LBNL-56359 Japanese

日本における建物別分散型電源導入のポテンシャルに関する研究：日本語版

--DER-CAM による政策、エネルギー価格、建物エネルギー消費及び技術情報に関する分析—

(English version of this report is available as “LBNL-56359”)

周　南、Chris Marnay, Ryan Firestone, 高　偉俊、西田　勝

Lawrence Berkeley National Laboratory

2004 年 10 月

この研究は九州産業技術センターにより助成をいただいております

目　次

目　次 i

要　旨 ii

関連研究の現状と本報告の研究位置付け及び専門用語の説明 iv

1.　研究背景および目的 1

2　マイクログリッド及び DER―CAM 2
　2.1　CERTS マイクログリッドコンセプト 2
　2.2　分散型電源顧客導入評価システム DER-CAM 3

3　研究方法 5
　3.1　DER-CAM 5
　3.2　建物における時刻別のエネルギー使用量の推定 6
　　3.2.1　既往のエネルギー消費量の推計 6
　　3.2.2.　DOE-2 シミュレーションによる建物の負荷 6
　　3.2.3　三つの負荷の比較 8
　　3.2.4　建物の規模の決定 11
　3.3　日米両国における電気、ガス料金システム 13
　3.4　日米両国分散型電源技術と情報 16
　3.5 分散型電源導入にかかわる投資利率、税金構造および補助金 18
　　3.5.1 アメリカにおける助成措置 [10] 18
　　3.5.1.1　CPUC 自家発電奨励プログラム 19
　　3.5.1.2　ニューヨーク州の DER 及びエネルギー効率に対する助成 19
　　3.5.1.3　DOD's 気候変動と燃料電池プログラム 20
　　3.5.3　日本における助成措置 20

4. 考察の結果 23
　4.1　オフィスビル 23
　4.2　病院 26
　4.3　ホテル 29
　4.5　スポーツ施設 35
　4.6　小結 38

5.　5,000 ㎡の建物における考察結果 40

6.　1.5 倍導入費用における考察結果 43

7.　総括 46

謝辞 47

参考文献 48

要　旨

昨年８月に起こったニューヨークの大停電は都市に大きなダメージを与えており、世界中に警鐘を鳴らした。ますます増加しているエネルギー需要に従来のシステムがどれだけ満たせるか大きな疑問であり、エネルギーシステムはもはや都市防災に寄与する大きな要因となっている。エネルギー消費が増大する民生部門の省エネルギーを図っていくためには、排熱の有効利用が可能なオンサイト分散型電源、及び太陽光・風力などの再生可能エネルギーの導入に加えて、それらを地域エネルギーシステムに適正に導入するマイクログリッドなどのインフラ設計技術が期待されているが、技術情報や現行の料金システム及び政策を踏まえ、経済性も考慮した最適な導入方法や汎用的な設計・評価技術については、未だ検討が十分に進んでいないのが現状である。

本研究はオンサイト分散型電源の活用拡大や再生可能エネルギーの導入、更にはマイクログリッド等新しい技術シーズによりシナジー効果が期待される地域エネルギーシステムの設計手法と多角的な評価技術の調査研究を実施するとともに、有機的に有効活用する技術とそのデータベースの構築手法の調査を行い、省エネルギーに資することを目的とする。

方法としてはアメリカローレンス・バークレー国立研究所で開発している分散型エネルギー資源顧客導入モデル DER-CAM を利用し、オフィスビル、病院、ホテル、店舗、スポーツ施設の 5 種の建物について全体コストを最小限にするための分散型電源の技術選択の最適化を行い、その結果について経済性と省エネルギー性及び環境性という側面から評価した。また、日本における各種建物におけるエネルギー消費をシミュレーション及び文献考察により明らかにした。さらに、日米における分散型電源導入に関する優遇政策、技術情報及びエネルギー料金システムの現状について比較し、解明した。

