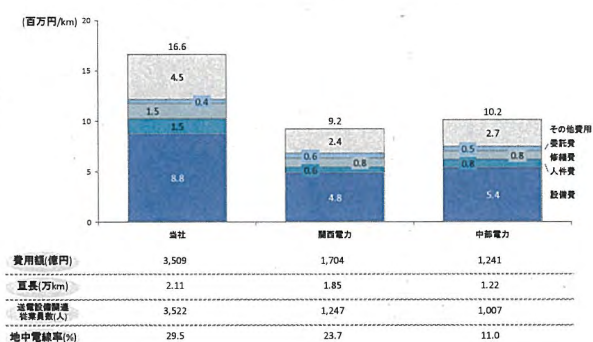
送電単価（1km 当たり費用）は、この 5 年間で減少してきているが、依然として国内他社（関西電力・中部電力）よりも高い水準にある。

当社の送電単価（1km 当たり費用）は、この 5 年で 1,850 万円から 1,660 万円と、約 10% 減少してきている。これは、関西電力の 920 万円、中部電力の 1020 万円と比べ依然として高い水準にある。地中電線率が、関西電力の 23.7%、中部電力の 11.0% に比べて 29.5% と高く、また、住宅密集地が多いために迂回が多いことが 1 つの原因の可能性があり、引き続き検証が必要である。

送電単価の推移



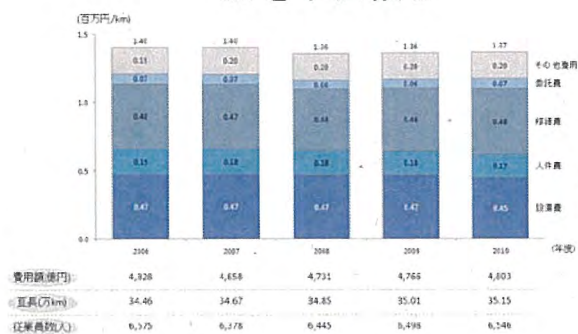
送電単価の他社比較



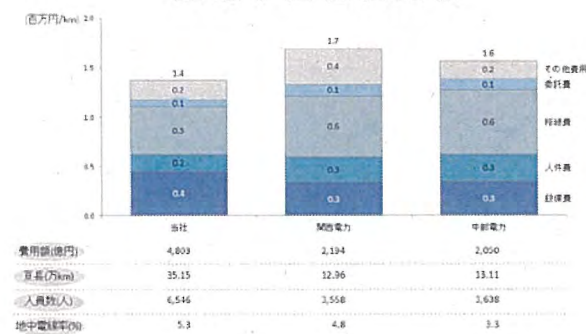
1.2.3 配電部門

配電単価（1km 当たり費用）は、この 5 年間で 140 万円から 137 万円と微減傾向であり、関西電力の 170 万円、中部電力の 160 万円と比べて低い水準にある。配電網の長さのメリットを享受している可能性があり、引き続き検証が必要である。

配電単価推移



配電単価他社比較



第 2 章 需要・設備投資計画の見直し

2.1 需要計画

当社では需要予測として、販売電力量と最大電力の 2 つを行っている。販売電力量とは一定期間内に販売を行った電気の量であり、キロワットアワー（kWh）の単位で表す。最大電力は、需要のピーク時に利用される電気の量であり、キロワット（kW）の単位で表す。

2.1.1 販売電力量予測の検証

2.1.1.1 当社の販売電力量予測の手法

当社では、販売電力量予測の際に、電力量を用途別に分け、それぞれの値を予測している。各数値予測後の総和が販売電力量となる。具体的には、非自由化部門の販売電力量を、電灯、低圧電力、その他電力に分け、自由化部門の販売電力量を業務用電力、産業用電力に分けて、それぞれを予測している。各電力量の構成比は 2010 年度（平成 22 年度）において、電灯 35.3%、低圧 3.5%、その他電力 0.6%、業務用電力 26.4%、産業用電力 34.2% となっている。

| | 用途 | 主な需要家 | 供給電力・契約電力 | 2010 年度販売電力量(億 kWh) | 電力量構成比 (%) |
|--------|-------|-------------------------|-----------------------|---------------------|------------|
| 非自由化部門 | 電灯 | 家庭用や街路灯、小規模事務所、店舗等 | 100or200V 50kVA 未満 | 1,034 | 35.3 |
| | 低圧電力 | 小規模事務所、店舗等の冷暖房等 | 100or200V 50W 未満 | 103 | 3.5 |
| | その他 | 深夜電力（主に電気温水器）等 | | 19 | 0.6 |
| 自由化部門 | 業務用電力 | オフィスビル、商業施設、宿泊施設、病院、学校等 | 6,000V 以上 50kW 以上 | 774 | 26.4 |
| | 産業用電力 | 工場や鉄道、通信、ガス・水道等のインフラ等 | | 1,004 | 34.2 |

電灯の販売電力量予測において、当社では、電灯販売量実績（気温補正後）と相関の高い関東地方の人口予測を利用してきた。同様の理由により、業務用販売電力量の予測には GDP 予測を、産業用販売電力量の予測には鉱工業指数予測を利用してきた。各販売量実績と指標（関東地方の人口、GDP、鉱工業指数）実績の乖離を補正する因子として、過去の年間平均気温からの乖離を用いている。各需要量実績と気温の関係を求め、各指標予測値から需要予測値を算出する際にその関係を使い補正している。

2.1.1.2 当社の電力量予測の精度

当社の過去における長期（8～10年後）の販売電力量予測(kWh)は必ずしも精度が高くなく、実績と比較して7～10%過大となる傾向があった。一方で、短期（1～2年）の予測精度は極めて高いものであった。

長期予測においては、業務用電力販売量と産業用電力販売量で予実の乖離が大きかった。業務用電力販売量では、PPS等へ需要が移る、いわゆる離脱需要を過小に評価してきたことが主たる要因であった。予測と実績の差はPPSへの離脱需要とほぼ合致している。

産業用電力販売量では、2008年（平成20年）のリーマンショック以降の産業需要低下を予測できなかったことが主な乖離の要因であった。このために長期予測が実績を約15%上回っている。

そのほかに、上記の要因に比べれば影響は限定的であるものの、予測の参考とする指標自体の予実が乖離することが、販売電力量の予実乖離の要因として挙げられる。電灯用の予測では、主な参考指標として用いる人口予測が、長期（8～10年後）で実績を約3%下回っている。

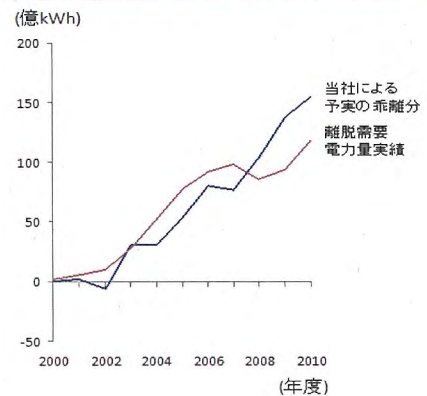
電力量実績の予測からの乖離率

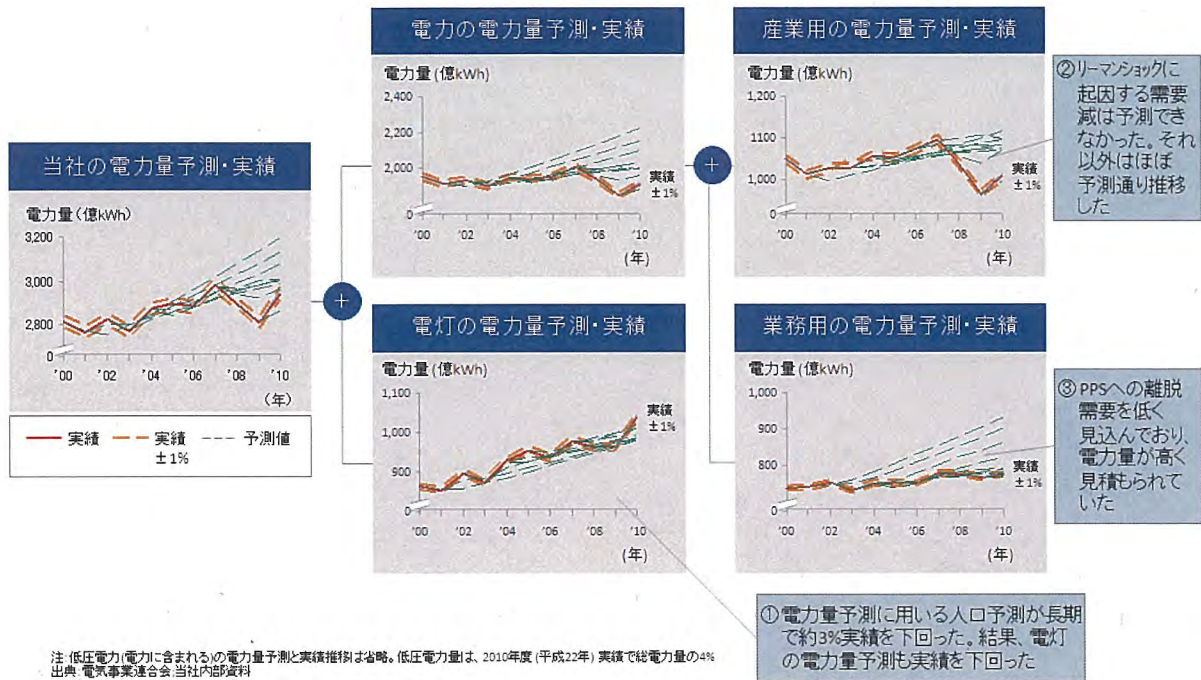
| 年度 | 1年後 2年後 3年後 4年後 5年後 6年後 7年後 8年後 9年後 10年後 | | | | | | | | | |
|----------|------------------------------------------|------|------|------|------|-----|-----|-----|------|-----|
| | (単位:%) | | | | | | | | | |
| 2000年度予測 | 0.2 | -2.6 | 1.1 | -1.0 | 0.4 | 2.8 | 1.4 | 6.4 | 11.9 | 8.9 |
| 2001年度 | -0.8 | 1.3 | -1.4 | -0.3 | 1.7 | 0.1 | 4.7 | 9.8 | 6.6 | |
| 2002年度 | 0.2 | -1.7 | -1.3 | 0.6 | -1.1 | 3.3 | 8.0 | 4.7 | | |
| 2003年度 | -0.2 | -1.8 | -0.1 | -2.1 | 2.1 | 6.2 | 2.4 | | | |
| 2004年度 | -1.0 | -0.2 | -2.0 | 1.6 | 5.6 | 1.6 | | | | |
| 2005年度 | 0.8 | -1.2 | 2.2 | 6.3 | 2.2 | | | | | |
| 2006年度 | -0.2 | 2.5 | 7.1 | 2.3 | | | | | | |
| 2007年度 | 1.4 | 4.0 | 0.9 | | | | | | | |
| 2008年度 | 0.2 | -2.6 | | | | | | | | |
| 2009年度予測 | 0.7 | | | | | | | | | |

出典:当社内部資料

■ 実績に対して5%以上過大な予測

業務用の予実の乖離分はそのほとんどがPPSへの離脱





なお、PPSは業務用電力の供給に注力する傾向があるため、離脱需要による予測と実績の差異は業務用でのみ顕著である。PPSは、発電単価が安く、比較的規模が小さい事業者でも開発が可能な火力発電の利用がほとんどだが、火力発電での供給は、需要の変動が大きい業務用電力と親和性が高いためである。具体的な理由は、(1) PPSが当社への競争優位性を発揮するには燃料以外のコストを切り詰める必要があること(2) 業務用電力は比較的狭い地域に需要者が集中し、営業員の数を抑えられるなど、業務上の効率を上げられること(3) PPSは、供給責任を果たすために、すなわち果たせずにペナルティーを支払うのを回避するために、電源周囲での販売を指向するが、業務用電力は比較的狭い範囲に需要者が集中しているため、送配電上のトラブルが起こりにくいことなどが挙げられる。

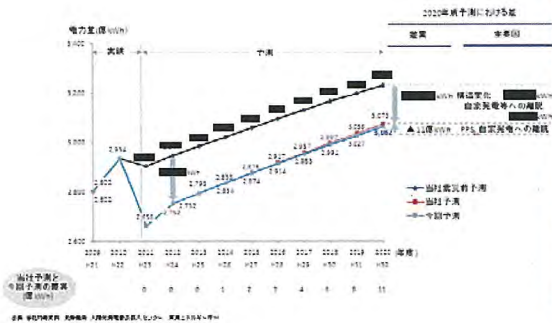
短期(1~2年)の販売電力量予測の精度は、前述の通り極めて高いものであった。精度が低目の長期においては毎年見なおしを行っている。

2.1.1.3 当社計画の評価および今回予測結果

震災前および8月5日時点での当社の長期需要予測は、以前に比べれば織り込んであるものの、依然 PPSへの離脱需要を低く見積もっていた。加えて、震災の影響により普及が加速している太陽光発電等の数値をやや低めに見積もっていた。当社8月5日時点での販売電力量予測は、2012年度で2,752億 kWh、2020年度(平成32年度)で3,073億 kWhであった。

今回予測ではこれらを修正したものを新たな需要予測数値として採用した。今回予測では、2020年度の販売電力量を震災前予測から11億 kWh 低い 3,062 億 kWh としている。

今回の販売電力量予測



当社予測と今回予測の差異



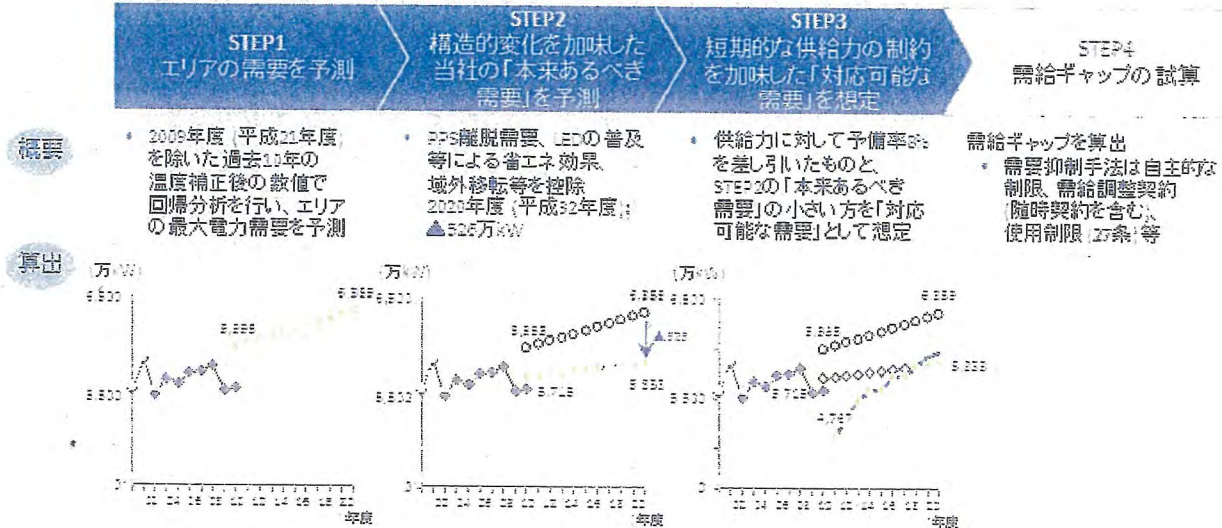
2.1.2 最大電力の検証

2.1.2.1 今回予測の考え方

今回の最大電力予測では、従来と異なる手法を使っている。従来の需要予測および供給計画では、まず最大電力量を予測し、それに見合った供給計画が立てられてきた。今回は、今後数年間の供給能力が著しく低下した環境下での需要予測であるため、その期間では、供給力に見合った量まで需要量を抑制するという考え方に基づいている。

具体的には、3つのステップを踏み予測を行った。STEP1では、過去10年間（リーマンショックの影響で需要が大幅に落ちた2009年度を除く2001年度から2010年度）のエリアでの最大電力について回帰分析を行い、それを基に2020年度のエリアの最大電力を予測した。STEP2では、離脱需要や、震災を機に起こった省エネ製品の普及加速等の不可逆的な構造変化を考慮に入れ、自社の2020年度の最大電力を予測した。2020年度予測と過去10年間の回帰分析から得られた、2010年度の理論最大電力量を直線的に結んだものを、各年度での「本来あるべき需要」とした。STEP3では、まず幾つかの電源状況のケースを想定し、そのケースごとに各年度での供給力を算出した。この供給力から8%の予備率を見込んだものを「対応可能な需要量」とした。そして、「対応可能な需要量」と「本来あるべき需要量」のいずれか低いほうの値を各年度の需要量とした。

最大電力予測のステップ



なお予備率とは、供給力を需要で除した数値であり、予備的な供給力を表す指標である。当社では8~10%を予備率として用いている。これは、短期的且つ偶発的に発生する需給上の変動、具体的には水力発電の出力変動、電力の計画外停止、気温による需要変動、気温以外による需要変動として7%を見込み、循環的景気などによる持続的需給変動として1~3%を見込んだ結果である。

| | 変動成分の考え方 | 2010年度(平成22年度)再評価時の算出方法等 |
|-----------|----------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 予備率 | 8~10% | |
| 偶発的需給変動成分 | 7% | <ul style="list-style-type: none"> 近年の原子力設備の計画外停止が増加している実態を踏まえ、適正供給予備率が不足しているのではないかと問題意識などから、2010年度に電気事業連合会の下で電力9社における再評価が行われた 以下の要領データを元に評価を行った <ul style="list-style-type: none"> - 出水変動: 30ヶ年(H15~H21) - 原子力の計画外停止率: 20ヶ年(H2~H21) - 火力の計画外停止率: 20ヶ年(H1~H20) - 水力の計画外停止率: 20ヶ年(S2~H18) - 気温による需要変動: 30ヶ年(S55~H21年) - 気温以外の要因の需要変動: 10ヶ年(H12~H21) 当社の偶発的需給変動成分は7%となった |
| 持続的需給変動成分 | 1~3% | <ul style="list-style-type: none"> 電力系統利用協議会における供給予備率の再評価の中で、電気事業連合会の下で、2005年度に電力9社において分析・評価を行った 当社の近10ヶ年(H17~16年)の実績を基に、回帰曲線からの最大偏差を公称した結果が1~3%となった |

出典: エネルギー庁、当社内部資料

2.1.2.2 今回予測に際してのケースの設定

電源状況別のケースとして、原子力電源の稼働再開時期別に3つのケースを想定した。1つ目のケースは「原子力発電所非稼働ケース」である。このケースは、原子力発電所が定期点検時期後に順次稼働を停止していき、最終的には全ての原子力発電所が稼働を停止することを想定している。稼働停止した原子力発電所は稼働を再開しない。また、原子力の代替電源として石炭火力発電所を中心に開発を行う想定である。

2つ目のケースは「原子力発電所稼働ケース」である。想定しうる最速で原子力発電所が稼働を再開するケースである。

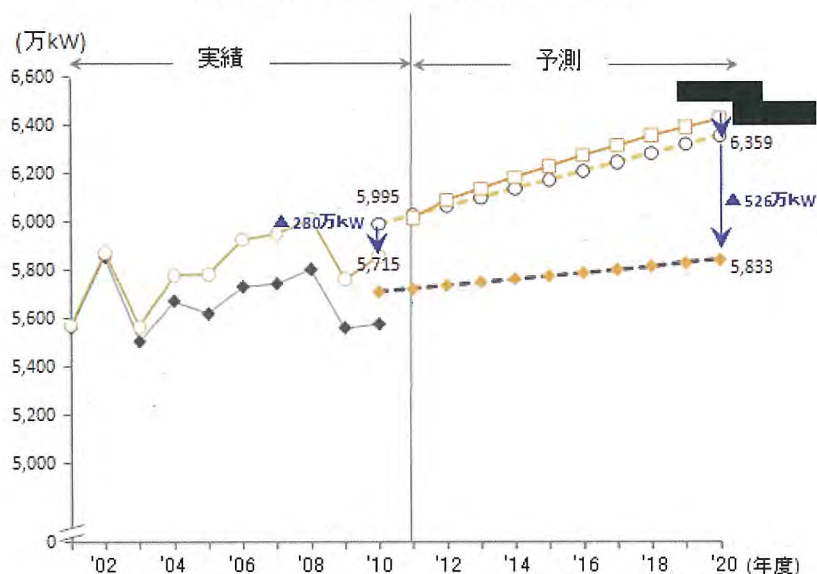
3つ目のケースは原子力発電所の再開時期の感度を見るための「1年後原子力発電所稼働ケース」である。2つ目のケースに比べ、柏崎刈羽の各号機の稼働再開を1年遅くしている。

2.1.2.3 検証の結果

2020年度での当社の最大電力予測は5,833万kWである。これは、当初計画（XXXXXXXXXX）の5,883万kWから50万kWの下方修正を行っている。

- 過去10年のトレンドから見ると、2020年度（平成32年度）のエリアでの最大電力予測は6,359万kWである。
- PPSへの離脱需要を控除し、さらに省エネ設備の普及や太陽光発電の普及加速等の構造的な需要変化は526万kWと予測した。