具体的にはまず、アメリカにおけるマイクログリッドのコンセプト、その背景及び構造を明らかにし、現在の進行状況について記述した。また CHP を評価するための関連研究現状について把握し、DER―CAM の構造を説明した。その中で、建物のエネルギー消費について DOE-2 を用いてシミュレーションし、その結果を現在日本で使用されている負荷と比較したあと、エネルギー消費の現状を明らかにした。また、日米両国における電気、ガス料金システムについて比較検討し、業務用電力料金は両者は大きな差がなく、一方、業務用ガス料金については日本のほうがアメリカよりかなり高いことがわかる。さらに、分散型電源の技術情報についても比較した。日本のコージェネレーション導入費用は小規模のものはアメリカより 2 倍も高いが、規模が大きくなるにつれ、その差が近づき、逆に日本の方が安いことが伺える。同様に、分散型電源導入にかかわる投資利率及び助成金などの政策についても比較考察を行った。その結果、日本ではほぼ 1/3 の公的助成金が適応され、一方、アメリカでは一定な基準がなく、各助成団体が決まった金額内で分配する形になるが 2 割から 9 割までとばらつき、平均は 3 割以上もらえるのが現状であると判明した。

さらに、DER-CAM を用いて 10,000 ㎡のオフィスビル、病院、ホテル、店舗、スポーツ施設についてそれぞれのコスト最適化した分散型電源の選択を行い、その経済性、省エネルギー性と環境性について考察した。その結果、いずれも CHP の導入により経済的効果がみられ、コスト最適化した場合でも燃料消費の削減及び炭素排出抑制の効果が十分あることを確認した。特にスポーツ施設における CHP 導入は顕著なメリットがみられ、次に病院とホテルもポテンシャルが高い。一方で従来対象とされていなかったオフィスビルでも CHP 導入ポテンシャルがあることが分かった。また、病院とスポーツ施設については排熱を利用して暖房をするほうが有効的であり、その他の建物は吸収式冷凍機と併用して冷暖房利用するほうが有効的であると考えられる。

同様な考察を中規模の建物についても考察し、5,000 ㎡の用途別建物でも 10,000 ㎡の建物より CHP 導入規模が小さくなり、ペーバック年数が長くなったが、いずれも経済性と省エネ・低環境負荷性が認められた。

また、コージェネレーションの導入時補助金がない場合でも同じような所見が得られた。

さらに、分散型電源のコストはその導入規模及びメリットに影響しており、コストの削減により、より多くの導入及び効果があると考えられる。

関連研究の現状と本報告の研究位置付け及び専門用語の説明

1 デマンドサイトに分散型電源の技術選択および導入の最適化を行う

従来の研究によって、現在日本における分散型システム特に CHP システムの現状として、デマンドサイトに十分な熱負荷がなく、廃熱の利用がうまくできないといった問題があげられている。この問題はシステム全体の効率と省エネルギー性に大きく影響し、分散型電源導入のメリットが問われることになる。本研究の方法を導入するに当たり、事前に分散型電源特に CHP のポテンシャルを評価し、顧客に合った最適な技術を選択することができ、システムの効率向上やエネルギーの有効利用につながると考えられる。

2 分散型電源の経済性、省エネルギー性、環境性を総合的に評価し、その普及や事業化に貢献できる

従来の研究ではシステムの経済性をほとんど評価されていない。しかしそのことは分散型電源普及にかかわる重要な要素であることは認めざるをえない。アメリカではこれらの技術の事業化や普及の可能性から経済性の研究が進んでおり、本研究は日米を比較することにより、両国の公共事業料金システム構造や各種技術の現状を把握することができ、日本におけるその普及を妨げる問題点も解明し、今後の政策制定や推進事業に大きく貢献するものと予測できる。