2020年度の最大電力量予測



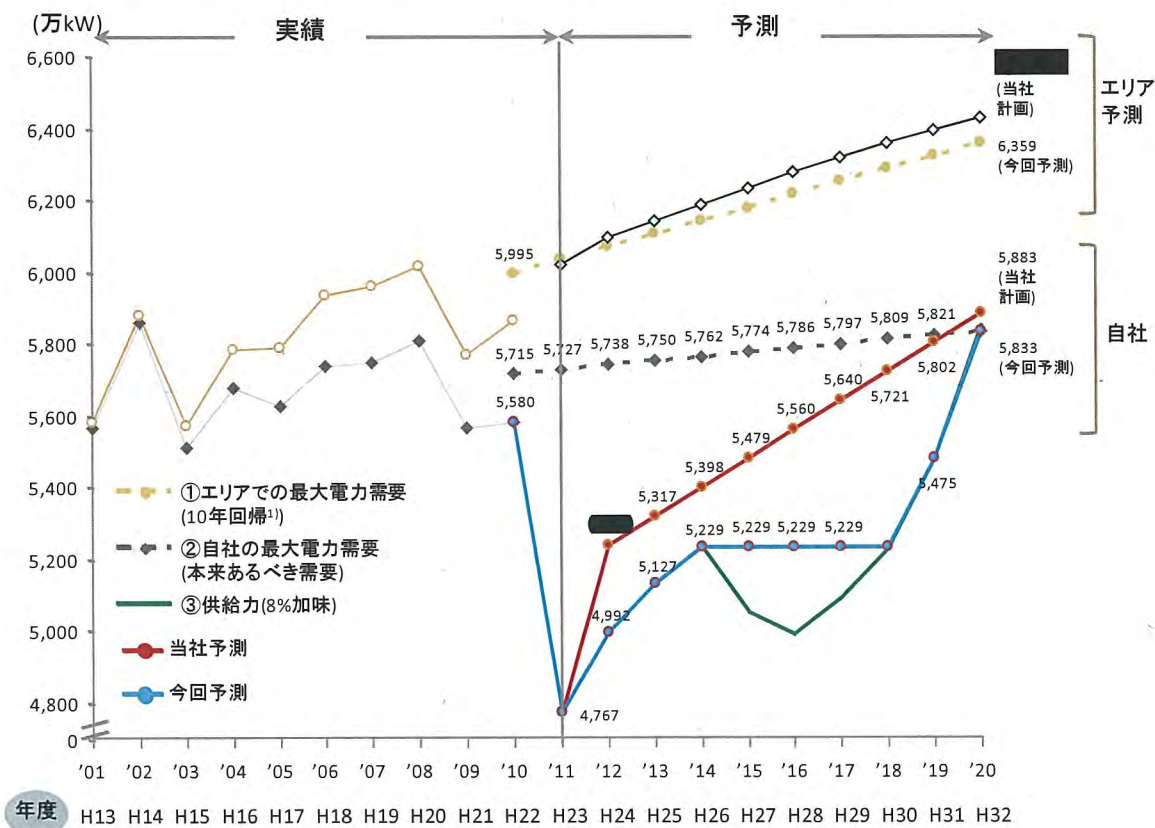
いずれのケースにおいても、2012年度（平成24年度）は供給力が低く、今年度（2011年度）ほどではないものの、依然需給が逼迫することが予想される。自主的な節電に加えて、需給調整契約の活用等で需要を抑える必要がある。

ケースごとに見ると、1つ目のケース（原子力発電所非稼働ケース）においては、2020年度での最大電力は5,833万kWと「本来あるべき需要」を満たす。しかし、2012年度から2019年度までの供給力は低く、各年度で想定される供給可能な最大電力まで需要を抑制する必要がある。加えて、本ケースでは、2014年度から2018年度まで、2014年度での最大電力を維

持することを想定しているため、2015年度から2018年度においては予備率が8%を下回る。

過去10年の回帰分析と需要の構造的変化等から算出した「本来あるべき需要」と供給力および予備率から算出した「対応可能な需要」の差である需給ギャップは、2012年度から2019年度で各年度347～747万kWに達する。電源強化策は既に供給力に織り込んでいるため、この長期にわたる需給ギャップを埋めるためには、2011年度の節電実績である約1,000万kWほどではないものの、やや大きな需要抑制策をとる必要がある。なお今回はいずれのケースでも長期での稼働可能性にはやや不安がある老朽火力発電所を最大限利用する計画となっている。仮に老朽火力が稼働できない場合、更なる供給力強化、または需要抑制が必要となる。

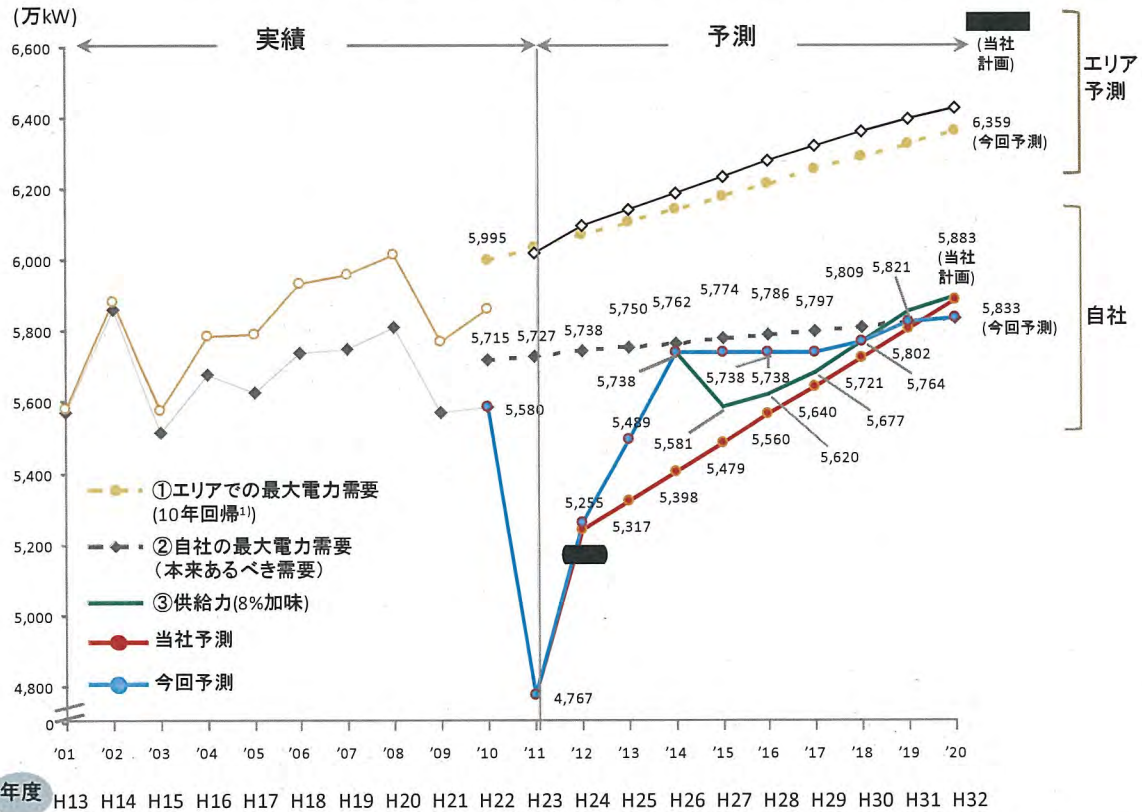
原子力発電所非稼働ケースの最大電力量予測と需給ギャップ



2つ目のケース（原子力発電所稼働ケース）では2019年度および2020年度で「本来あるべき需要」を満たす供給力の確保ができる。2018年度までは需給の逼迫に際して自主的な節電が必要であることに変わりはないが、逼迫の度合いは1つ目のシナリオに比べてやや緩く2012年度で484

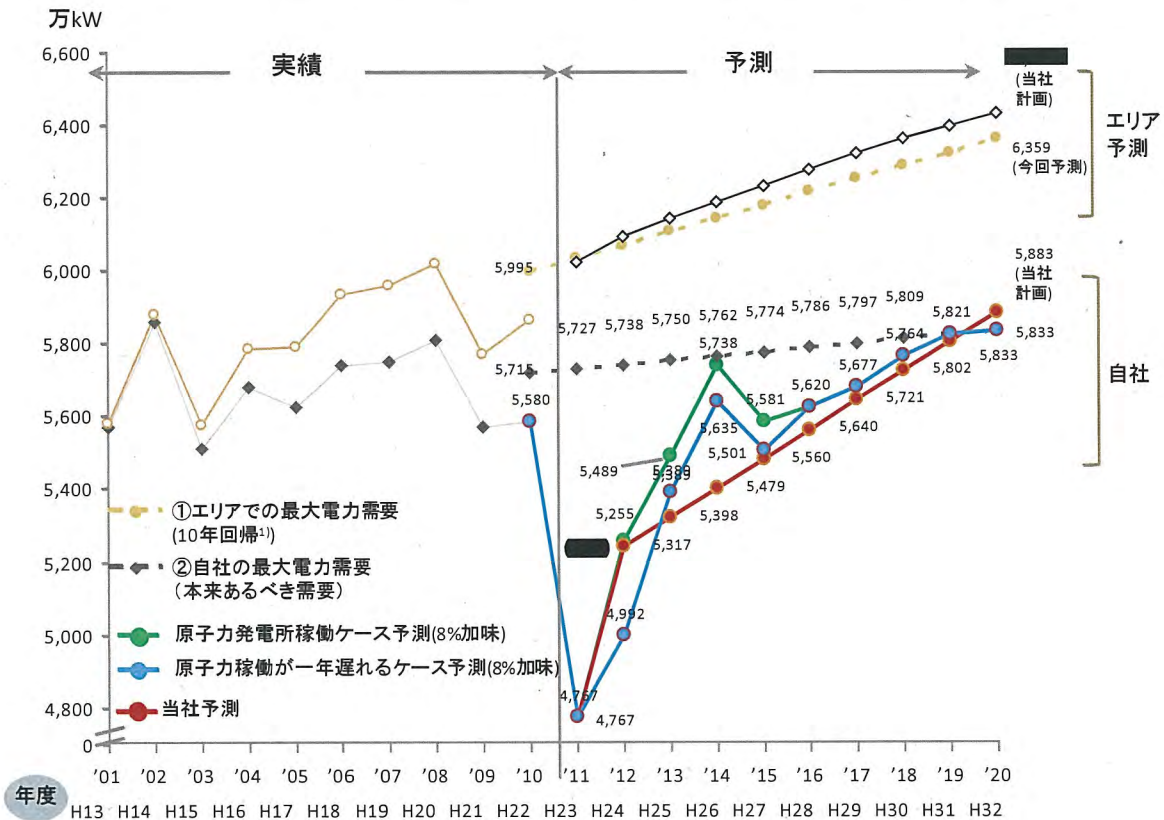
万kW、2013年度で261万kW、2014年度から2018年度では24～60万kWの需給ギャップとなっている。

原子力発電所稼働ケースの最大電力量と需給ギャップ



3つ目のケース（1年後原子力発電所稼働ケース）では、2019年度および2020年度で「本来あるべき需要」を満たす供給力が確保できる。それまでの各年度では需給ギャップが生じる。需給ギャップは2012年度が最大で747万kWとなる。その後は徐々に解消していく。原子力発電所の稼働が1年早い2つ目のケース（原子力発電所稼働ケース）と比べると、2012年度から2015年度において供給力において差が出ている。なお2014年度での差は約127万kWとなっている。

1年後原子力発電所稼働ケースの最大電力量予測と需給ギャップ



2.2 供給および設備投資計画

2.2.1

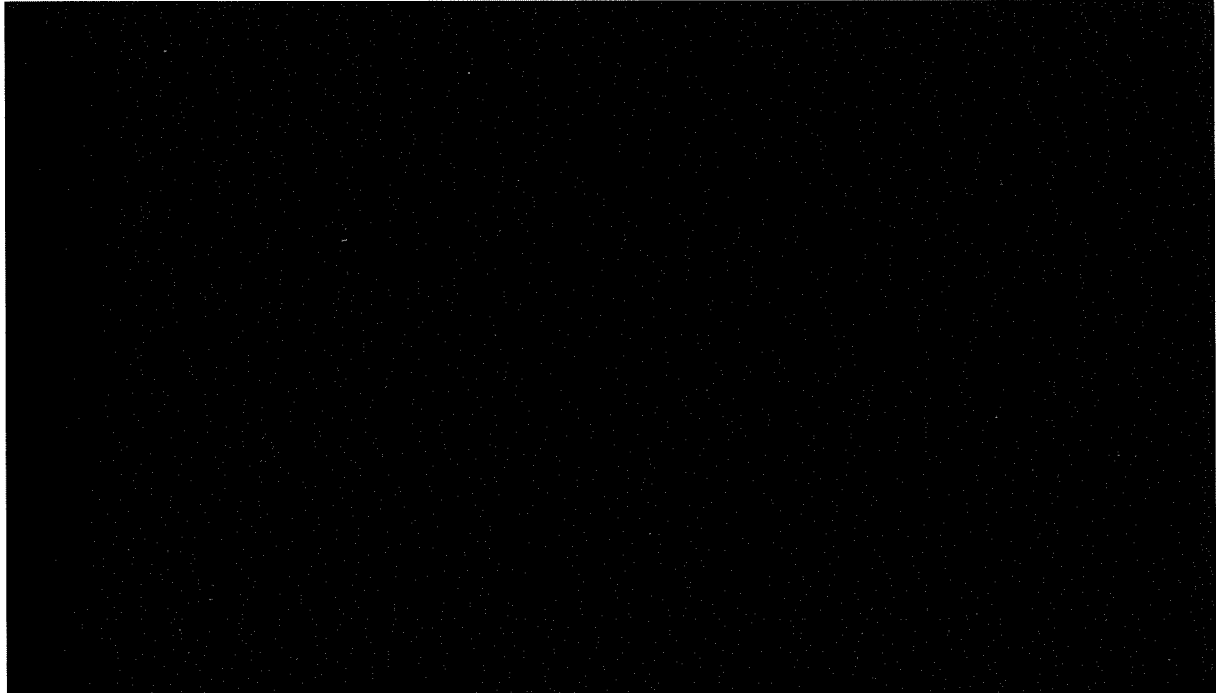
[Redacted text block]

2.2.2

[Redacted text] の投資削減余地を検証するうえで、既存電源における長期計画停止火力の再稼働余地と新規開発電源における他社開発余地が主な検証ポイントとなる。

まず、長期計画停止火力の再稼働余地については、現時点での停止火力および今後10年間での長期計画停止・廃止予定電源を個別に検証した結果、停止火力の再稼働は費用対効果に見合わず、この面での投資削減余地は少ないと考えられる。

長期計画停止・廃止予定電源の内訳は以下のとおりである。



個別電源で確認すると、



あるが、既に今回の震災および福島原子力発電所の停止を受けて大半の電源は復帰済みであり、依然として停止している電源は横須賀5～8号機、鹿島共同火力2号機のみである。横須賀5～8号機については設備の老朽化が進んでおり再稼働するためには

であり、再稼働に対する費用対効果は非常に低い。鹿島共同火力2号機については、



次に、新規開発電源における他社開発余地については、今後の新規電源を個別に検証した結果、現時点で建設に入っていない

は他社開発への変更が可能である。ただし、他社開発へ変更することで投資繰り延べ等の柔軟性が失われるデメリットもあるため、変更期限である2013年度時点において他社電源への変更有無を再度検討する必要がある。

今後の新規開発電源の内訳は以下のとおりである。

[Redacted line]

[Large redacted block]

[Redacted line]
[Redacted line]
[Redacted line]
[Redacted line]
[Redacted line]
[Redacted line]
[Redacted line]
[Redacted line]
[Redacted line]
[Redacted line]
[Redacted line]

[Redacted line]
[Redacted line]
[Redacted line]

[Redacted line]
[Redacted line]
[Redacted line]
[Redacted line]

2.2.3 全原発停止時における供給力確保余地（原子力発電所非稼働ケース）

想定シナリオの1つとして、全ての原子力発電所が定期検査後に再稼働せず少なくとも今後10年間稼働しないケースを想定すると、直近の予備率低下に対する緊急電源の設置余地と2015年度以降に向けた新規電源建設余地が主な検証ポイントとなる。

まず、直近の予備率低下に対する緊急電源の設置余地については、想定される供給力の確保方法はリースによる緊急設置、自社での緊急設置、長期停止中火力の再稼働、自家発電等他社からの買電がある。しかし、自社での緊急設置および長期停止中火力の再稼働は少なくとも1年以上の期間が必要であり、また自家発電等他社からの買電は購入可能性・購入量が確定できないことから、可能性があるのはリースによる緊急設置である。ただし、リースについては[] GTを設置することで [] kWが確保できうるが、設置費用の [] 円に加え、リース料で年間 [] 円かかることが想定され、かつ国内環境規制に合致したリース電源の確保・送電容量や燃料の確保等の課題もあり、実現性が高いとは言い難い。

| 想定される供給力の確保方法 | | 必要期間 | 実行に向けたハードル |
|------------------------|----------------------------------|------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 具体的な案件名 | kW数 | | |
| 緊急設置 (リース活用) | ・ リースGTの追加設置 [] | 140万 [] | 3か月 <ul style="list-style-type: none"> 資機材の確保 <ul style="list-style-type: none"> - 国内環境規制に合致したリース電源の確保 - 大容量GTの新規調達 建設用地の確保 <ul style="list-style-type: none"> - 敷地内での既存設備の除却 - 送電容量の確保 燃料の確保 <ul style="list-style-type: none"> - GT用のLNGの確保 - GT用の都市ガスの確保 |
| 緊急設置 (自社) | ・ 自社GTの追加設置 [] | 140万 [] | 12か月 <ul style="list-style-type: none"> 再稼働に向けた改修費用 改修に必要な資機材の確保 <ul style="list-style-type: none"> - 蒸気タービン用ローター - その他の鍛造品 |
| 長期停止中の 経年火力 の再稼働 | ・ [] [] | 140万 35万 [] | 2年以上 (蒸気タービン ローターの調達) 1年以上 (蒸気タービン弁の 調達) |
| その他 | ・ 自家発電事業者からの買電 ・ IPP・PPSからの買電 | 最大128万 最大45万 [] | 1か月以上 (相手先次第) 数日～ 約1か月 <ul style="list-style-type: none"> 余剰発電能力の確保 <ul style="list-style-type: none"> - 自社活用拡大による余力低下 - 売り先拡大による余力低下 送電能力の確保 |

次に2015年度以降に向けた新規電源建設余地については、停止・廃止予定火力の運転継続に加え、自社開発としては [] 火力の増設 ([] kW) および [] 火力の増設 ([] kW) が考えられる。ただし、 [] 火力の増設には基幹送電網までの送電線の増設が必要であり、発電所建設 [] 円に加えて送電線建設投資が必要となる。また、 []

共同溝関連

多数の共同溝投資を[REDACTED]、当面の必要性に乏しいものが混在している可能性がある。都や共同出資会社との関係に配慮する必要があるが、投資の必要性を再度検討し、可能なものは投資凍結の必要がある。

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

2.3.2.2 追加投資が必要な案件

千葉3号系列新設関連

震災後に緊急電源が設置された千葉方面においては、現状の送電線容量では1回線事故時に不足が生じる可能性が高いと想定される。当社は不足発生リスクは認識したうえで発電抑制によって対応する想定をしているが、発電抑制は需給状況によっては実施が難しいため、追加投資を検討する必要がある。

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

2.3.2.3 状況に応じた検討が必要な案件

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

各個別案件に対する当社見解と今回見解をまとめると以下のとおりである。

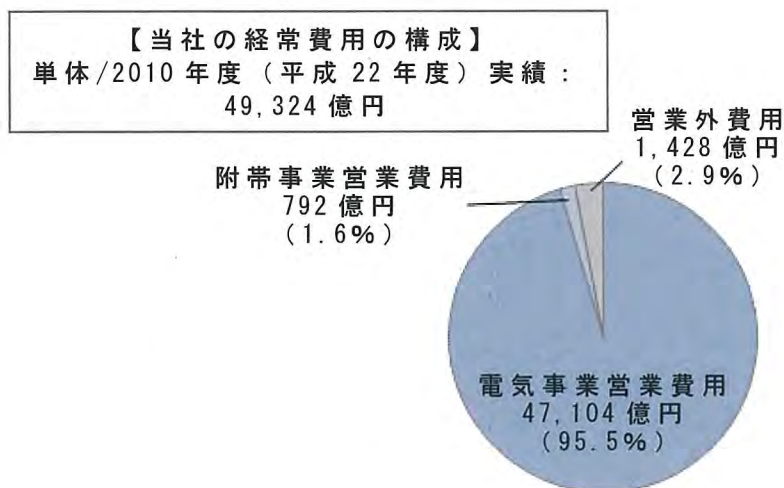
| | 投資案件名 | 当社見解 | 今回の見解 |
|---------------------|---------------|---------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 投資削減 余地の ある案件 | 西上武幹線 新設関連 | 新古河線の送電容量を補うため 最重要かつ必須の投資との認識 | 投資の必要性に疑問がある <ul style="list-style-type: none"> ただし震災・事故後の状況変化に応じた十分な代替案の検討を経たものではなく、過大投資の可能性あり |
| | | | |
| | | | |
| | | | |
| | 共同溝関連 | 各管路の使用率からの必要性検討とは別に、都や共同出資会社との関係で投資判断 | 投資の必要性に疑問がある <ul style="list-style-type: none"> 当面の必要性に乏しいものが混在している可能性あり。投資の必要性を再度判断し可能ならば凍結すべき |
| | | | |
| | | | |
| | | | |

| | 投資案件名 | 当社見解 | 今回の見解 |
|--------------------|----------------|-----------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 追加投資 が必要な 案件 | 千葉3号系列 新設関連 | 房総方面は多数の発電設備が連系であり、かつ単一設備事故時において過負荷が極めて発生しやすい状況であるため、必要により発電抑制を許容して対応 | 追加投資が必要な可能性が高い <ul style="list-style-type: none"> 発電抑制ができるのなら事実上どの系統でも送電容量制約はないのと同じであり、従来の系統利用ルールから逸脱している |
| | | | |
| | | | |
| | | | |

第3章 調達・投資コスト削減

3.1 当社のコスト構造の全体像

当社のコスト構造は、特別損失を除き、営業費用と営業外費用に大別され、営業費用は電気事業営業費用と附帯事業営業費用に大別される。コスト全体のうち電気事業営業費用が95.5%とほぼすべてを占めることから、本調査においては、電気事業営業費用を構成する各費目に主眼を置いている。

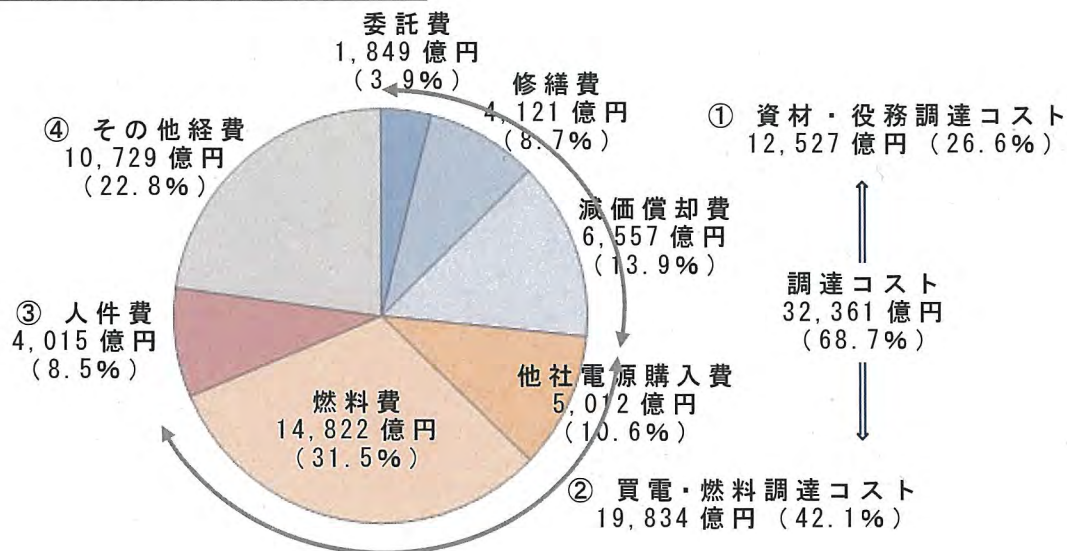


コスト削減とは、一般的には「数量」と「単価」の両面に渡って実施すべきものである。しかし、今回当社が策定した合理化計画（経費削減案）では、経費や投資の繰延といった「数量」の調整が中心となっているため、持続可能な経費削減を目指すためにも、本資産査定では主として資材や役務の「単価」の引下げに焦点を当てたコスト削減施策を検討した。また、電力会社共通の仕様を導入することは単価引き下げに寄与するものの、その実現は中長期の取り組みとなるため、電力各社共同での検討を提案はするが、数値計画には織り込まない。

2010年度（平成22年度）の当社単体における電気事業営業費用約47,100億円は以下の4種類に大別されることから、それぞれの分類においてコスト削減施策を検討した。（人件費については第4章にて詳述する）

- ・ 委託費、修繕費及び減価償却費から成る資材・役務調達コスト
：約12,500億円（26.5%）
- ・ 他社購入電源費及び燃料費から成る買電・燃料調達コスト
：約19,800億円（42.0%）
- ・ その他経費：約10,800億円（23.0%）
- ・ 人件費：約4,000億円（8.5%）

【当社の電気事業営業費用の構成】
単体/2010年度実績：47,104億円



3.2 当社合理化計画内容の検証

当社は合理化計画として5,034億円の経費見直しを公表しているが、福島第一、第二原発運営の費用減少や、元来行うべき修繕等の繰り延べがその大部分を占め、実質的な削減額は2011年度（平成23年度）で1,867億円。実質削減額のうち、約1,000億円は短期削減施策であり、2015年度（平成27年度）時点の削減額は約934億円である。このような経費の繰延等による「数量」調整は、電力の安定供給の確保という視点から持続性に乏しいとみられるため、「単価」削減によるコスト構造の改善が必要である。

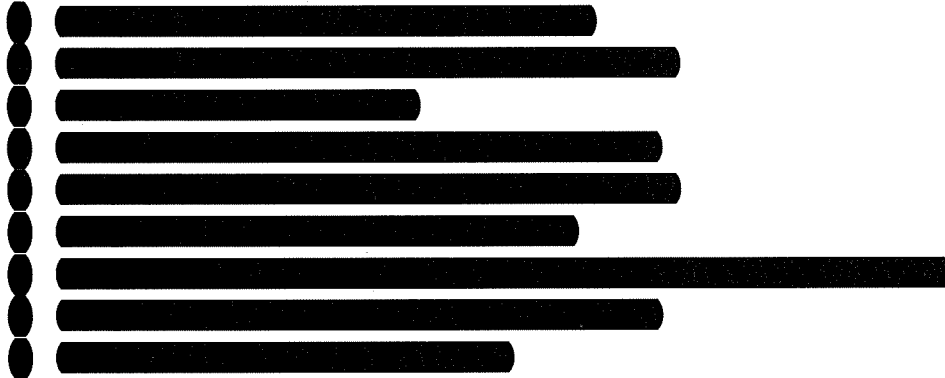
福島第一、第二原発の費用減少項目（1,103億円）の内訳は以下のとおりである。

- [Redacted]
- [Redacted]
- [Redacted]

修繕等の繰り延べ項目（968億円）の内訳は以下のとおりである。

- [Redacted]
- [Redacted]
- [Redacted]
- [Redacted]
- [Redacted]
- [Redacted]

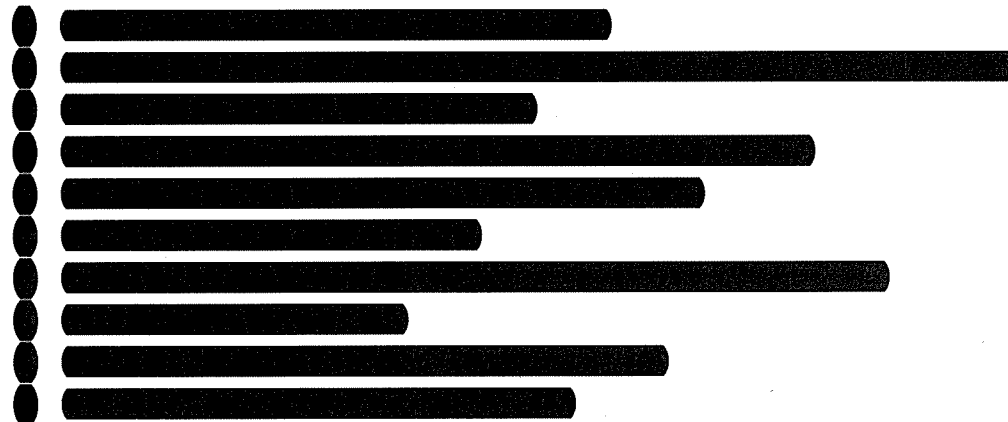
2011 年度増分費用の抑制（1,096 億円）の内訳は以下のとおりである。



上記を除いた実質削減額（1,867 億円）の内訳は以下のとおりである。



2015 年度時点での削減額（934 億円）の内訳は以下のとおりである。



度の費用削減額を算出している。関係会社との取引におけるコスト削減施策は早期に実現するものとして、グループ外部との取引におけるコスト削減は交渉期間等も考慮して順次削減額が拡大するものとして想定としている。また他社購入電源費については、契約更新時期に合わせてコスト削減額を算出している。

コスト削減施策年度別削減額（原子力発電所稼働ケース）は下表のとおりである。

| 対象費目 | | 施策 | 2011年度 | 2012年度 | 2013年度 | 2014年度 | 2015年度 | 2016年度 | 2017年度 | 2018年度 | 2019年度 | 2020年度 | 10年間累計 | | | |
|---------|---------------|---------------------------|-----------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|-------|-----|----|
| 当社合理化計画 | | | 1,867 | 1,448 | 1,210 | 1,036 | 934 | 990 | 1,041 | 1,068 | 1,110 | 1,149 | 11,853 | | | |
| 今回追加施策 | 修繕費・委託費・減価償却費 | 関係会社取引における発注方式の工夫による競争の導入 | 163 | | | | 165 | | | | | | 165 | 1,658 | | |
| | | 競争の発注方法の拡大 | | | | | | | | | | | | | | |
| | | 工事効率の向上 | 0 | | | | 65 | | | | | | | 65 | 487 | |
| | | 外部取引先との取引構造・発注方法の見直し | 0 | | | | 107 | | | | | | | 107 | 800 | |
| | | 機器仕様の標準化 | 0 | | | | 64 | | | | | | | 64 | 557 | |
| | 他社購入電源費 | 他社電源購入の単価見直し | 仕様・設計手法・手順の見直し | 0 | | | | 0 | | | | | | 0 | 27 | 47 |
| | | | 発電所建設における設計の見直し | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 人件費 | 人員数の削減 | 新人事・処遇制度導入による給与カット水準の維持 | 0 | | | | 80 | | | | | | 80 | 598 | | |
| | | 報酬水準の見直し | | | | | | | | | | | | | | |
| | | 時間外給与割増率の削減 | | | | | | | | | | | | | | |
| | | 賞与カット水準の維持 | | | | | | | | | | | | | | |
| | | 退職金・年金の見直し・削減 | | | | | | | | | | | | | | |
| | | 福利厚生の見直し・削減 | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 合計 | | 1,051 | 437 | 875 | 1,248 | 1,592 | 1,628 | 1,663 | 1,682 | 1,698 | 1,725 | 13,600 | | | | |
| 総計 | | 2,918 | 1,885 | 2,085 | 2,284 | 2,526 | 2,618 | 2,704 | 2,750 | 2,808 | 2,874 | 25,453 | | | | |

3.4 調達に関わるコスト削減

当社の調達手法・プロセスを検証した結果、主に3つの課題が見られる。1点目は、関係会社取引における査定の甘さである。関係会社の多くは、当社向け売上で稼ぐ構造にあり、関係会社取引については単価低減の余地が大きいと考えられる。2点目は取引時の競争環境の不十分さである。当社の取引の大半が随意契約であり十分な競争が働いていないため、競争強化を図ることで単価削減が可能である。3点目は当社仕様による高価格化である。発電所設計や機器仕様については見直す余地が大きく、仕様・設計手法の再検討により単価削減が可能である。

これらの課題をふまえ、以下の視点で追加コスト削減施策を立案した。

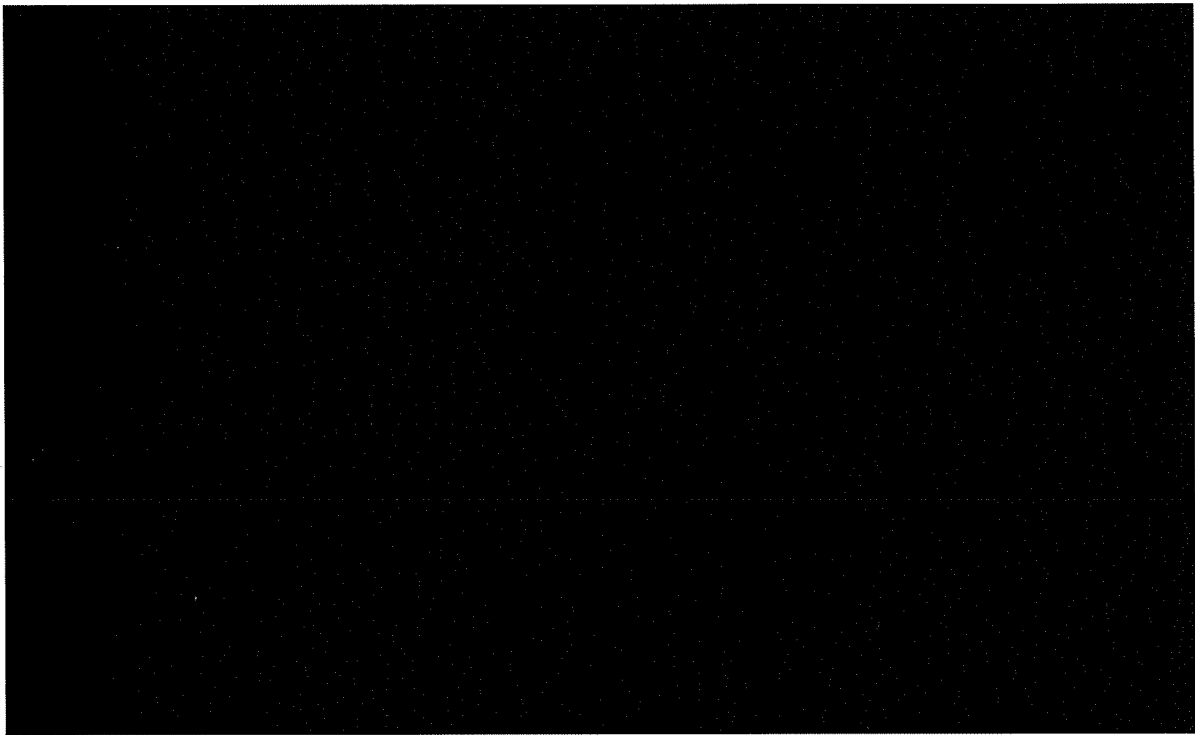
- ① 関係会社における競争導入・発注方法の工夫
- ② 外部取引先との取引構造・発注方法の見直し
- ③ 仕様・設計手法の標準化
- ④ 他社電源購入の購入単価見直し
- ⑤ 中長期的な燃料費の削減

3.4.1 ① 関係会社における競争導入・発注方法の工夫

①-1. 関係会社取引における発注方式の工夫による競争の導入

主要関係会社の大半は当社向け取引の営業利益率が社外取引の営業利益率より高く、当社向け売上で稼ぐ構造になっており、取引内容見直しによる単価削減の余地が大きい。

主要関係会社の当社向け取引および社外取引の営業利益率は下表のとおりである。



具体的な契約内容を検証すると、関係会社取引の大半は随意契約が占めており、十分な競争取引が行われるとは言い難い。関係会社との取引において事前価格提案方式等の競争発注方法を取り入れることにより、9.6%の単価削減が見込まれる。(9.6%は同一製品における通常発注と競争発注それぞれの単価の差である)

当施策による2015年度時点のコスト削減の対象費用額は、関係会社との随意契約取引金額1,720億円であり、9.6%の単価削減により、165億円のコスト削減が見込まれる。

①-2. 工事効率の向上による単価低減

■■■■■において、原価改善ワーキンググループを立ち上げ工事効率化を検討してモデル支店で25%の生産性向上を実現しており、■■■■■全体では4.7%のコスト削減を見込んでいる。同様の工事効率化施策を他関係会社および他取引事業者にも展開することで工事費用を削減する。

当施策による2015年度時点のコスト削減の対象費用額は、関係会社取引においては■■■■円（送変配電工事に関わる修繕費金額における関係会社取引分）であり、4.7%の単価削減により、■■■■円のコスト削減が見込まれる。

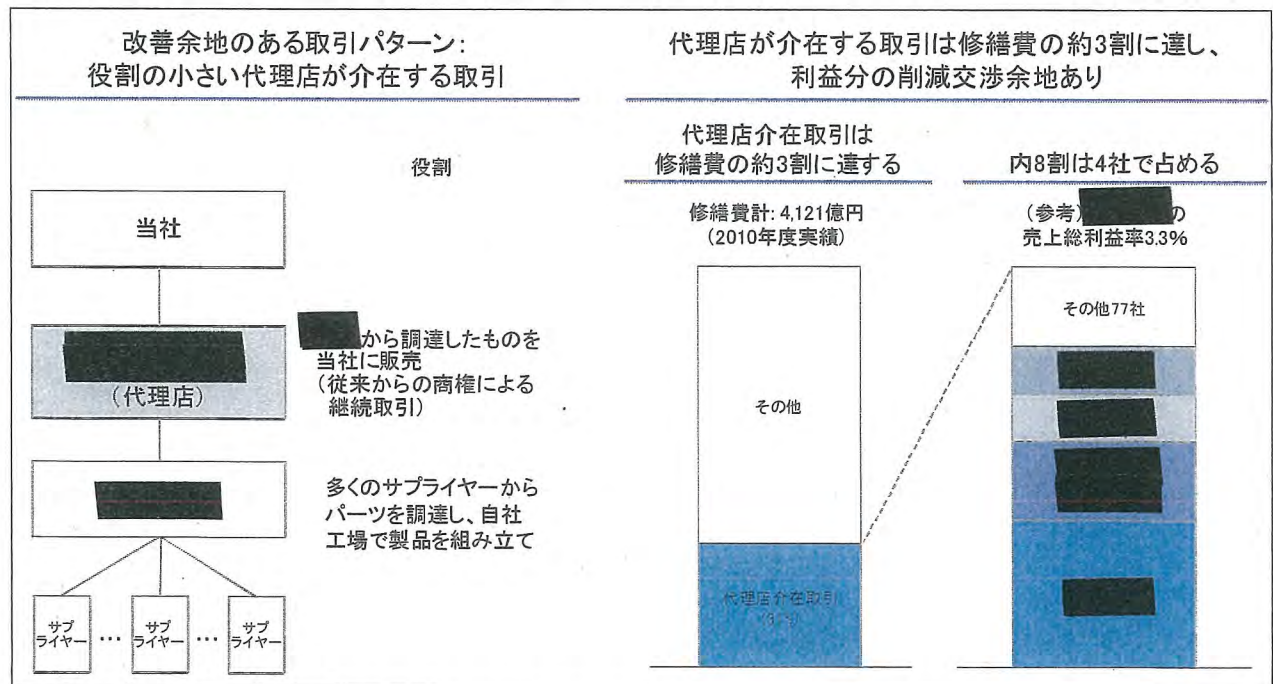
また、当施策は外部取引先に対しても展開できるものだが、外部取引における当施策の対象費用額は■■■■円（送変配電工事に関わる修繕費金額における外部取引分）であり、4.7%の単価削減により、■■■■円のコスト削減が見込まれる。

これらを合計して65億円のコスト削減が見込まれる。

3.4.2 ②外部取引先との取引構造・発注方法の見直し

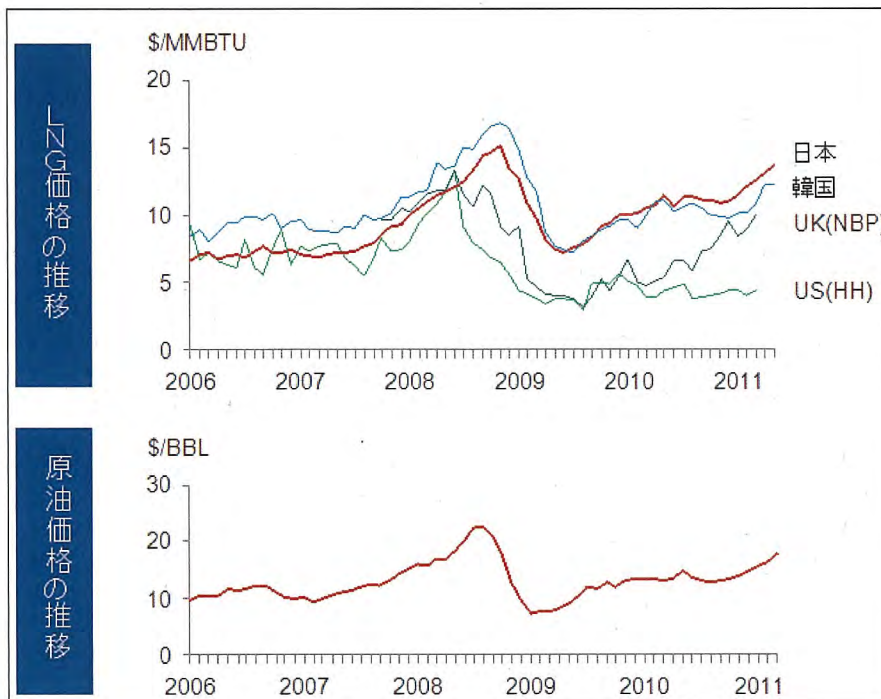
当社の取引には見直す余地のある取引構造が見られる。

1点目は代理店取引構造である。当社の取引には修繕費を中心に代理店が介在する取引が多く見られるが、原メーカーの多くが大規模事業者であることを考えると、代理店が十分な機能を果たしているとは言い難い状況にある。代理店を抜くことは容易ではないのかもしれないが、代理店が得ている利益分については、原メーカーに対して交渉余地がある。具体的な例は下表のとおりである。



2点目は一次下請け構造である。発電工事を中心に関係会社が一次下請けに入る構造が見られるが、工事部分を元請け化し工事部分での分離発注を行うことで取引の重層構造を解消できる余地が大きい。