3 日本における用途別建物のエネルギー消費構造を明らかにした。

本研究によって日本における具体的な用途別建物におけるエネルギー消費構造を明らかにすることができる。従来でもさまざまな研究が行われているが、オフィスビルが中心となり、各種用途別建物のエネルギー消費構造がまだ不十分であり、また年間時刻別エネルギー消費研究もあまりなされていない。本研究によって、まずオフィスビルにおける年間 8760 時間の冷暖房負荷、電力、ガス負荷、給湯負荷の時刻別エネルギー消費を予測することができる。これにより、各種建物における CHP 導入のポテンシャルを評価をするのに役に立ち、さらに他のエネルギー利用や環境評価などの研究の基礎資料ともなる。

日米両国における CHP 導入ための政策及び環境を明らかにし、その位置付けを解明した。

日米両国における電力、ガスの料金システムを解明し、また分散型電源導入にかかわる助成措置、政策、及び分散型電源の技術情報を明らかにし、アメリカ日米比較することにより、CHP 導入の環境を確認した。今後の CHP の計画、評価時に貴重な基礎資料を整えた。

専門用語

マイクログリッド：分散型電源の地域ネットワークを形成、送電を安定化する方式
DER：　Distributed Energy Resources　分散型エネルギー資源
CHP：　Combined Heat and Power コージェネレーション
DER-CAM：　Distributed Energy Resources Customer Adoption Model
分散型エネルギー資源顧客導入モデル
CERTS：　Consortium for Electric Reliability Technology Solutions 電力信頼性技術対策協会
Grants：　規準に満たしたあとに対する奨励補助金である。
FERC：　中央政府エネルギー基準委員会
リベート：　プロジェクトが特定の規準に満たした場合自動的にお金を受け取ることをとする。

1.　研究背景および目的

エネルギー消費が増大する民生部門の省エネルギーを図っていくためには、従来から進められてきた単体の機器や建物の省エネルギー対策だけではなく、地域・コミュニティレベルの省エネルギー対策を推進する必要がある。そのためには、排熱の有効利用が可能なオンサイト分散型電源、及び太陽光・風力などの再生可能エネルギーの導入に加えて、それらを地域エネルギーシステムに適正に導入するマイクログリッドなどのインフラ設計技術が期待されているが、技術情報や現行の料金システム及び政策を踏まえ、経済性も考慮した最適な導入方法や汎用的な設計・評価技術については、未だ検討が十分に進んでいないのが現状である。しかし、経済性は分散型電源の普及を左右する大きな鍵となり、その検討は必要不可欠である。

本研究はオンサイト分散型電源の活用拡大や再生可能エネルギーの導入、更にはマイクログリッド等新しい技術シーズによりシナジー効果が期待される地域エネルギーシステムの設計手法と多角的な評価技術の調査研究を実施するとともに、有機的に有効活用する技術とそのデータベースの構築手法の調査を行い、省エネルギーに資することを目的とする。

アメリカローレンス・バークレー国立研究所によって開発している分散型エネルギー資源顧客導入モデル（Distributed Energy Resources Customer Adoption Model 、略して DER-CAM と呼ぶ）は特定顧客のエネルギーコストを最小限にするための分散型電源の技術選択を最適化するツールである。電力負荷、熱負荷、技術と DER（Distributed Energy Resources）設備の仕様など入力データをベースに、DER-CAM はもっとも経済的な形で、CHP（Combined Heat and Power コージェネレーション）を含めた最適の技術組み合わせと顧客の電力、熱負荷要求に合わせるための基本的な運転スケジュールを決定してくれる。
本研究はこのようなモデルを用い、日本における各種建物施設について、DER と CHP 技術を併用する効果について調査し、エネルギー需要に合った技術オプションの選択と導入の最適化を行い、日本にける分散型電源のポテンシャル、省エネルギー及び環境性の評価を、日米における分散型電源現状の比較について検討する。