取引構造の見直しに加えて、入札の拡大や事前価格調査方式や予報前提案募集方式の拡大等により競争原理を取り入れた発注を強化することが



(参考) 修繕費の検証

① これまでの修繕費の推移

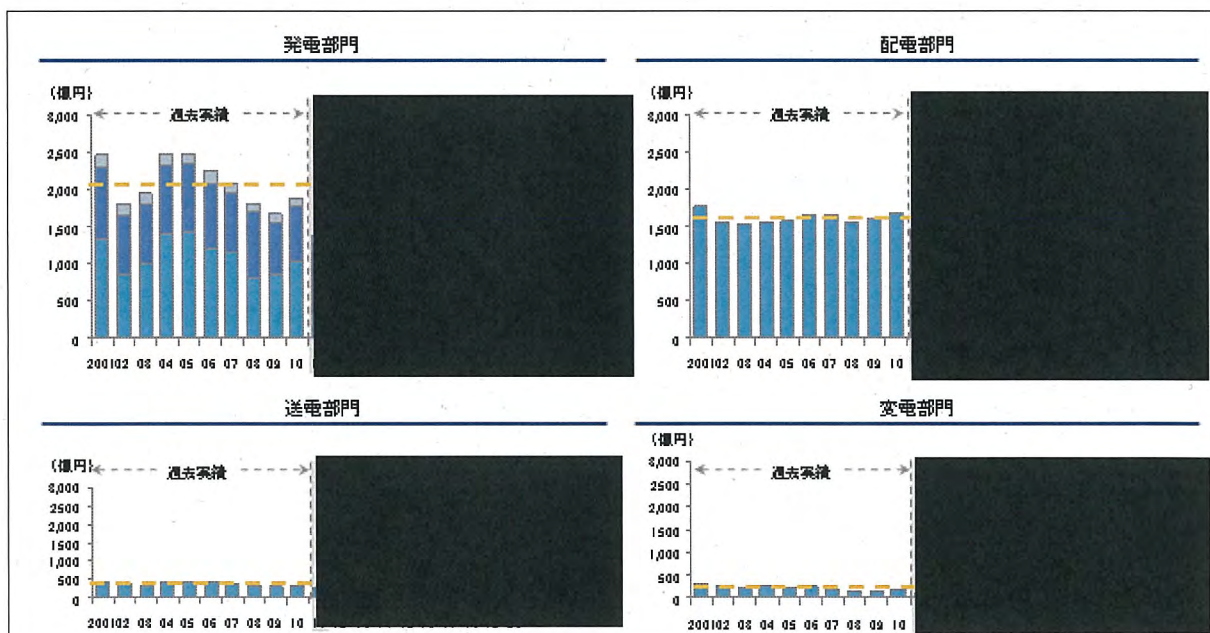
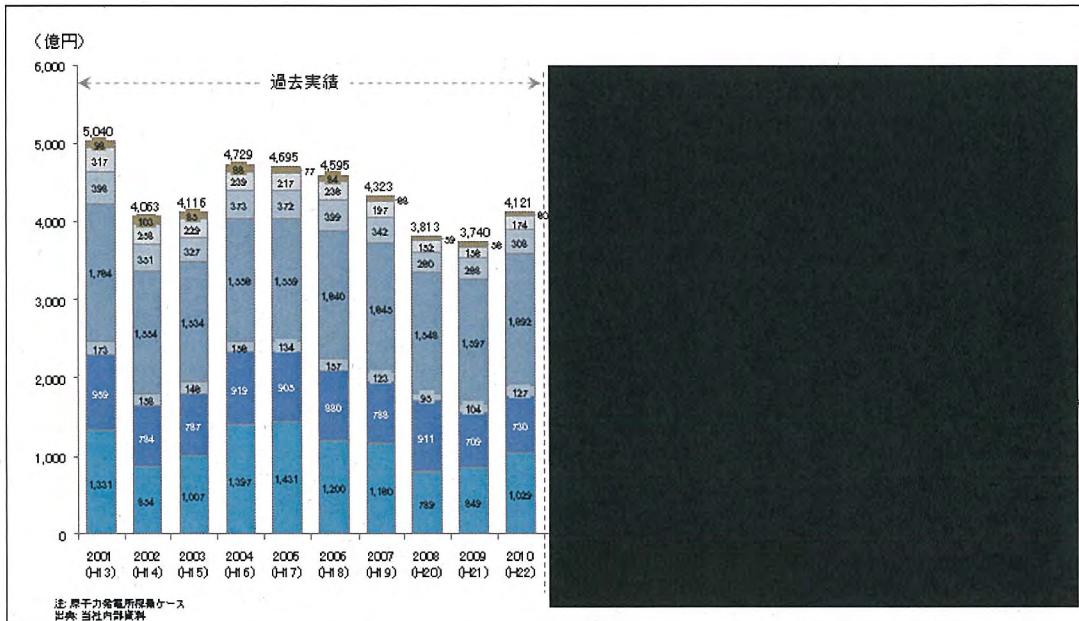
過去10年間の修繕費実績は約4,000億円～5,000億円で推移しており、発電電力量単位で見ると、他電力会社と同様の水準である。

ただし、各年度の費用額をみると相対的に費用額が低い年度（2009年度は3,740億円）と高い年度（2001年度は5,040億円）との間で大きな費用差が生じている。この費用差を発電・送電・変電・配電の部門別に検証すると、配送変電部門はほぼ同水準で推移しているのに対して発電部門の費用が大きく変動しており、全体の費用変動の大半は発電部門に起因しているものである。

更に発電部門の修繕費を原子力関連とその他費用に分けて検証すると、原子力関連の修繕費が費用変動の主因であることが明確になるが、原子力発電所については過去の不祥事および中越沖地震の影響により多数の停事例があり、原子力発電所の一部が停止していることで修繕費が低い年度がある。

よって、修繕費については通常時には約 4,500 億円程度の水準が維持されるものであるが、過去低水準にあった年度については、原子力発電所の停止によって結果的に費用が抑えられたものである(下図の矢印の年度)。

当社の修繕費実績および計画(全体および部門別)は下表のとおりである。



② 当社による今後 10 年の修繕費計画の検証

当社が計画している今後 10 年の修繕費計画は年間平均費用額は 4,433 億円(2011 年度除く)であり、過去 10 年実績の平均費用額 4,323 億円と

比較すると少し高い水準である。

ただし、発電・送電・変電・配電の部門別に検証すると、発電部門が過去実績と比較して相対的に減少傾向にあるのに対して、配電部門は過去実績より高い水準で推移する計画となっている（送変電部門は金額規模が小さく全体に与える影響は軽微である）。

詳細は下記にて詳述するが、発電部門では [REDACTED] 修繕費が減少しており、配電部門では、スマートメーターへの投資および配電用機器の経年劣化が進んでいることによる費用増加を見込んだものであり、計画として過大または過小であるとは言い難い。

②-1. 発電部門の修繕費計画の検証

発電部門の今後10年の修繕費計画は、過去実績と比べて年間平均で約350億円低い水準となっている。その要因は、経年火力の再稼働および新規火力電源追加による修繕費増加が見込まれるものの、福島原子力発電所の停止に伴う修繕費減少規模が大きく、発電部門全体としては費用水準が低下するものである。

具体的には、火力発電については、過去実績平均より年間約150億円の修繕費増加を見込んでいる。その要因は経年火力の再稼働又は停止の繰延べによる費用増加および新規火力電源追加によるものである。特に再稼働した経年火力の修繕費負担 [REDACTED] 費用増加が大きい。

一方で、原子力発電については、今回の震災を受けて福島第一・第二発電所が稼働せず、同発電所に係る修繕費が大幅に減少するため、過去実績と比較して年間約450億円低い水準に抑えられている。

②-2. 配電部門の修繕費計画の検証

配電部門の今後10年の修繕費計画は、過去実績と比べて年間平均で約400億円高い水準となっている。費用増加の主要因はスマートメーターの導入である。当社ではスマートメーターを今後10年間で順次導入する計画を立てており、その計画に基づき年間 [REDACTED] 円の追加費用が生じる。加えて、過去修繕費を抑えてきたこともあり、配電用機器の経年劣化が進んでいて、取替費用が増加する。

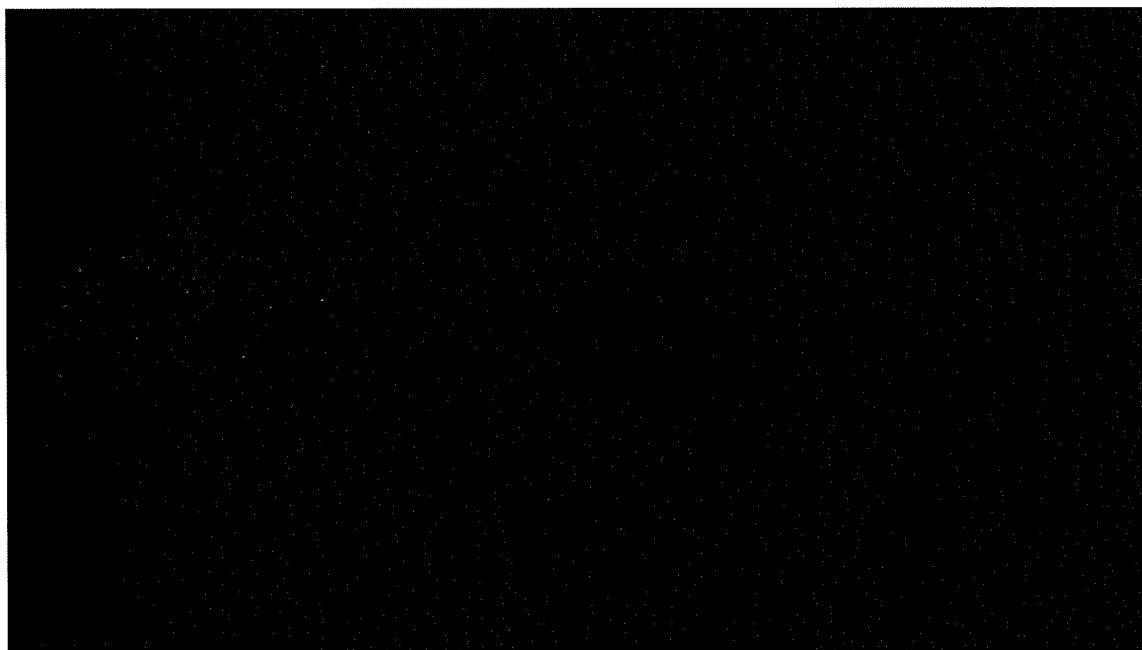
第4章 人事施策

4.1 当社の人員構成の概要

当社には単体で約38,700人、グループ全体で約54,000人が在籍している。



現状の人員の全体像については、以下のとおりである。



4.2 今回の人件費削減施策

人件費の削減は、今回検討による削減案を叩き台として、当社と折衝を重ねた結果、人員数削減については約10%の削減、人件費単価については、現状の給与カット水準の維持、賞与カット水準の条件付き維持、福利厚生 of 包括的・抜本的な見直しについて当社も大幅に譲歩し、合意している。

ただし、退職金・年金については、現役・OBを対象にした年金の給付利率削減について合意が形成されつつあるものの、給付利率の削減幅や、終身年金部分の削減については、継続協議中である。

具体的な検討・折衝経緯は以下の通りである。

| | | 今回提示案 | | | | |
|-----------|--------------------------------------------------------------|-----------------------------------|---------------------------------|--|--|--|
| I. 人員数 | | 2,740～3,750人の削減余地 | | | | |
| | | | | | | |
| II. 人件費単価 | 報酬水準 | 給与 | 給与5%カット | | | |
| | | | 時間外割増率を法定利率へ引き下げ ・130%⇒125%等 | | | |
| | 賞与 | 賞与50%カット | | | | |
| | 退職金・年金 | 年金見直し ・給付利率2%⇒1.5% 終身年金△30% | | | | |
| 福利厚生 | 健保負担率 カマリアプラン 持株奨励金 財形の利子補給見直し ・財形貯蓄 ・リフレック財形 | | | | | |

今後退職金・年金関係については企画・人事サイドとの交渉を継続するとともに、人件費削減施策全体像について組合との折衝・擦り合わせを実施していく必要がある。

4.2.1 報酬水準

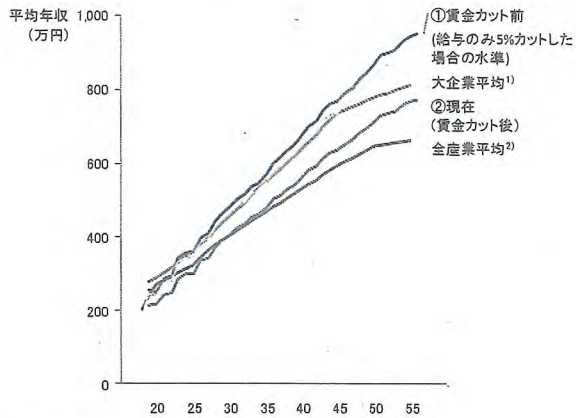
給与・賞与水準のベンチマーク分析の結果、当社の報酬水準は、賃金カット後では大企業平均以下、カット前でもほぼ同程度の水準となっている。

また、当社の時間外労働に係る賃金の割増率については、平日30%、休日40%であり、法定利率の平日25%、休日35%よりも高い水準となっている。

なお当社は、福島原子力発電所における事故の発生に伴い、すでに平成23年6月から7月にかけて、年収ベースでの管理職約▲25%、一般職約▲20%の削減を実施しているところである。

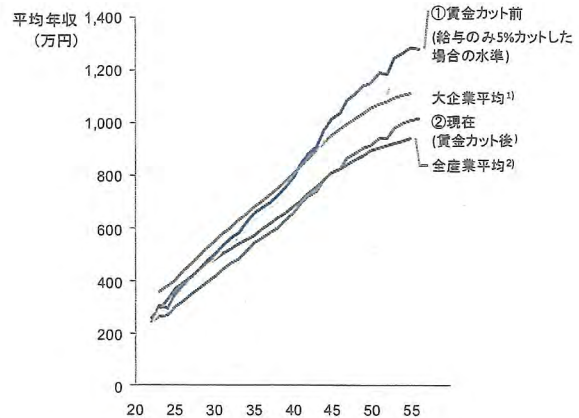
具体的なベンチマーク分析の結果は以下の通りである。

高卒を対象にした年収比較



| | | |
|-----------------------|-----------------|----------------------------------|
| 大企業平均との 差異 (万円) | ①賃金カット前 | ▲40 ▲1 +28 +19 +38 +30 +87 +132 |
| | ②現在 (賃金カット後) | ▲72 ▲59 ▲51 ▲76 ▲75 ▲102 ▲68 ▲44 |

大卒を対象にした年収比較



| | | |
|-----------------------|-----------------|------------------------------------|
| 大企業平均との 差異 (万円) | ①賃金カット前 | ▲56 ▲49 ▲25 ▲10 +59 +95 +168 |
| | ②現在 (賃金カット後) | ▲103 ▲133 ▲136 ▲151 ▲144 ▲144 ▲104 |

1.日経連企業会員および東京経営者協会会員会社1915社のうち399社の平均(従業員数3,000人以上)
2.全国証券市場の上場企業(新興市場の上場企業も含む)3,585社と、上場企業に匹敵する非上場企業(資本金5億円以上かつ従業員500人以上)1,405社の合計4,990社の平均
出典:当社内部資料、日本経団連賞金総覧平成23版、労務行政研究所「モデル賞金・賞与実態調査」

かかる状況下、給与については現状の一律5%カットを平成24年度まで継続する。平成25年度以降については、新人事・処遇制度を導入。社員の能力発揮・成果をよりの確に処遇に反映する仕組みとすることにより、5%カットの水準を全体として維持する。

(新人事・処遇制度については、4.2.5 今後の人事制度の方向をご参照頂きたい)

加えて、平成24年度以降、時間外手当の割増率について、法定水準まで引き下げる。(平日: 30% ⇒ 25%、休日: 40% ⇒ 35%)

賞与については、現状50%カットを実施。今後の戻し方については、今後、国民負担の最小化を念頭に、当社における人材の確保の観点も踏まえつつ、特別負担金返済の状況を見て機構と協議して決定。収支計画上はカット水準を維持するものと仮置きする。

4.2.2 福利厚生

当社の主な福利厚生制度には、健康保険料の当社による負担、財産形成貯蓄(財産形成年金貯蓄、リフレッシュ財形貯蓄等)、従業員持ち株制度、カフェテリアプラン [] 等が存在する。

上記各制度の水準をベンチマーク分析した結果は以下の通りである。大企業対比でも優遇された制度・水準となっている。

- ・ 健康保険料の当社による負担

当社の健康保険については、事業主負担率が70%となっている。他企業の健康保険料に占める企業負担率は、50~60%であることを踏まえると、やや高い水準になっている。

- ・ 各種財形貯蓄

財産形成年金貯蓄について、当社は、銀行利息と年利3.5%を利子補填しており、限度額は550万円となっている。他企業では、利子補填のない企業が主であり、限度額(550万円)までの非課税のみのメリット享受が主であることから、高い水準となっている。

リフレッシュ財形貯蓄については、年利8.5%

となっているが、制度自体存在しない企業が主である。

- ・ 従業員持ち株制度

奨励金の付与率は10%である。上場企業の付与率としては、約45%の企業が5%、約30%の企業が10%となっており、比較的高い水準である。

- ・ カフェテリアプラン

年間付与ポイント850ポイント、消化額実績一人当たり約9万円、消化率実績9割超、介護、子育て、健康、自己啓発、余暇・レジャー等に利用可能。他企業平均では、配分額年6.6万円、消化額年5.6万円であることからすると、比較的高い水準となっている。

| | 内容 | 他企業のメニュー・水準感 |
|-----------------------------|--------------------------------------------|---------------------------------------------------------------|
| 健康保険料 | 事業主負担率: 73% | 健康保険料に占める企業負担率: 50~60%程度 |
| 財産形成 年金貯蓄 | 利率: 銀行利息と年利3.5%を利子補填 | 利率: 利子補填のない企業が主 ^① |
| リフレッシュ 財形貯蓄 | 利率: 年利8.5% | 制度自体存在しない企業が主 ^① |
| 従業員持 株制度 (従業員持 株会) | 奨励金の付与率は10% | 上場企業の付与率は以下 ^② ・約45%の企業が付与率5% ・約30%の企業が付与率10% |
| カフェテリア | 年間付与ポイント: 850ポイント、消化額実績約9万円/人 ・消化率実績9割超 | 配分額: 6.6万円/年 ^③ 消化額: 5.6万円/年 ^④ |

上記に鑑みて、福利厚生については、健康保険料の会社負担率、財形貯蓄制度、厚生施設、カフェテリアプラン、従業員持ち株制度等のメニューについて包括的な見直し・削減を実施する。

具体的な福利厚生見直し内容は以下の通りである。

- ◎ 健康保険料の会社負担比率を60%へ引き下げ。(現行: 73%)
- ◎ 財形貯蓄制度を以下のとおり見直し。
 - ✓ リフレッシュ財形貯蓄を廃止。
 - ✓ 財形年金貯蓄の保証利率を廃止(3.5%→銀行利率)。
- ◎ 厚生施設を全廃(実施済み)。
- ◎ カフェテリアプランの年間付与ポイントを削減(850ポイント→650ポイント)。
- ◎ 従業員持株制度の奨励金を削減(10%→5%)

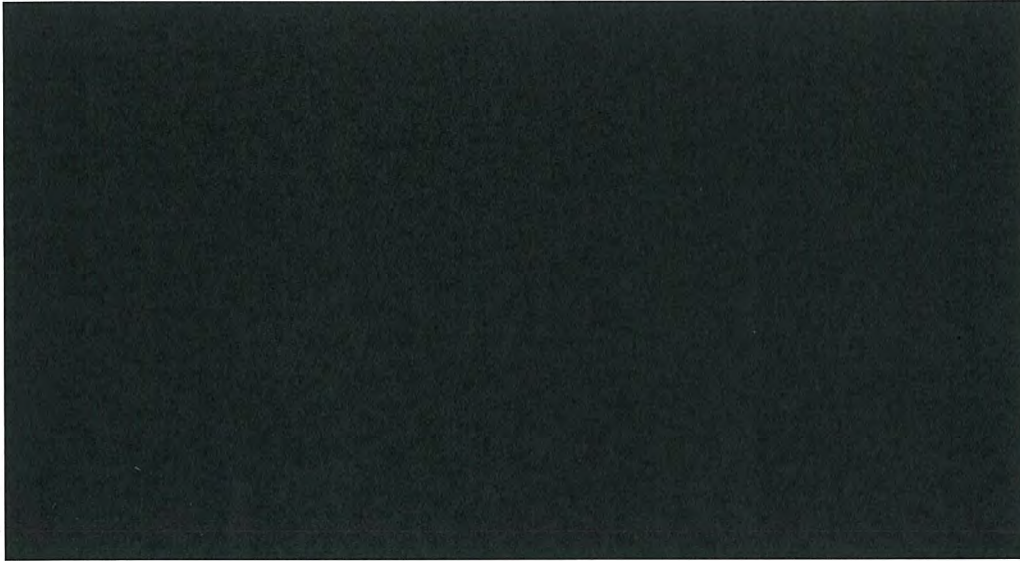
(参考)他企業平均付与率: 7.6% (出所)東京証券取引所調査(H22)

4.2.3 退職金・年金

退職金・年金については、年金の給付利率を現役については現状2%から1.5%まで、OBについては2.25%まで削減することなどが当社との間で議論されている。具体・詳細の検討内容については財務DDチーム報告内容をご参照頂きたい。

4.2.4 人員数

震災を受けた事業・業務の見直しや、生産性・効率性向上の打ち手により、約 38,700 人の従業員の内、平成 23 年度初比で約 3,600 名を削減する。削減の内訳は以下の通りである。



なお、上記 3,600 人については、今回として、人員削減規模 2,740 人～3,750 人として提示していたものに対し、当社にて具体案を積み上げた結果の数値である。各削減項目についても確認済みであり、概ね妥当なものと判断している。

各削減項目に対する妥当性の検証結果は以下の通りである。

| | 各種策のインパクト | | 個別の強み込み幅 | |
|----------------------|-----------|-------|----------|-------|
| | 削減見込み(人) | | 削減見込み(人) | |
| a. 子会社・事業見直し | | | | |
| | | | | |
| | | | | |
| | | | | |
| b. 震災を受けた業務変更 | | | | |
| | | | | |
| c. 生産性も受けた業務見直し | | | | |
| | | | | |
| | | | | |
| | | | | |
| | | | | |
| d. 業務改革を視野に入れた、要なる余地 | | | | |
| | | | | |
| 合計(人) | | 2,740 | | 3,750 |

ただし、当社では、当面原子力損害賠償業務等の対応のため、人員の確保が必要であり、年度内に同業務等要員として8,900人体制の構築を必要としている。うち補償対応に必要な社員は、外部専門家への業務委託等の活用を勘案し、グループ全体で3,700人と見積もっている。

現状想定している福島補償対応要員数の推移は以下の通りである。

- ◎ 福島対応に必要な人員総数は約8,900人だが、業務委託や派遣労働者の活用により、**補償対応に必要な社員（グループ全体）は3,700人**。
- ◎ 中長期的な事業の見直しによる業務減や管理間接機能のスリム化、あらゆる業務における簡素化・効率化を推進することで**社内業務の合理化を図り約2,600人を捻出**（不足分は暫定的な出向者の戻しや出向受入で対応予定）

よって、3,600人の削減は、上記対応のピークアウト状況も判断しつつ実施する。現状においては、平成24年度・25年度の採用カットと平成25年度以降に実施予定の希望退職により実現する計画となっている。

具体的な削減内訳は以下の通りである。

4.2.5 今後の人事制度の方向性

[Redacted text block]

[Redacted text block]

上記も踏まえ、平成 25 年度以降には新人事・処遇制度を導入することで、現状実施している給与 5%カットの水準を維持していく。

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text]

- [Redacted text]
- [Redacted text]
- [Redacted text]

[Redacted text]

4.2.6 委託検針員・集金員

[Redacted text]

[Large redacted block]

[Redacted text]



第5章 関係会社・附帯事業の分類

5.1 関係会社の概要

当社は、子会社 166 社及び関連会社 98 社（平成 23 年 7 月 1 日現在）をグループ会社として傘下に有しており、下記のとおり各グループ会社を機能別又は事業内容別に分類した上で、多角的にグループ会社の経営管理を行っている。

【機能による区分け】

グループ会社 264 社を国内事業 85 社と海外事業 179 社に分類した上、国内事業を当社が電気事業を行う際の一部機能を担う「電気事業機能分担会社 50 社」と、新規事業としてグループ外へ展開する「多角化会社 35 社」に区分けている。さらに、電気事業機能分担会社のうち売上高 20 億円以上の 22 社を「グループ経営管理サイクル会社」、電力一部自由化後に多角化を推進する中で新規に立ち上げた 14 社を「主要多角化会社」として、重点的にグループ経営管理を行っている。

【事業内容による区分け】

各グループ会社が担う主な事業の種類ごとに、下記のとおり 5 分類（うち 3 分類においてはさらに細分化）している。また、主にグループ事業部を中心とした所管部が関連するグループ会社を管理する一方で、各グループ会社が担う事業ごとにそれぞれ複数の主管部においても管理している。

表 5.1. ① 事業内容による分類

| 大分類 | 小分類 | 会社数 |
|------------|-----------------|-------|
| 電気事業 | — | 1 社 |
| エネルギー・環境事業 | 電気の卸供給 | 5 社 |
| | 設備の建設・保守 | 11 社 |
| | 資機材の供給・輸送 | 5 社 |
| | 燃料の供給・輸送 | 25 社 |
| | エネルギー・環境ソリューション | 16 社 |
| 情報通信事業 | 電気通信 | 2 社 |
| | 有線テレビジョン放送 | 1 社 |
| | 情報ソフト・サービス | 8 社 |
| | 情報通信設備の建設・保守 | 1 社 |
| 住環境・生活関連事業 | 不動産 | 8 社 |
| | サービス | 19 社 |
| 海外事業 | — | 162 社 |

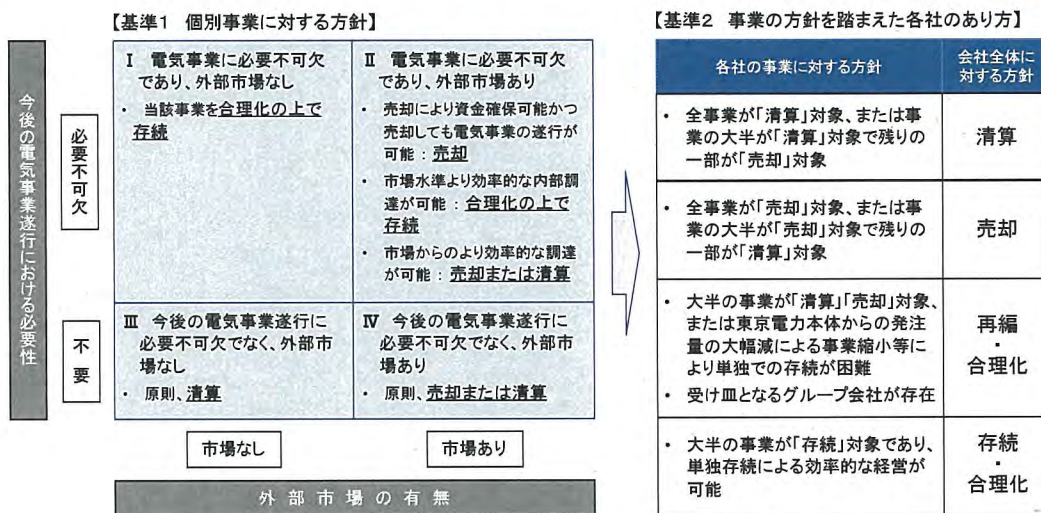
*以下では、海外事業のうち櫛ユースエナジーホールディングス傘下の子会社 89 社及び関連会社 56 社を含めて 1 社としてカウントし、全グループ会社を 119 社として検討を進める。

5.2 関係会社分類の考え方

5.2.1 当社の分類の考え方

当社は、事業売却に向け、下図のとおり「電気事業における必要性」及び「外部市場の有無」の二軸によりグループ事業を見直し、2,300億円の資金を捻出することを掲げた。しかし、軸の定義が曖昧であるため、下図の方針と各社に対する対応に不一致が見られること、さらに2,300億円の算出根拠にも、不確実性、不透明性が見られることから、このたびの調査ではゼロベースで事業の見直しを検討した。

図 5.2.1 当社が計画したグループ事業の見直し



5.2.2 今回の分類の考え方

5.2.2.1 継続・非継続の見極め

原子力損害賠償支援機構法の制度趣旨である「国民負担の最小化」及び「電力の安定供給の確保」という両面を考慮すると、電気事業に不可欠とはいえない事業又は電気事業に不可欠ではあるものの他社にて代替可能な事業については、原則として売却する方針で考えるべきである。これに対し、電気事業に不可欠な事業であり、且つ他社では代替困難な事業は、自社グループにて継続を図ることが妥当である。従って、当社が運営する事業の継続・非継続の分類は、「電気事業との関係性（不可欠性）」及び「自社保有の必然性（代替可能性）」の二軸により決定した。

【電気事業との関係性（不可欠性）】

事業内容別のセグメントにおいて、電気事業及びエネルギー・環境事業のうち「電気の卸供給、設備の建設・保守、資機材の供給・輸送、燃料の供給・輸送」に分類される関係会社を、原則、電気事業との関係性あり（不可欠性あり）と分類した。

【自社保有の必然性（代替可能性）】

電気事業との関係性がある事業につき、市場の上位3社が当該市場のシェア50%以上を占める寡占状態にあるものを、原則、自社保有の必然性あり（代替可能性なし）と分類した。なお、寡占状態にある市場の会社を手放した場合、価格コントロールが効かなくなり、キャッシュアウトの増大が見込まれる。

また、この二軸で売却とした会社についても、「国民負担の最小化」の観点から、今後の利益成長が見込まれる会社については自社グループにて継続を図ることが妥当である。今度の利益成長の定義は、当該市場の伸びが日本のGDPの伸びを上回り、かつ10%以上のシェアを占めていることとした。

5.2.2.2 対応方針の策定

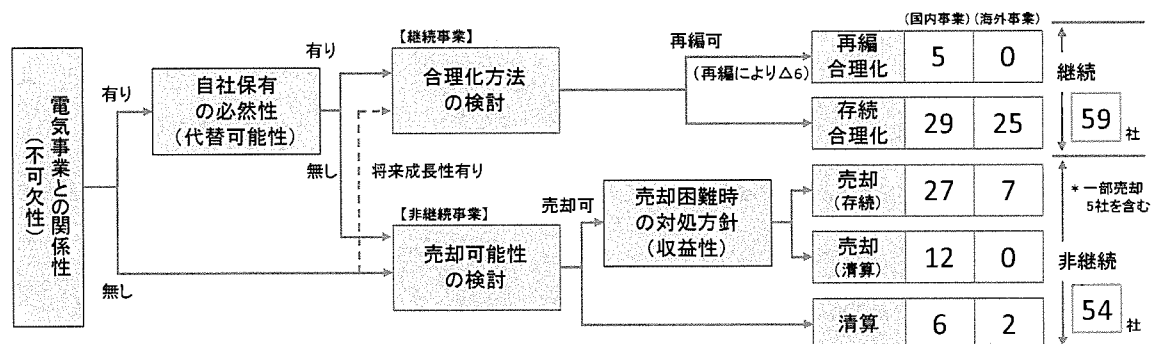
継続事業については、グループ全体での「高コスト構造の改善」という合理化の観点から、内部取引の適正化等の徹底によるグループでのコスト削減を図るとともに、自社内又は業界内での事業及び組織の再編モデルについても併せて検討する。

非継続事業については、売却可能性が高いものは売却、低いものは清算に仕分ける。

5.3 分類結果

上記分類方針に従って関係会社の分類を個社ごとに検討した結果は、下図のとおりである。詳細な検討内容については別添にて個社毎に記載している。なお、中長期的な視点による判断が求められる関係会社については、現時点では分類を決定せずに見極めとする。

図 5.3. ① 分類結果



| | | | | | | | | |
|-----------------|-----------------|------|--|--|--|--|--|-----|
| 国内電気事業 | 経営 管理 子会社 | 22社 | | | | | | |
| | その他 | 28社 | | | | | | |
| 国内 多角化 会社 | 主要 多角化 会社 | 14社 | | | | | | |
| | その他 | 21社 | | | | | | |
| 国内計 | | 85社 | | | | | | |
| 海外事業 | | 34社 | | | | | | |
| 合計 | | 119社 | | | | | | 65社 |

2.一部売却の会社については、総額(再編前)の増減(再編後)の差額(再編前)65社(当初関係会社数(119社)-(売却46社+清算8社))

関係会社を売却・清算、又は再編することによる当社グループの規模は、会社数が119社から64社へ（当初関係会社数119社-（売却46社+清算8社）+一部売却5社-再編により消滅6社=売却・清算・再編後の関係会社数64社）、従業員数が16,261人から11,172人となる。

表 5.3. ② 売却・清算後のグループ会社数・従業員数

| | 会社数（子会社・関連会社） | | | 従業員数（子会社） | | |
|---------|---------------|-----|------|-----------|---------|---------|
| | 現在 | 分類後 | 増減 | 現在 | 分類後 | 増減 |
| 国内電気事業 | 50社 | 30社 | ▲20社 | 14,152人 | 10,951人 | ▲3,201人 |
| 国内多角化事業 | 35社 | 8社 | ▲27社 | 1,924人 | 196人 | ▲1,728人 |
| 海外事業 | 34社 | 26社 | ▲8社 | 185人 | 25人 | ▲160人 |
| 合計 | 119社 | 64社 | ▲55社 | 16,261人 | 11,172人 | ▲5,089人 |

- * 持株の一部売却により出資比率が20%以上残存する関係会社は、関連会社としてグループ内に存続するとしてカウントした。
- * ㈱ユーラスエナジーホールディングスは、傘下の子会社89社及び関連会社56社を含めて1社としてカウントした。
- * 現在の欄の数字については東電フュエル・東電リースは7月1日時点、その他は2010年度末時点。テプシスソリューションズは連結対象外としてカウントした。

5.4 売却対象会社の売却価額

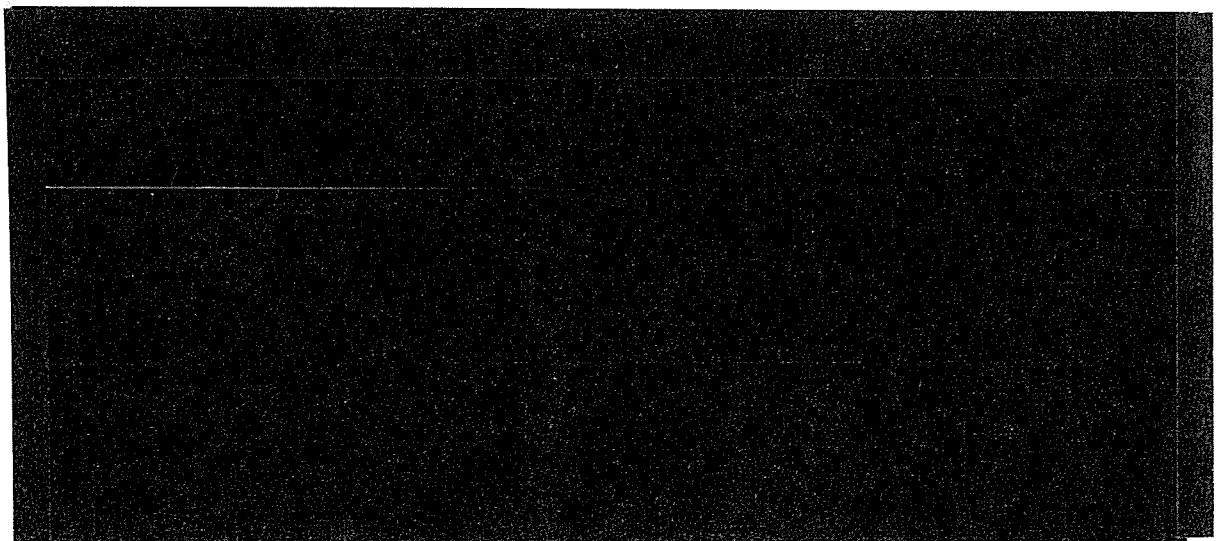
売却対象とした関係会社46社の売却価額を試算した結果は、下記のとおりである。各社の売却価額を算定するに当たり、①純資産100億円以上又は営業利益10億円以上の関係会社については、DCF法、マルチプル法、簿価純資産額法（将来の収支計画がなく、かつ類似会社が存在しない場合のみ採用）の順位で評価方法を優先させた上で、最上位の方法による評価

額のうち最低額を採用し、②当該金額未満の関係会社については、他社比較困難なものもあり、また、本体収支への影響が小さいため、簿価純資産額法による評価額を採用した。

なお、売却比率については、原則として当社グループが保有する全株式を売却することとするが、地元、共同出資者等の利害関係者との関係により、当社が関係会社の経営にある程度の関与を残すことが望ましい事情がある場合は、最小限の持分を残した上で売却する。

- ・ 地元貢献の責務
- ・ 電力の安定供給を強みとした事業における顧客の期待
- ・ 離脱需要の抑制、技術の維持
- ・ 共同出資者との関係による売却困難性

表 5.4 売却価額サマリー



注: 複数の方で評価した場合は、DCF法>類似会社比較法>簿価純資産額法の順位で評価方法を優先し、最上位の方法による評価額のうち最低額を採用
類似会社が存在しておらず、かつ将来の数値計画が存在しない会社については、簿価純資産額法により評価

| | | |
|----|-----|--------------|
| 合計 | 46社 | 売却価額(試算) |
| | | 130,111百万円 |
| | | (持分純資産の約15%) |

売却時期については、売却先や共同出資者等との協議等に時間を要することを鑑み、原則として、3年以内に売却することとするが、以下の特別事情により個別に配慮が必要な場合は、売却時期を適切に判断する。

- ・ 福島原発事故に対応するために活動中:

5.5 存続対象会社の扱い

5.5.1 コスト削減による合理化

当社が関係会社に対する委託費・調達額等の取引額を圧縮するだけでは、関係会社の売上高も連動して減少し、連結ベースでのコスト削減効果が生まれなため、存続対象とする関係会社についても、固定費等の圧縮による合理化により、連結ベースでのコスト削減を図る。

経営管理サイクル会社の収支計画立案の考え方は以下の通りである。

【売上】

事業DDの本体コスト削減のうち該当子会社に関係する分の売上を低減する。

【減価償却費以外の固定費】

売上低減分に応じた固定費削減施策を2012年度に実施し2013年度から効果を見込む。赤字の会社については営業利益が0になるまで削減する。また、2014年度以降は2013年度と同じコストレベルで推移する。

【減価償却費】

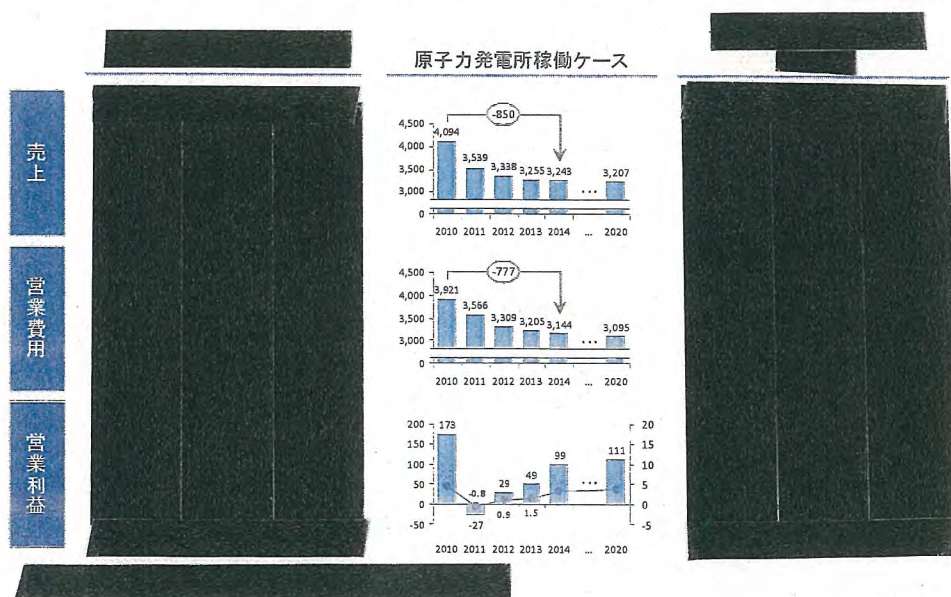
売上の低減分による削減は行わない。

【変動費】

本体のコスト削減による売上低減に合わせて削減する。

これにより、経営管理サイクル会社の収益計画は以下のように推移する見込みである。

図 5.5.1 2010年度～2020年度までの経営管理サイクル会社の収支推移

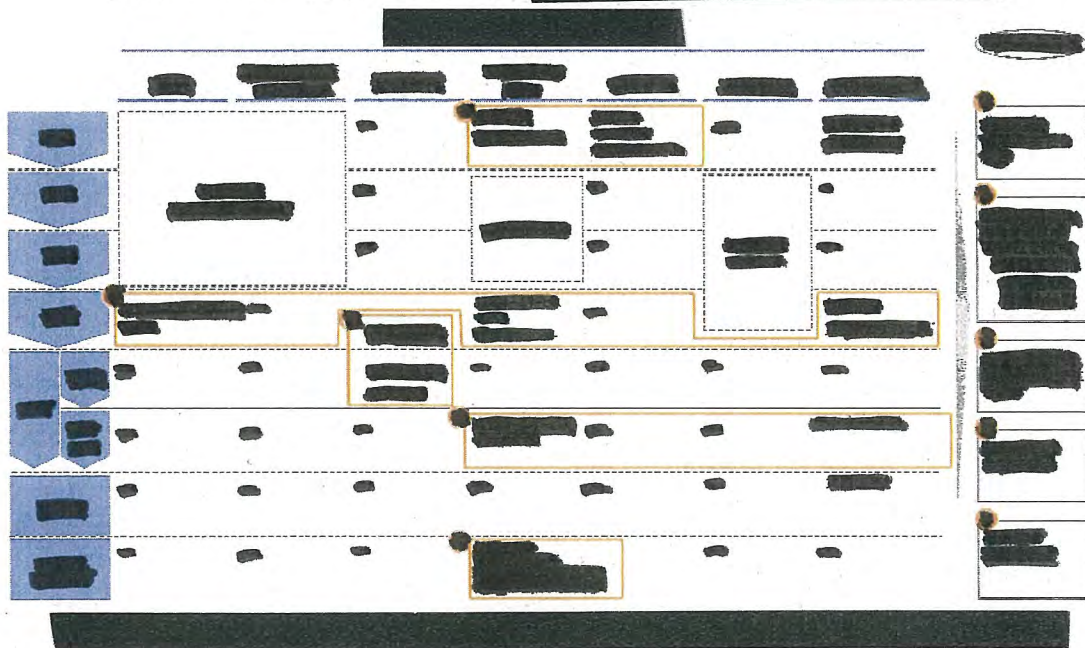


5.5.2 再編による合理化

類似又は関連した機能を有する関係会社を統合することで、重複した機能・人員配置等を見直すことによるコスト削減・効率化や、統合により同一会社に集約された各機能がシナジーを発揮することによる競争力の強化を図る。当社のグループ内では、下記のとおり再編を検討する。