2　マイクログリッド及び DER—CAM

2.1　CERTS マイクログリッドコンセプト

アメリカにおける 2003 から 2005 年までの年間エネルギー展望により、電力需要は毎年 1.8% (GDP3.0%) 増加すると予測される。設備の老化や撤去などを含め、430 GW の電力が新たに必要とされ、その発電のため 2 倍のガスが必要とされる。1000 新しい発電所プラス付随する配電、送電も費用とされる。これは 4.3 兆ドルの投資に相当する。ほかに、土地、環境及び送電線用地などの問題、集中型系統電力の計画、多様な電力品質の要求、お客さんからの極端な要求、信頼性に対する高いコスト、不安定な電力マーケット、経済性から発電システムの限界に近い運行、従来の電力システムはデジタル電力を配送できるかどうか、ほかに効率と環境性などの問題などなどの要因から電力システムの増設に限界がある。また、建物におけるエネルギー消費の増加率はもっとも高く、ピークロードの削減が急務となる。

従来の電気事業の規定、実行環境における進化的な発展、およびマイクロタービンのようなより小さい発電システムの出現は電気ユーザーによるオンサイト発電に新たな機会をもたらした。これを背景に、分散型エネルギー資源(DER) は一般的にユーザ側に配置される小さい発電機によって作り出されたエネルギー (電気及び熱) を利用する。顧客の電力の信頼性と品質に対する需要にを満たすための有望な選択として現れた。DER のポートフォリオは発電機、エネルギー貯蔵、負荷制御及びシステムのある階級のための発電機とバルクパワー供給の間にある高度な電子インターフェイスを含んでいる。顧客と電力ユーティリティの需要を満たすための小型 DER の顕著なポテンシャルがマイクログリッドによってもっともよく組織される。

電力信頼性技術対策協会（Consortium for Electric Reliability Technology Solutions,略して CERTS） のマイクログリッドのコンセプトは負荷及びマイクロソースの集合を、電力と熱の両方を提供する独立したシステムとみなす。マイクロソースの大半は独立したシステムとして機能することを保証するために電子ベースで必要な柔軟性を提供しなければならない。この制御柔軟性によって、CERTS MicroGrid がバルクパワー系統に自分はローカルにおける信頼性及び安全性に対する需要を満たす単独制御できる一つの単位であることを示すことが認められる。

CERTS MicroGrid は DER の統合に完全に新しいアプローチを表す。DER を統合するための従来のアプローチは、マイクロソースの 1 つ、2 つまたは比較的少ない数のグリッドのパフォーマンスによる影響に焦点を置いている。DER への従来のアプローチの例として、電気電子学会 (IEEE) 標準草案 P1547 にある分散資源を電力システムと相互連結するものがあげられる。この標準はグリッドに問題が起これば自動的に切断し、それに連結している発電機を保障することに焦点を合わせる。対照として、CERTS マイクログリッドは継ぎ目が無くグリッドから孤立し、回復すれば再度連結するように設計される。

図 2-1 はその構造を示す。CERTS マイクログリッドの批評的な特徴は周囲分布するグリッドにとって自分が独自制御の実体であるからことに由来し、グリッドから見ると現行のほかの客サイトと何ら変わらない存在である。この側面を維持するためにマイクロソースと周りの AC システム間のインターフェースをコントロールする進化した高度な電気電子の柔軟性に依存する。言い換えれば、CERTS マイクログリッドのコンセプトは現在の支配的な懸念と DER 統合に伴うアプローチを解消する。現段階は集中的な電気的影響が問題を起こす前に、どのくらいの DER が容認されるかについての評価に焦点を当てる。マイクログリッドの構造はバルクに対するインパクトを確保できる。

マイクログリッドは発電元の半自主的なグルーピングによるもので、そのメンバーにより配置、実行し、そして利益を受ける。マイクログリッドは特別な目標を達成するため、エネルギー負荷を共同で持ち、共同で発電リソースの組み合わせを導入する顧客グループによって構成される。マイクログリッドはもっと広域の系統電力から独立に運転できるが、普段はパワー・エレクトロニクスによって互いに連結していると考えられている。マイクログリッドは系統電力と相互接続し、ユーティリティプロバイダーからエネルギーと付加サービスを購入することもできると見られる。