- ① 発電設備を軸とした再編
- ② [REDACTED]
- ③ 送配電機器を軸とした再編
- ④ 顧客管理を軸とした再編
- ⑤ 不動産管理業務を軸とした再編

図 5.5.2 再編の方向性 [REDACTED]



5.6 附帯事業の概要と今後の方向性

当社本体が行う事業は、電気事業が営業収益ベースで98.4%を占め、エネルギー設備サービス事業、不動産賃貸事業、コンサルティング事業、ガス供給事業、電気通信事業、ホームネットワーク事業、蒸気供給事業、給電スタンド事業の8事業から成る附帯事業は全体で1.6%と小規模な状況にある。

電気事業に不可欠とはいえない事業又は電気事業に不可欠ではあるものの他社にて代替可能な事業は、原則として売却する方針であることを鑑

み、電気事業とは直接の関係性がない附帯事業は原則として売却を検討するも、経済合理性や固有の事情を考慮の上、事業の分類を検討した。

表 5.6 附帯事業の収支

| 事業の種類 | 営業収益 | 事業収支 | 帳簿価格 |
|---------------|--------|----------|-------------------|
| エネルギー設備サービス事業 | 24 億円 | ▲ 5 億円 | 51 億円 |
| 不動産賃貸事業 | 78 億円 | 21 億円 | 510 億円 |
| コンサルティング事業 | 16 億円 | 3 億円 | 0 億円 |
| ガス供給事業 | 668 億円 | ▲ 4 億円 | 42 億円 |
| 電気通信事業 | 1 億円 | 1 億円 | (H23.1 〇〇〇〇に譲渡済み) |
| ホームネットワーク事業 | 14 億円 | 1 億円 | 2 億円 |
| 蒸気供給事業 | 15 億円 | 2 億円 | 2 億円 |
| 給電スタンド事業 | 0.2 億円 | ▲ 0.9 億円 | 2 億円 |

以下は個別の検討結果である。

(1) エネルギー設備サービス事業

【事業内容】蓄熱式空調システム等、電気事業以外のエネルギー供給設備のリース、運転・保守を行い、大規模な投資が必要となる〇〇〇〇大規模事業者向けに ESCO サービスを展開

【事業の方向性】電気事業との関係性がないため、新規顧客の獲得を中止することで事業規模を縮小。ただし、既存設備の保守・管理からも撤退した場合〇〇〇〇円の追加コストがかかることから、保守・管理分野のみ継続

(2) 不動産賃貸事業

【事業内容】当社が保有する土地・建物の賃貸

【事業の方向性】不動産の売却に合わせて不動産賃貸事業の規模も縮小するも、変電所が併設されている不動産は売却困難なため継続保有する方針であることから、当該不動産の賃貸事業のみ継続

(3) コンサルティング事業

【事業内容】電力固有の技術・知識等を活用した、海外の電力供給計画の基本設計支援、発電所設計・工事支援、運転保守支援等の海外コンサルティング

【事業の方向性】ODA、他国政府・〇〇〇〇等との関係により当社の技術支援が必要な分野のみ存続させ、それ以外は撤退

(4) ガス供給事業

【事業内容】東京・神奈川・千葉の火力発電所を繋ぐガス導管及び他社のガス導管を利用したガス・LNGの供給

【事業の方向性】既存の発電設備を利用した事業であること、および価格転嫁の期ずれが解消すれば黒字化することから、合理化の上で存続

(5) 電気通信事業

【事業内容】光ファイバーケーブルの心線の賃貸

【事業の方向性】平成23年1月に当該事業資産を に譲渡済みであり、既に撤退

(6) ホームネットワーク事業

【事業内容】インターネットを利用した引越業者の紹介、電気料金収納ノウハウを活用した代金請求収納代行

【事業の方向性】 子会社の に無償譲渡

(7) 蒸気供給事業

【事業内容】横浜・川崎火力発電所において発電により生じた蒸気を、当該発電所内の蒸気配管により近隣需要者へ供給

【事業の方向性】既存の火力発電設備を活用した発電との一体事業であり、 合理化の上で存続

(8) 給電スタンド事業

【事業内容】アイドリングストップ推進のため、築地市場や空港で空調用電源を提供

【事業の方向性】既存の電気事業設備を利用した事業ではないため撤退

5.7 存続対象附帯事業の扱い

第 6 章 損益計画

6.1 今回の損益計画の概要

[Redacted text block]

6.1.1 各ケースの定義

[Redacted text block]

[Redacted text block]

- [Redacted list item]
- [Redacted list item]

[Redacted text block]

- [Redacted list item]
- [Redacted list item]

[Redacted text block]

- [Redacted list item]
- [Redacted list item]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

| 発電所名 | 号数 | 出力 (万kW) | 開発主体 | 1年後原子力 発電所稼働 | | | 前提条件の主なポイント |
|------------|------------|-------------|------------|-----------------|------------|------------|-------------|
| | | | | 非稼働ケース | 稼働ケース | 稼働ケース | |
| 福島第一 | 1~4 | 281 | 当社 | [Redacted] | [Redacted] | [Redacted] | [Redacted] |
| | 5~6 | 188 | 当社 | [Redacted] | [Redacted] | [Redacted] | |
| | 7~8 | 0 | 当社 | [Redacted] | [Redacted] | [Redacted] | |
| 福島第二 | 1~4 | 440 | 当社 | [Redacted] | [Redacted] | [Redacted] | [Redacted] |
| 柏崎刈羽 | 1 | 110 | 当社 | [Redacted] | [Redacted] | [Redacted] | [Redacted] |
| | 2 | 110 | 当社 | [Redacted] | [Redacted] | [Redacted] | |
| | 3 | 110 | 当社 | [Redacted] | [Redacted] | [Redacted] | |
| | 4 | 110 | 当社 | [Redacted] | [Redacted] | [Redacted] | |
| | 5 | 110 | 当社 | [Redacted] | [Redacted] | [Redacted] | |
| | 6 | 136 | 当社 | [Redacted] | [Redacted] | [Redacted] | |
| | 7 | 136 | 当社 | [Redacted] | [Redacted] | [Redacted] | |
| 自社開発(東通) | 1 | 139 | 当社 | [Redacted] | [Redacted] | [Redacted] | [Redacted] |
| 大間 | [Redacted] | [Redacted] | 電源開発 | [Redacted] | [Redacted] | [Redacted] | [Redacted] |
| 東海第2 | [Redacted] | [Redacted] | 日本原子力発電 | [Redacted] | [Redacted] | [Redacted] | [Redacted] |
| [Redacted] | [Redacted] | [Redacted] | [Redacted] | [Redacted] | [Redacted] | [Redacted] | [Redacted] |
| [Redacted] | [Redacted] | [Redacted] | [Redacted] | [Redacted] | [Redacted] | [Redacted] | [Redacted] |

6.1.2 損益計画の前提条件

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Large redacted text block]

6.1.3 損益計画の試算結果サマリー

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

6.1.4 ケース別試算結果詳細

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

第7章 現行の料金制度の概要

7.1 日本の電気料金の全体像

7.1.1 規制料金、自由化料金の構造

現行の料金制度では、50万kW未満の小売及び託送が規制料金、50kW以上の小売が自由化料金となっている（図7-1参照）。

図7-1



規制料金である50万kW未満の小売については、「電気供給約款¹」、託送については、「託送供給約款」の策定が義務付けられている。約款の料金算定方法は、省令により明示的に定められている。

一般電気事業者は自由化部門の小売料金において、最終保障約款（どの事業者からも電気の供給を受けることができない特定規模需要（自由化部門の需要）に対する電気料金その他の供給条件について定めたもの）を定めることが義務付けられている。

2010年度（平成22年度）の当社の販売電力量、損益構造を、小売の規制部門と自由化部門で比較してみると、全販売電力量は、30.5億kWh、規制部門における販売電力量は11.6億kWh、自由化部門では19.0億kWhとなっている。電力事業営業利益を見てみると、全体で2,917億円、規制部門では●●●●円、自由部門では●●●●円となっている。販売電力の●●●●を自由化部門が占める一方、同部門の電力事業営業利益は全体の●●●●に留まっている。

7.1.2 規制料金の単価推移

図7-2は、国内一般電力事業者10社の規制料金単価の推移を示している。規制料金単価は、概ね横ばいもしくは緩やかな増加傾向にあるが、直近は燃料費上昇に伴い、増加傾向にある。当社の2011年度（平成23年度）7

¹ 一般電気事業者は規制部門の小売料金において、電気供給約款の他、選択約款（一般電気事業者の効率的な事業運営に資する電気料金その他の供給条件であって、需要家が供給約款との間で選択可能なもの）を定めることができる。

月の標準家庭の電気料金²は、6,584円/月となっており、国内一般電気事業者10社中5番目³に高い水準となっており、中程度の水準であるといえる。

図7-3は、物価変動を加味（GDPデフレーター、消費者物価指数を使用）した当社の規制料金単価の推移を示している。物価変動を加味した規制料金単価は、物価変動調整前のグラフを上方に来ており、料金単価はさらに増加傾向（実質値上げ）を示している。

図 7-2

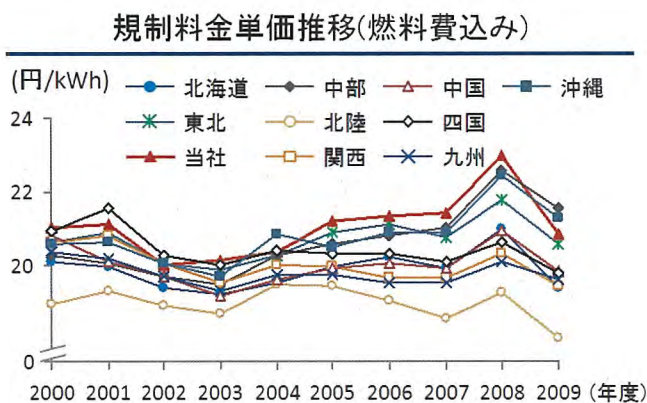
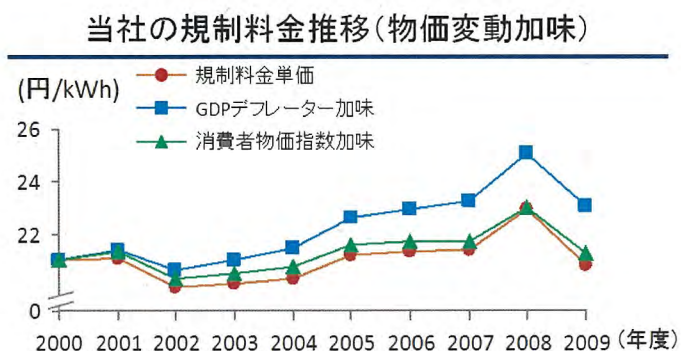


図 7-3

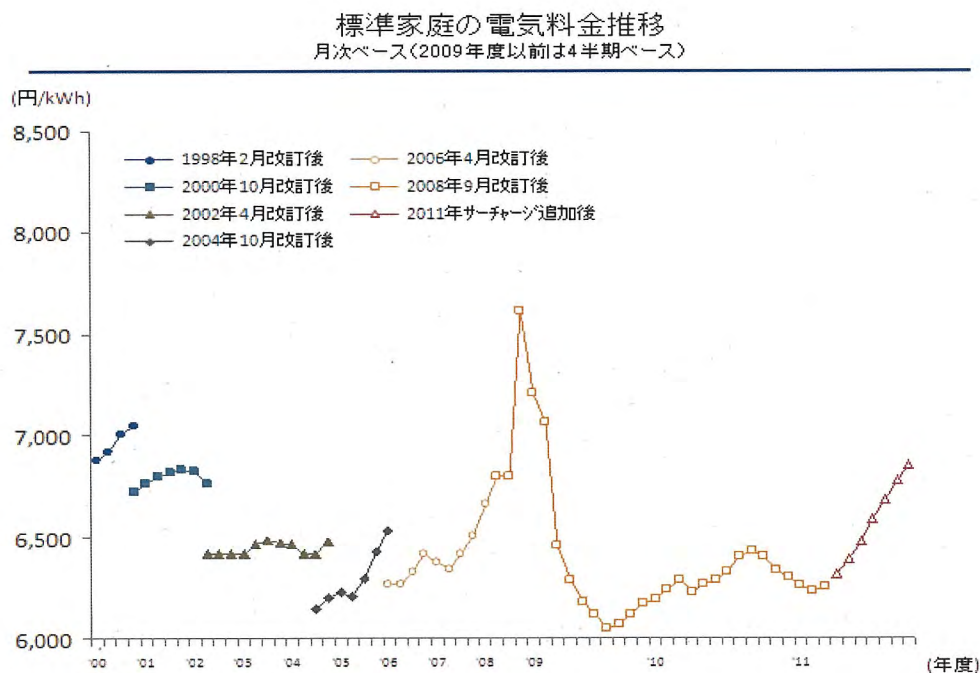


² 各電力会社の標準家庭の料金単価の算出方法は以下の通り。沖縄電力は従量電灯 A(使用電力量は 300kWh/月)。中国電力は従量電灯 A(使用電力量は 300kWh/月)。四国電力は従量電灯 A(使用電力量は 300kWh/月)。中部電力は従量電灯 B(30A、使用電力量 290kWh/月)。当社は従量電灯 B(30A、使用電力量 290kWh/月)。関西電力は従量電灯 A(使用電力量は 300kWh/月)。東北電力は従量電灯 B(30A、使用電力量 280kWh/月)。北陸電力は従量電灯 B(30A、300kWh/月)。北海道電力は従量電灯 B(30A、使用電力量 260kWh/月)。九州電力は従量電灯 B(30A、使用電力量 300kWh/月)。

³ 1位 沖縄電力 7,657円/月、2位 中国電力 6,998円/月、3位 四国電力 6,761円/月、4位 中部電力 6,689円/月、5位 当社 6,584円/月、6位 関西電力 6,571円/月、7位 東北電力 6,504円/月、8位 北陸電力 6,496円/月、9位 北海道電力 6,410円/月、10位 九州電力 6,391円/月。

さらに、当社管内の標準家庭の電気料金推移を見てみると、燃料費の変動を調整する燃料費調整制度（後述）の影響で、小刻みな上下を繰り返している（図 7-4）。特に、2010年度は、燃料費の高騰の影響で、標準家庭の電力料金が大きく増加している。

図 7-4



7.1.3 自由化料金の概要

[Redacted text block containing several lines of blacked-out information.]

自由化部門については、規制部門同様に総原価から導き出される単価をベースとして各種メニューがある。

図 7-6 に主な料金メニューを 6 つ⁴示している。

⁴ 高圧；契約口数が 1 万口以上のものを抽出。特高；業務用・産業用でそれぞれ最も契約口数のあるものを抽出。

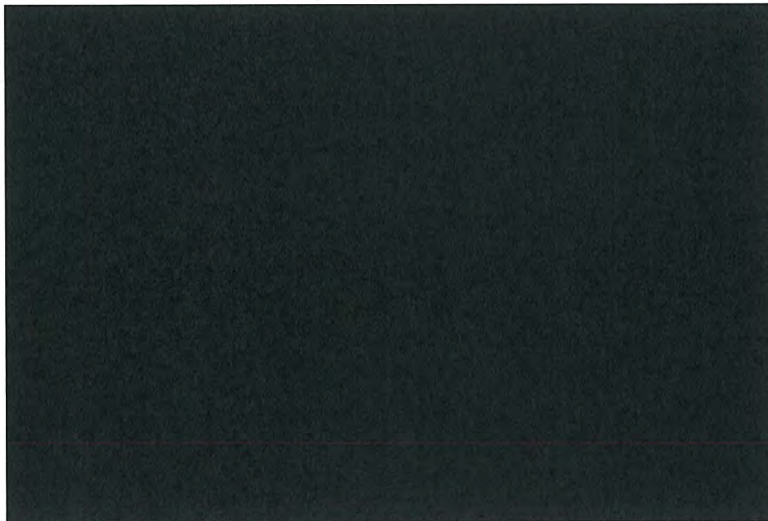


図 7-6

当社の主な料金メニュー

| 名称 | | 業務用電力 | | 高圧電力 | |
|-------|------------------|--------------------------------|-------|--------------------------------|---------|
| 対象需要家 | | 業務用・高圧 | | 産業用・高圧 | |
| 想定顧客 | | 平日の昼間に電気を多く使用 | | 平日の昼間に電気を多く使用 | |
| 料金 | 基本料金 (円/月) | 1kWにつき | 1,638 | 1kWにつき | 1,732.5 |
| | 電力量料金 (円/kWh) | 夏季 | 13.75 | 夏季 | 12.44 |
| | | 他季 | 12.65 | 他季 | 11.47 |
| 備考 | | 夏季:7/1~9/30 その他季:10/1~翌6/30 | | 夏季:7/1~9/30 その他季:10/1~翌6/30 | |

| 名称 | | 特別高圧電力A | |
|-------|------------------|-------------------------------------------|---------|
| 対象需要家 | | 業務用・特別高圧 | |
| 想定顧客 | | 平日の昼間に電気を多く使用 | |
| 料金 | 基本料金 (円/月) | 1kWにつき | 1,533.0 |
| | 電力量料金 (円/kWh) | 夏季 | 12.00 |
| | | 他季 | 11.07 |
| 備考 | | 夏季:7/1~9/30 その他季:10/1~翌6/30 50kVの場合 | |

7.1.4 電気料金及び電力の質の国際比較

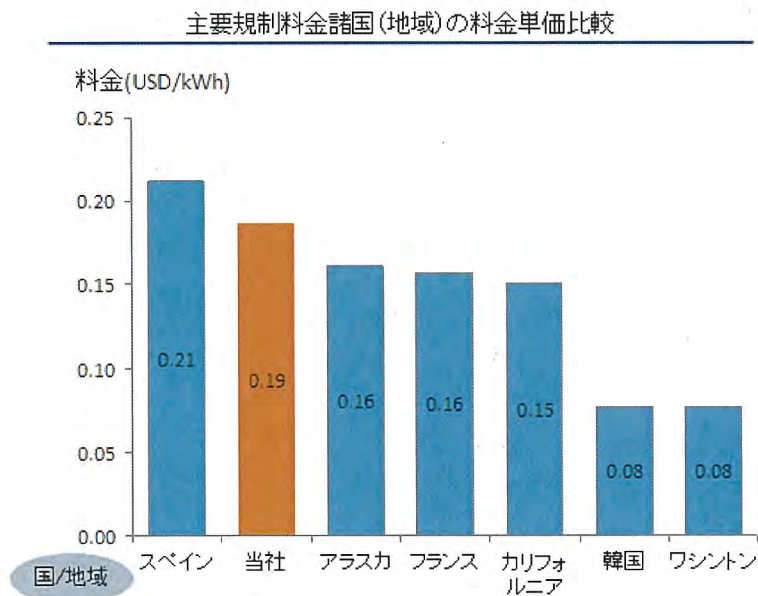
当社の規制料金を、主要な規制料金諸国と比較した結果を図 7-7 で示している。当社の 2010 年度の規制部門の電力単価は、0.19 ドル/kWh⁵ となり、0.21 ドル/kWh のスペインを除き、アラスカ（米国）、フランス、カ

⁵ 1 ドル = 87.78 円

リフォルニア（米国）、韓国、ワシントン（米国）⁶と比較して高い水準になる。韓国やワシントンの0.08円/kWhと比較すると倍以上の水準となっている。海外の電力料金規制国と比べると、当社の規制料金は先進各国よりも高いといえる。

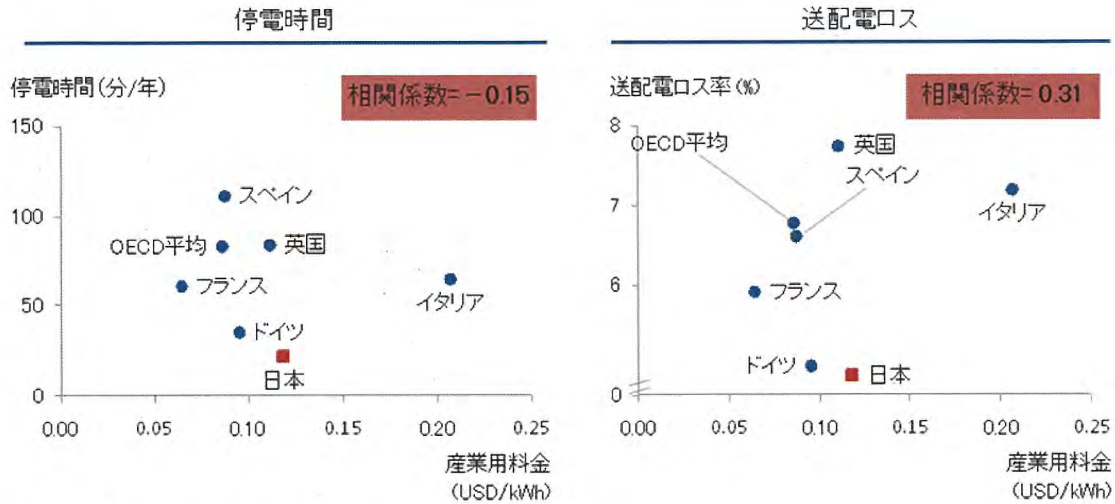
先進各国の産業用電気料金と電気の質（停電時間、送配電ロス）との関係をプロットしたのが図7-8になる。日本の産業用電気料金は、他の先進国（ドイツ、フランス、英国、スペイン）と比較するとイタリアを除き他の先進国より高い水準になる。一方で、電力の質の指標である停電時間と送配電ロス率の水準は、他の先進国と比べ低い水準となっている。日本の産業用電気料金は他の先進国と比較すると高水準にあるが、同時に電力の質が高いということになる。電気料金と電気の質との関係性をみるために相関係数を見てみると、産業用電気料金と停電時間は相関係数が-0.15、産業用電気料金と送配電ロス率は相関係数が0.31となっている。電気料金の水準と電気の質との間には、強い関係性は見られなかった。

図 7-7



⁶スペイン、韓国は、2009年度家庭用料金単価を使用。その他の地域は、2010年度家庭用料金単価を使用

図 7-8



7.2 規制小売料金の概要

7.2.1 料金決定の3原則、認可・届出プロセス

電気料金は、①原価主義の原則、②公正報酬の原則、③電気の使用者に対する公平の原則、の3原則に基づき決定される。

規制料金の改定に当たり、値上げの場合は経済産業大臣の認可、値下げの場合、その他の電気の使用者の利益を阻害するおそれがないと見込まれる場合は経済産業大臣への届出が必要となっている（図 7-9 参照）。総原価が増えたとしても、改定後の料金単価が、改正を行わなかった場合に比べ下がれば、届出のみで料金改定が可能となる。一連のプロセスに要する期間（標準処理期間）は、申請受理後 4 ヶ月となっている。料金改定認可プロセスの詳細は、図 7-9 を参照。

当社の過去の料金改定を見てみると（図 7-10）、1998 年度（平成 10 年度）以降、2010 年度を除き、2 年おきに料金改定を行っており、その全てが認可ではなく、届出による値下げ改定によるものになっている。

図 7-9

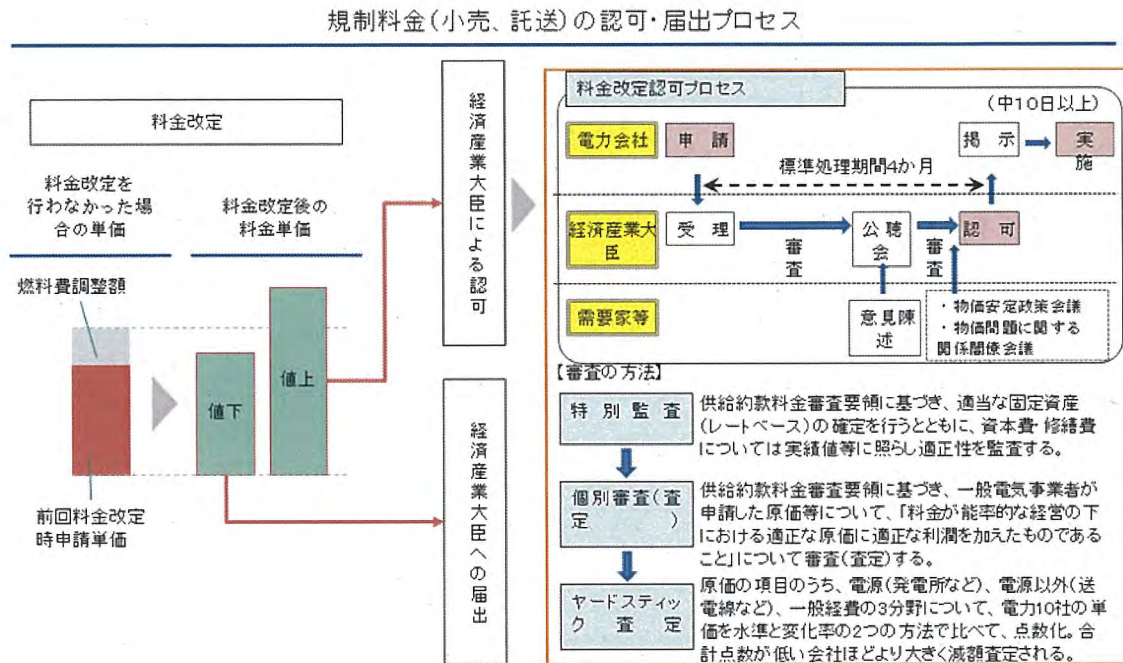
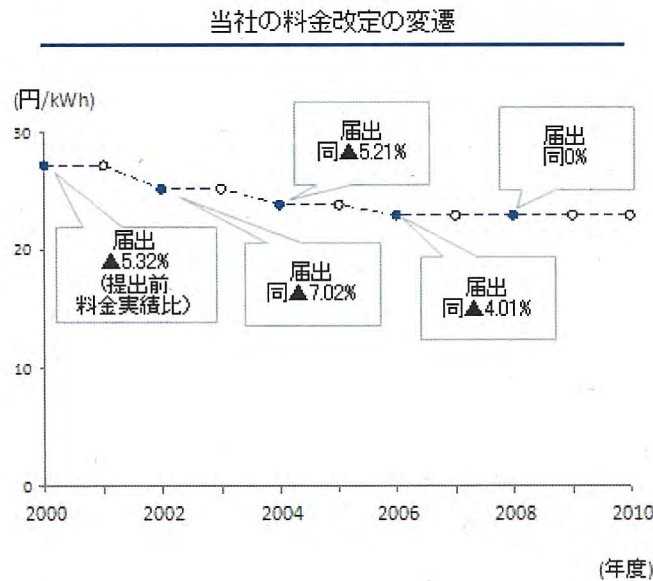


図 7-10



7.2.2 原価算定期間に関する考え方

現行制度の下では、原価算定期間に関して明確なルールは存在せず、各事業者が経営効率化計画等において適切に説明することを前提に柔軟な設定が認められている(資料 7-1 参照)。現在、当社の原価算定期間は1年として料金改定を行っているが、他方料金改定は約2年毎(図 7-10 参照)に行っており、原価算定期間と実際の改定頻度にズレが生じている。

資料 7-1

一 電気事業審議会基本政策部会・料金制度部会合同小委員会報告
(最終とりまとめ) (1999年(平成11年)10月20日) (抜粋) 一
「電気事業法制定(昭和39年)以降昭和40年代半ばまでは、電気料金の長期安定化の観点から、原則2年又は3年が原価算定期間として設定されてきた」
「しかしながら、オイルショック、為替変動相場制導入等経済社会環境の激変の中では、3年間の合理的な将来予測を行うことが困難な状況が生じたため、料金算定ルール上「原則3年 原価要素の変動の状況等に対応して1年以上3年未満」とされ 3年よりも短期での設定が可能となり、昭和49年以降ほとんどの料金改定で各社とも1年が採用されることとなった」
「平成8年改定から、…「燃料費調整制度」が導入され…燃料費変動の理由による常時1年設定の必要性はなくなっている」
「他方、…経営効率化計画…は各事業者が経営判断により自主的に策定していることから、その目標・効果、期間及び進捗スケジュールは事業者毎に異なっている。」
「上記の経緯も踏まえると、各事業者統一の原価算定期間を料金算定規則上設定する必要はなく、合理的な将来予測ができる期間を各事業者が自主設定することが適当である…経営効率化計画等によって適切な説明がなされるのであれば料金引き下げ時においては、原価計算期間について、引き上げ時に比べて、より柔軟な設定を認めるべきである」

7.2.3 料金算定プロセス(総括原価主義、燃調制度、太陽光付加金)

家庭などの規制部門の需要家に実際に適用される電気料金は、総原価を基に算定される料金(基本料金+電力量料金、燃料費調整額と太陽光発電促進付加金を合算したものである(図7-11参照))。

基本料金と電力量料金は、いわゆる「総括原価方式」により、「総原価⁷⁾」(「適正費用」と「公正報酬」を合算し、「控除収益」を差し引いたもの)を算定し、総原価と料金収入が一致するように、個別原価整理を経て定められている(図7-12参照)。2010年度の料金改定時においては、総原価が5兆4,161億円、適正費用が5兆3,382億円、公正報酬が3,019億円、控除収益が2,240億円となっている。

燃料費調整制度は、料金改定時に想定された発電構成比の範囲で、燃料費単価(原油、LNG、石炭)の変動を、毎月自動的に調整し、料金に反映する制度である。1kWhの電力を発電するために必要な燃料の構成比(原油、LNG、石炭)が変更した際(電源構成が変化した場合)には、燃料費制

⁷⁾ 総原価の算定にあたっては、「将来の合理的な期間」(通常は1年間)を原価算定期間とし、原価算定期間における供給計画や経営効率化計画等を考慮した事業の合理的な将来予測を前提としている

度によっては調整されない。つまり、原発の停止等で火力発電の割合を増加させなければならない場合には、そのための燃料費の増加は、この制度によって電力価格に反映することができない。

太陽光発電促進付加金は、前年の余剰電力の買取費用実績を基に決定される、当年度の太陽光発電促進付加金単価に、使用電力量を乗じて算定された額となっている。

図 7-11

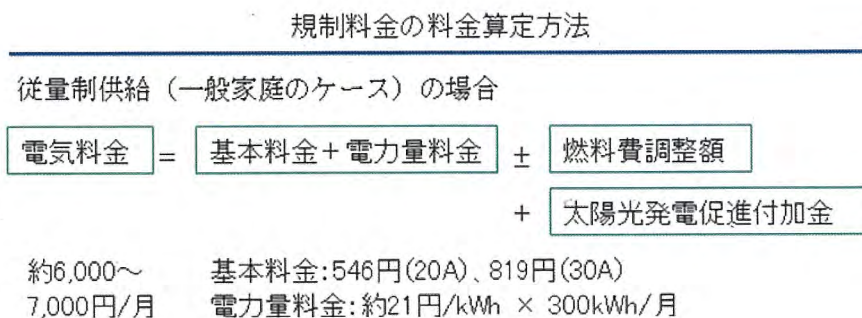
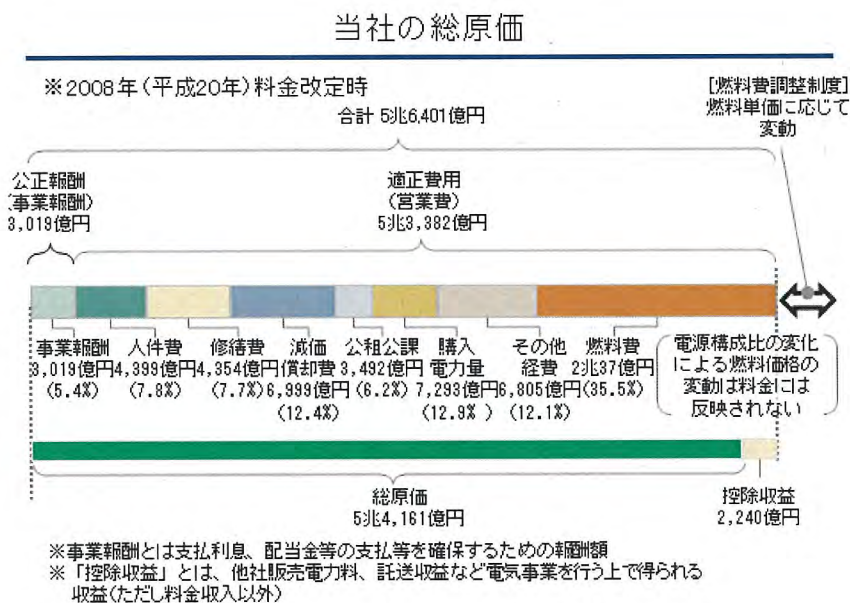


図 7-12



7.2.4 個別原価算定プロセス

料金算定に当たっては、7.2.3で説明した総原価をまず9部門（新エネ、水力、火力、原子力、送電、変電、配電、販売費、一般管理費）に配分した後、一般管理費を8部門（新エネ、水力、火力、原子力、送電、変電、配電、販売費）に配分した後、送電等非関連コストと送電等関連コスト、固定費と可変費に整理した上で、低圧需要の送電等非関連コストと送電等関連コスト、および特定規模需要の送電等関連コストを算定し、想定販売

すべての一般電気事業者の有利子負債額の実績額に係る利子率の実績率を加重平均して算定した率となっている。

当社の2000年以降の料金改定時の事業報酬率及び事業報酬額を見てみると、料金改定毎にどちらも低下傾向にある（図7-14）。平成12年度改定時の事業報酬率率は3.8%、事業報酬額は、4,439億円、直近の料金改定である2008年度料金改定時には報酬率が、3.0%、報酬額が3,019億円となっており、報酬率は、0.8%下がり、報酬額は、約1,400億円減少している。

報酬率は、先にも述べたように自己資本報酬率と他人資本報酬率の3対7の加重平均であり、加重の大きい他人資本報酬率が2000年度と2008年度を比較すると約半分の水準にまで低下していることが、報酬率低下の主な要因となっている。一方で、自己資本報酬率に関しては、低下するというよりむしろ増加傾向を示している（図7-14参照）。

図 7-14

当社の事業報酬率・額実績

(単位:億円)

| | 自己資本 報酬率 | 他人資本 報酬率 | 事業 報酬率 | 事業 報酬額 |
|---------|-------------|-------------|-----------|-----------|
| 2000年改定 | 3.56% | 3.86% | 3.8% | 4,439 |
| 2002年改定 | 3.43% | 3.60% | 3.5% | 3,851 |
| 2004年改定 | 4.27% | 2.76% | 3.2% | 3,313 |
| 2006年改定 | 4.71% | 2.54% | 3.2% | 3,356 |
| 2008年改定 | 5.42% | 1.93% | 3.0% | 3,020 |

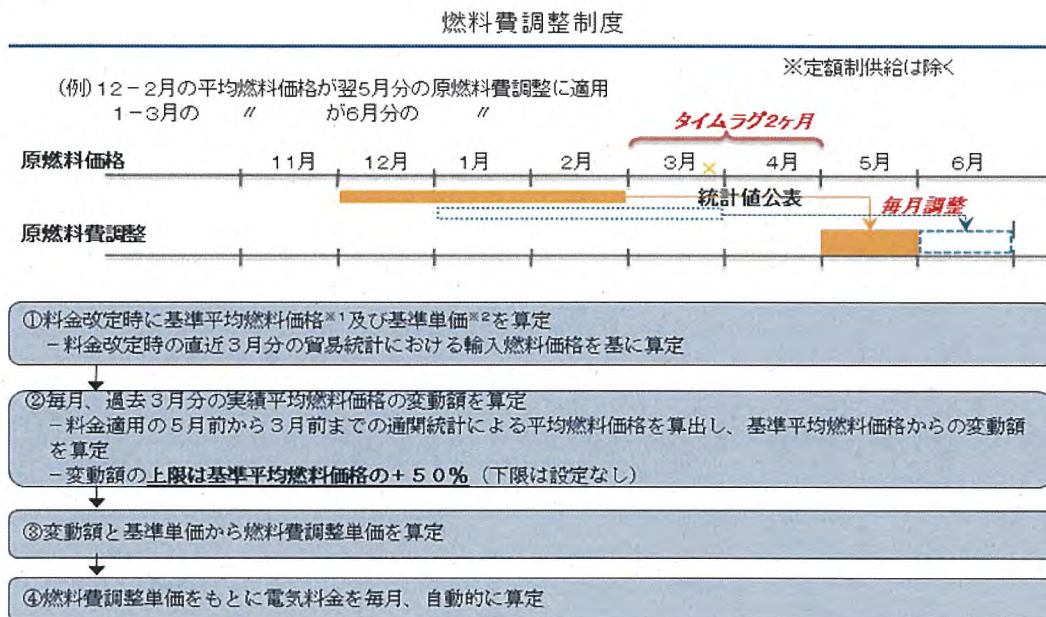
7.2.6 燃料費調整制度の仕組み

燃料費調整制度とは、輸入燃料価格（毎月公表される貿易統計における原油・LNG・石炭の価格。CIF価格によるため為替レートは織り込み済み）の変動分全てを外部化し、経済情勢の変化を迅速かつ自動的に料金に反映することを目的とした制度（2006年1月導入）である。基準平均燃料価格と実績の平均燃料価格との乖離分を、料金単価に反映される制度となっており、2009年5月より、過去3ヶ月分の平均燃料価格が2ヶ月後の料金に毎月反映される仕組みとなっている（以前は、2四半期前の統計価格を基に四半期ごと調整）。

基準平均燃料価格⁹は申請時の原油、LNG、石炭の燃料費の加重平均で定義され、申請以降は変化しない。実績の平均燃料価格は、申請時の加重（図7-16中の α 、 β 、 γ ）を用いて実績の燃料単価（原油、LNG、石炭）の加重平均を計算した値を用いる。

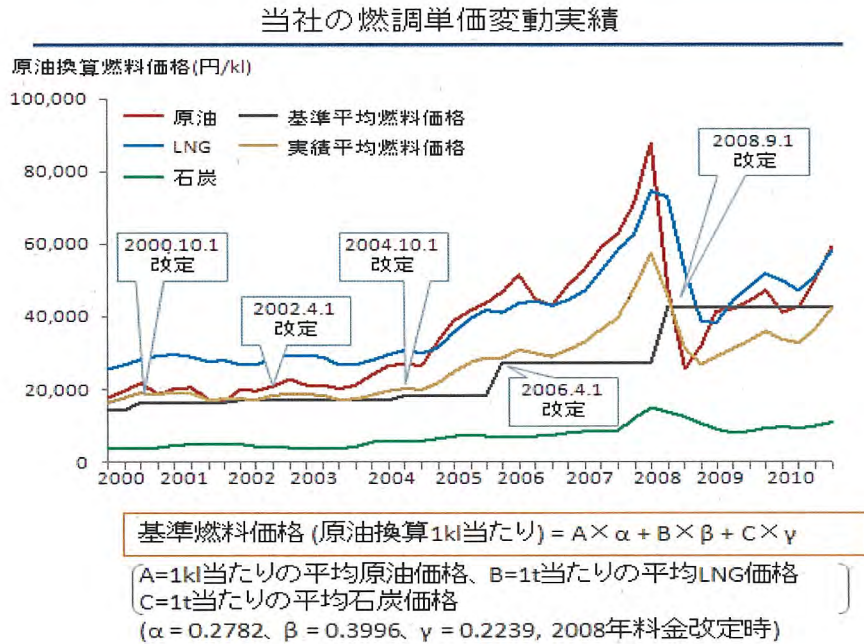
基準平均燃料価格は、各燃料の輸入価格上昇に伴い、最近増加している（図7-16）。基準平均燃料価格は、2000年10月時点では16,700円/klだったが、2008年9月には42,700円/klと、約2.5倍にまで増加している。

図7-15



⁹石油、LNG、石炭の貿易統計価格を基に、各社の燃料ごとの比率を勘案して算定した原油換算値1klあたりの燃料価格

図 7-16



7.3 託送料金制度の仕組み

託送供給には、特定規模電気事業者（PPS）及び当社以外の一般電気事業者が、当社の電力ネットワークを介して、発電、調達された電気を需要家に届ける接続供給があり、会社間連系点まで届ける振替供給があった（図 7-17 参照）。

振替供給料金については、全国規模の電力流通を活性化するため、2005年（平成 17 年）4 月に廃止された。2005 年 4 月以降は、振替供給に係る費用については、供給先の供給区域の需要家で広く負担することとし、接続供給料金の一部から回収し、各事業者間で精算することとされた。

託送料金は、規制小売料金と同様のプロセスを経て算定され、その種類としては主に基準託送供給料金と負荷変動対応電気料金とがある。基準託送供給料金は、送電契約電力量に対して適用される料金であり、基本料金と従量料金からなる。

負荷変動対応電気料金は、契約電力量の対する不足分電力量に対して適用される料金であり、変動範囲内電気料金と変動範囲外電気料金とがある。送電契約電力の 3% 以内に相当する不足分電力量に適用される料金は、変動範囲内電気料金であり、送電契約電力の 3% 以内に収まらなかった不足分電力量に適用される料金は、変動範囲外電気料金である（図 7-18 参照）。

図 7-17

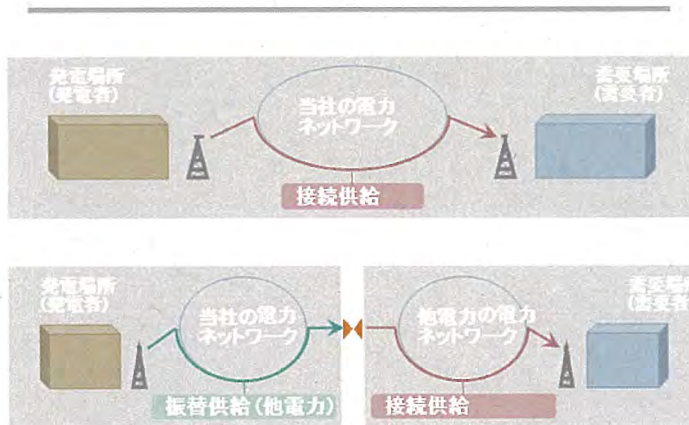
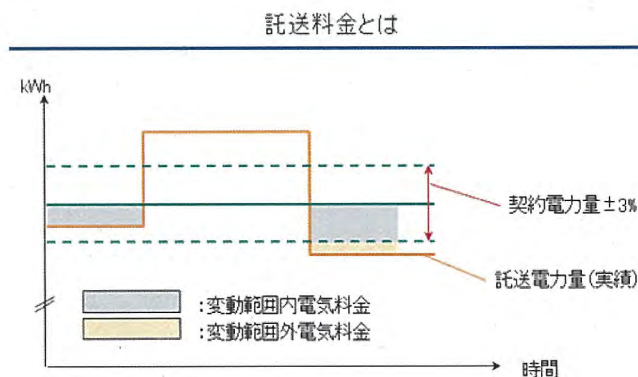


図 7-18



7.4 海外の料金制度

小売電力料金の規制の方法は、総括原価方式、レベニューキャップ制、プライスカップ制の3つが存在する。

日本が現在採用している総括原価方式は、電力料金を、事業の運営に必要なコストおよび資本収益をカバーするように設定する。メリットとしては、料金算定プロセスの透明性が高い、制度設計に必要な情報量が比較的少ないなどが挙げられ、一方デメリットとしてはコスト削減・効率化インセンティブが弱い、過剰投資を促しがち、モニタリングコストが高いなどが上げられる。現在、オーストリア、ベルギー、フィンランド、ルクセンブルクなどで運用されている。

レベニューキャップ制は、電力料金収入の上限を設定する規制方法である。その上限は、将来の物価変動や企業の経営効率化の度合いを加味して設定する。メリットとしては、利益増加のためコスト削減インセンティブを与える、モニタリングコストが低いなどが挙げられ、他方デメリットとしては、売上増加や競争の促す効果は弱い、過小投資を引き起こす可能性

が高い、料金算定プロセスの透明性が低いなどが挙げられる。現在、デンマーク、ギリシャ、ノルウェー、スペインなどで運用されている。

プライスカップ制は、電力料金の上限を設定する規制方法である。その上限は、将来の物価変動や企業の経営効率化の度合いを加味して設定する。メリットとしては、料金算定プロセスの透明性が高い、制度設計に必要な情報量が比較的少ないなどが挙げられ、一方デメリットとしては過小投資を引き起こす可能性が高い、料金算定プロセスの透明性が低い、ピーク価格等の価格設定の自由度を奪うなどが挙げられる。現在、アイルランド、ポルトガル、イギリス、ハンガリーなどで運用されている。

アメリカにおける総括原価方式の運用例を、料金の決定方法、改定時期・モニタリング、燃料費調整という3つの視点で見してみる。

料金の決定方法については、電力料金を決める際には、各社の事業特性を精査し、個別に異なる事業報酬額を設定しており、申請時に、民間選出の委員会等も含めその都度精査を行う制度を実施している例が存在する。

改定時期・モニタリングに関しては、毎年、事業報酬を精査し、乖離が出た場合はその都度調整を行い、料金改定の時期に規定はない例などがある。例えば、10年間料金改定を行っていない事例もある。

燃料費調整に関しては、燃料単価の変動を調整する契約は存在するが、電源構成の変化まではカバーされない。しかしながら、アメリカにおいては、電力会社の数が多く、単独の電源種を持つ場合が多く、地震等の災害が少なく電源構成の突然の変化が起きにくいため、電源構成の変化までをカバーする必要性が薄いことが、そうした制度がないことの理由と考えられる。

第8章 卸電力取引所活性化およびスマートメーターの動向とその影響

8.1 卸電力取引所およびスマートメーター投資検討の背景

当社は、これまで原子力発電および火力発電を中心に当社管内の電力供給の大半を担ってきたが、震災により福島原子力発電所等が停止しており、供給力確保のために新たな電源投資を行わなければならない状況にある。しかし、当社の今後の財務状況や賠償負担を考慮すると、投資・費用は最小限に抑える必要がある。よって、自社電源活用を最小化・効率化するために、供給面ではIPP事業者等の他社電源活用の検討、需要面ではピーク需要の抑制を検討を行わなければならない。

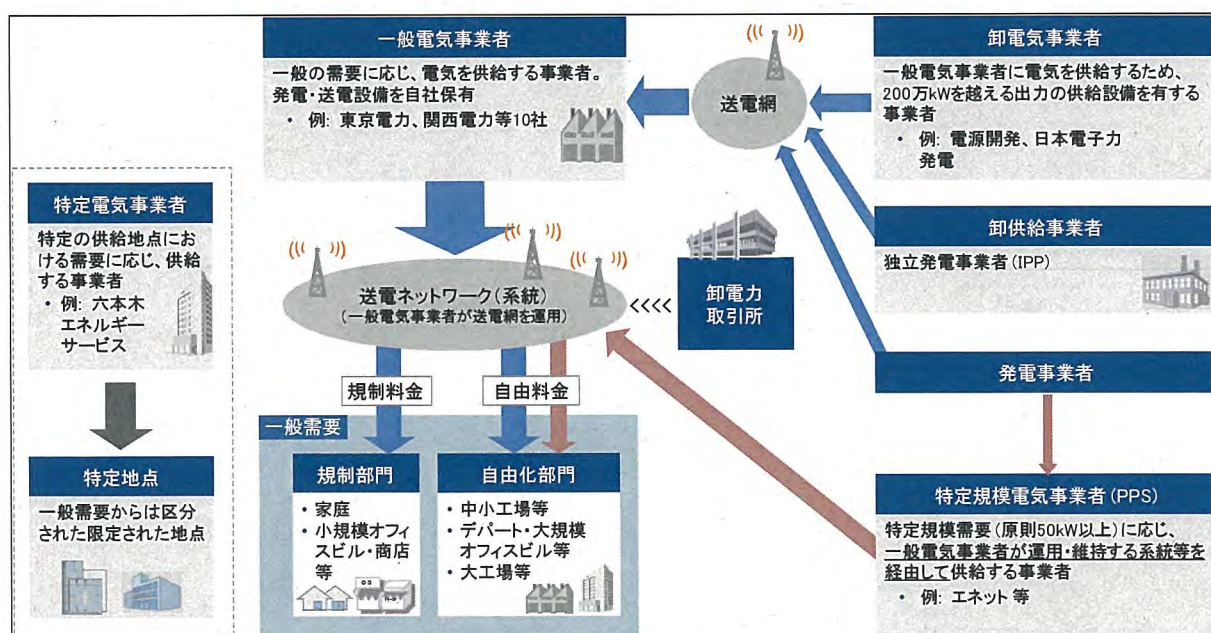
供給面でのIPP事業者等の他社電源活用、需要面でのピーク需要の抑制を進めるための主要な方策として、以下が考えられる。

- 【供給面】①火力入札等によるIPP事業者の参入・拡大促進
 ②卸電力取引所の活性化
 【需要面】③スマートメーターの導入促進

8.1.1 ①火力入札等によるIPP事業者の参入・拡大促進

日本の電力事業は1995年（平成7年）に卸売が自由化され、小売についても2000年から自由化が行われ、電力会社以外の事業者が既に多数参入してきている。

電気事業者の多様化状況は以下のとおりである。



自由化により新規に参入した IPP 事業者等の電気事業の拡大意欲は高く、コストや安全性についても電力会社と比較して十分な競争力を有している事業者も見られるため、当社としても他社電源として活用することで投資の削減につなげられる可能性がある。

主要な国内卸電気・IPP・PPS 事業者の概要は下表のとおりである。

| | 事業者名 | 主な出資者 | 保有出力(万kW) | 事業開始年度 ¹⁾ |
|---------|-----------------|-----------------------------|-----------|----------------------|
| 卸電気事業者 | 電源開発(株) | 政府・9電力会社(設立時) ²⁾ | 1,761 | 1956年 |
| | 日本原子力発電(株) | 9電力会社、電源開発 | 262 | 1966年 |
| | 神鋼神戸発電(株) | 神戸製鋼所 | 137 | 1999年 |
| IPP | 新日本製鐵(株) | - (自社の1事業として展開) | 81 | 1999年 |
| | JX日鉱日石エネルギー(株) | - (自社の1事業として展開) | 52 | 2000年 |
| | 住友金属工業(株) | - (自社の1事業として展開) | 48 | 2007年 |
| | JFEスチール(株) | - (自社の1事業として展開) | 38 | 2002年 |
| | 出光興産(株) | - (自社の1事業として展開) | 24 | 2004年 |
| | 東京ガス(株) | - (自社の1事業として展開) | 24 | 2003年 |
| | (株)ジェネックス | 東亜石油 | 24 | 2003年 |
| | 宇部興産(株) | - (自社の1事業として展開) | 21 | 2004年 |
| | 日立造船(株) | - (自社の1事業として展開) | 21 | 1995年 |
| | (株)エネット | NTTフジファイブ・東京ガス・大阪ガス | 291 | 2001年 |
| PPS | JX日鉱日石エネルギー(株) | - (自社の1事業として展開) | 120 | 2003年 |
| | 昭和シェル石油(株) | - (自社の1事業として展開) | 81 | 2008年 |
| | 新日鉄エンジニアリング(株) | 新日本製鐵 | 33 | 2004年 |
| | 王子製紙(株) | - (自社の1事業として展開) | 27 | 2008年 |
| | イーレックス(株) | - (自社の1事業として展開) | 23 | 2004年 |
| | ダイヤモンドパワー(株) | 三菱商事 | 22 | 2001年 |
| | サミットエナジー(株) | 住友商事 | 17 | 2001年 |
| | 丸紅(株) | - (自社の1事業として展開) | 16 | 2004年 |
| | 東京エコサービス(株) | 東京二十三区清掃一部事務組合・東京ガス | 14 | 2010年 |
| | 東日本旅客鉄道(株) | - (自社の1事業として展開) | 111 | 1930年 |
| 特定電気事業者 | 住友共同電力(株) | 住友化学・住友金属鉱山・住友生命保険 | 66 | 1919年 |
| | JFEスチール(株) | - (自社の1事業として展開) | 38 | 2002年 |
| | 六本木エネルギーサービス(株) | 森ビル・東京ガス | 4 | 2000年 |
| 共同火力 | 諏訪エネルギーサービス(株) | 諏訪瓦斯・鹿島建設 | 0.1 | 1998年 |
| | 鹿島共同火力(株) | 東京電力・住友金属工業 | 140 | 1973年 |
| | 君津共同火力(株) | 東京電力・新日本製鐵 | 121 | 1969年 |
| | 相馬共同火力発電(株) | 東京電力・東北電力 | 200 | 1995年 |
| | 常盤共同火力(株) | 東京電力・東北電力 | 163 | 1957年 |

IPP 事業者活用の方策の1つとして、火力入札を再度実施することが考えられる。火力入札制度は第一次電気事業制度改革により1995年に創設された制度であり、過去の入札実施時には募集に対して4~5倍の応札があり、活発な入札が行われた。しかし、2005年からの卸電力取引所の取引開始に伴い現在は入札が中断している。

火力入札導入時の応札状況は下表のとおりである。

| (単位:万kW) | 1996年度入札 | | | 1997年度入札 | | |
|----------|----------|---------|------|----------|---------|------|
| | 募集 | 応札 | 倍率 | 募集 | 応札 | 倍率 |
| 北海道電力 | 10.0 | 34.5 | 3.5倍 | 10.0 | 45.5 | 4.6倍 |
| 東北電力 | 15.5 | 85.0 | 5.7倍 | 15.5 | 125.0 | 8.1倍 |
| 東京電力 | 100.0 | 386.0 | 3.9倍 | 100.0 | 586.0 | 5.9倍 |
| 中部電力 | 20.0 | 115.3 | 5.8倍 | 40.0 | 132.7 | 3.3倍 |
| 関西電力 | 100.0 | 358.0 | 3.6倍 | 70.0 | 223.0 | 3.2倍 |
| 中国電力 | - | - | - | 20.0 | 163.2 | 8.2倍 |
| 九州電力 | 20.0 | 102.5 | 5.1倍 | 30.0 | 150.0 | 5.0倍 |
| 合計 | 265.5 | 1,081.3 | 4.1倍 | 265.5 | 1,425.4 | 5.0倍 |

火力入札については、電力会社にとっては比較的lowコストで電源購入が実施できる等のメリットも生じていたが、一方で電気事業者には課題も多く挙げられており、今後火力入札制度を復活させるのであれば、改善策を織り込んだうえでの制度復活が望ましい。

具体的に IPP 事業者から提示された課題は以下のとおりである。

| IPP事業者から提示された過去の火力入札における課題 | | 新しい火力入札制度の改善案 |
|----------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| IPP事業者から提示された具体的な意見 | | |
| 電力供給先の自由度が限定的 | <ul style="list-style-type: none"> 発電量全量を電力会社への卸にするのではなく、一部を市場投入・PPS等への相対卸へも活用可能として頂きたい (IPPの長期固定契約については、一部自家消費やPPSへの売却を考えている事業者がいる一方で、契約の継続を希望する事業者も多い) 発電電力の一部を入札実施電力会社以外にも販売できる仕組みは電力会社に電力が集中することを避ける観点からも必要 電力会社との契約容量分も給電指令が出ていない時間帯については相対卸へも活用可能として頂きたい | <p>発電量の一定を長期固定契約とする一方で、その他の部分については自由売却を認めるほか引き続き全量を長期固定契約とすることも可能とする</p> <p>長期固定契約分についても、余剰分の他者への売却を認める</p> |
| 電源線を含めた投資リスクが大きい | <ul style="list-style-type: none"> 現在、発電事業者は電源線敷設費用の全額を費用負担(特定負担)することになっているが、敷設ルート選定や費用見積り、工事実施は全て電力会社が行うため、大きなリスク要因となっている IPP、PPSなどの電力の販売先・販売形態に係わらず、電源線敷設費用は一般負担(託送原価に算入)することで、発電事業者の投資リスクの一部を軽減できる 燃料価格変動調整等の契約条項も見直し余地がある | <p>燃料価格調整方法の考慮</p> <p>発電所のリプレースも入札にする</p> <p>福島事故後の送電網計画見直しと、その元での発電所新設の余地の公表</p> |
| 将来の電源建設の見通しが立てづらい | <ul style="list-style-type: none"> 発電事業者による電源建設の見通しを立てやすくするよう、将来の入札実施スケジュールを公表して頂きたい | <p>入札実施スケジュールの公表 (例: 特別事業計画による公表)</p> |
| 託送料金が高い | <ul style="list-style-type: none"> 託送料金の料金水準・小売料金に占める比率が諸外国より高く、事業活動には大きな負担となっている | <p>現在検討中</p> |

8.1.2 ②卸電力取引所の活性化

卸電力取引所は電力会社・その他電気事業者双方にとって、電力販売先・購入源を確保する手段が広がる意義のあるものであり、日本における卸電力取引所は2003年の第三次電気事業制度改革において設立が決定され、2005年4月から本格的に取引が開始された。

しかし、現状では取引所の利用量は極めて限定的であり、十分に活用されているとは言い難い状況にある。課題としては、価格メリットの低さや流動性の低さ、商品ラインナップの少なさ、利便性の低さ等があり、今後活性化に向けた方策を検討してゆく必要がある。

取引活性化に向けては、電力会社の取引所取引の促進に加えて取引方法・商品性の改善等を具体化しなければならない。

(参考) 海外市場の事例

各国、電気業界の自由化や卸市場活性化では試行錯誤をしている。日本の状況に合った制度改定や必要に応じた継続的な修正が求められる。

例①：カリフォルニア

卸市場活性化のために新規参入以外の小売には卸市場利用を義務づけ、小売へ重い責任（供給責任、小売価格の規制）を持たせた上に、電力の調達手段を制限したため、発電側の価格支配力が高まり、電力価格が高騰し、需要者への価格転嫁が制限されている小売事業者が相次いで破たんするなどの不具合が生じた。

そのため、現在は制度を修正して卸市場を通さない相対取引も認められている。

例②：英国

すべての取引において卸市場利用を義務付ける制度を導入し、入札価格が低い順に発電所を稼働させる仕組みを導入した。しかし、小売が他の調達手段を持たないために、卸市場での発電側の価格支配力が増加し、発電単価の安い発電所を故意に停止させ、供給を絞るなどの不当な価格コントロールが発生した。その結果、燃料価格下落時も需要家が安い電力を享受できなかった。

現在は、卸市場を私設市場へ移行し、相対取引も共存させることで、発電事業者による価格支配力を低減した。

例③：米国ペンシルバニア州、ニュージャージー州、メリーランド州（PJM）

卸市場を100%通さなくてはならないという制限はあるものの、発電と小売りで価格に関する金融的な相対取引（先物取引）を認める制度を導入している。また、小売事業者に事前に、販売量プラス3%の電力量を小売事業者の責任で卸市場へ供給させる義務を持たせ、卸市場での電力の余剰を担保しているが、結果的に、供給責任を持つ小売事業者の負担が重く、小売事業者数が減少している。

例④：ノルド・プール





卸市場内にスポット市場（翌日分の電力の売買）、金融市場（先物等）、調整市場（30分前の電力の売買）と相対取引とを共存させることで、小売りの調達方法を多様化させ、現在のところ市場の安定的な運用が行われている。

安定の要因の一つは、スウェーデンに多数存在する安価な水力発電の余剰な能力が挙げられる。

8.1.3 ③スマートメーターの導入促進

スマートメーターは供給コストに応じたきめ細かい時間帯別単価の導入が可能となるため、プライスメカニズムを活用したピーク需要抑制の効果が期待できる。海外においても、スマートメーター導入によるピーク需要抑制の取組みが導入され始めてきている。

海外におけるスマートメーター導入事例は以下のとおりである。

| | 実施主体 | 取組み概要 |
|--------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 時間帯別単価導入およびピーク需要抑制 |  ドイツ RWE (売上: 34,803 €mil ¹⁾) | スマートメーターを無料で提供し、時間帯別単価を導入 <ul style="list-style-type: none"> ・利用状況・金額が見えるスマートメーターを消費者に無料で提供する ・併せて、ピーク需要抑制のために時間帯別単価を導入 室温・照明の遠隔操作が可能なHEMS (“Smart Home”) を提供 <ul style="list-style-type: none"> ・端末価格を200ドル台に抑えたHEMSキットを販売 ・ピーク需要抑制効果に加え、利便性向上による顧客維持を狙う |
| |  米国 Pacific Northwest (売上: 187 \$mil ²⁾) | スマートメーター(時間帯別単価)と、エアコン・洗濯機の遠隔コントロール機能を組み合わせて提供(パイロットプログラムとして実施) |
| |  カナダ: オンタリオ州 (エコシティプロジェクト) | ピーク時の電力料金を高く設定し、ピーク需要を抑制・CO2量を削減 <ul style="list-style-type: none"> ・トロント地区(人口500万人強)のグリーンシティ化を目指して、2008年からプロジェクトを開始 ・スマートメーターを導入し、ピーク時はオフピーク時比で最大30倍の単価を設定し、ピーク電源である石炭・ガス発電量を低減することでCO2量を削減 |
| 短時間負荷遮断 |  米国 Austin Energy (売上: 約800 \$mil ²⁾) | ピーク時に短時間の“負荷遮断(電力カット)”を行うことの消費者との合意を開始 <ul style="list-style-type: none"> ・約300ドル相当のスマートメーターを無料で配布することを条件に、供給危機時に電力会社主導での冷暖房の“強制カット”(10分間)を認めてもらう ・5年間で消費者の20%が当条件に合意 |

当社は今後10年超でスマートメーターを導入する計画を立てている。基本的には、既存メーターの交換時(10年で交換)にスマートメーターに置き換える計画であり、当期間のスマートメーター機器への投資額は■■■■円である。

現時点では計画に織り込むことは困難ではあるが、スマートメーター導入によりピーク需要抑制が実現できれば、電源開発投資の削減および燃料費等費用削減効果が期待できる。加えて検針人員数減少にもつながる。

当社によるスマートメーター導入計画は以下のとおりである。



第 9 章 資産処分状況の確認

9.1 資産処分状況の確認

財務資産査定で行っている内容を確認すると、安定的な電力供給に関わる資産は保有されていると考えられる。今後も引き続き資産処分の状況を確認する必要がある。

第 10 章 組織改革

10.1 当社の組織上の課題

[Redacted text block containing multiple paragraphs of blacked-out content]

[Redacted text block]

- [Redacted bullet point]
- [Redacted bullet point]
- [Redacted bullet point]
- [Redacted bullet point]

[Redacted text block]

10.2 組織改革の方向性

[Redacted text block]

[Redacted text block]

- [Redacted list item 1]
- [Redacted list item 2]
- [Redacted list item 3]
- [Redacted list item 4]
- [Redacted list item 5]

[Redacted text line]

[Large redacted text block]

[Redacted text line]

以上