今後の電力システムが今日のような集中方式一辺倒の体系ではなくなる。むしろ、地域の必要にあわせて、計画・管理されたマイクログリッドによるローカルな発電と電力消費は大きなシェアを占める。マイクログリッドは局所的な半自発な負荷を組み分け、アクティブまたはパッシブに関わらず、調整されたローカルなコントロールによる発電と貯蔵の運転からなる。マイクログリッドは現行の電力系統に連結され、系統電力にとって良い市民みたいにマナーを守り、広いグリッドに現れることを許される。つまり、マイクログリッドが現在普通の電力顧客又は発電単位とみなされるように、正当な存在として格子ルールの下で機能する。伝統的な電力系統の計画と運営は、選択、配置、電源の資産投資という前提のもとに、変化する要求に対応できず、対照的に、マイクログリッドはそれぞれ独立した地方推進によって発展すると見られている。

CERTS マイクログリッドは 2004 年末まで実験室でベンチテストされ、その 1 年後は試験的に実施されると計画されている。

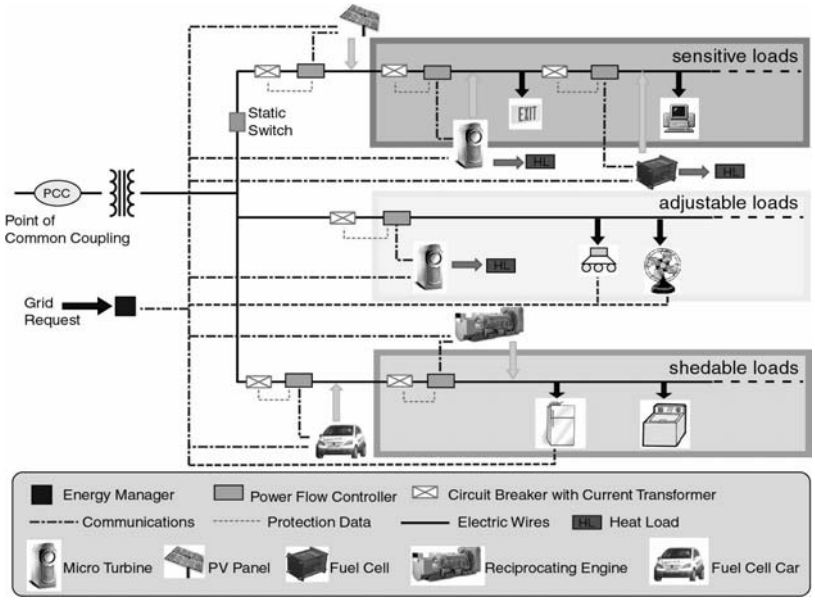


図 2-1　マイクログリッドの系統図

2.2　分散型電源顧客導入評価システム DER-CAM

分散型電源の分析評価システムについてはアメリカでもいくつかあり、例えばワシントン州立大学 ENERGY　PROGRAM が開発した分散型システム分析ソフトウエア HEATMAP はそのひとつである。HEATMAP は導入しようとする分散型電源および CHP システムプラントの最適な容量、運転スケジュール、ネットワーク内パイプのサイズまで決定ことができる。さらに熱の伝送システムを決め、全体コスト及び環境性などの予測ができる。しかし、これは導入しようとするシステムと技術がある程度確定し、それの評価を行うというシナリオである。用途別、規模別の建物に対してどのような技術がもっとよいのかという課題を自動的に最適化することができない。

日本における分散型電源や CHP に関する研究は省エネルギー性、環境性に関する評価が多く、現実的に顧客にとっての経済性に関する評価は少ない。しかし、これは分散型電源導入を推進し、普及させる重要な部分であることはいうまでもない。その中、空気調和・衛生工学会が販売している評価プログラム CASCADE （Computer Aided Simulation for Cogeneneration Assessment＆ Design）はホテルや病院など 5 種類の建物用途の負荷データを内蔵しており、環境性、省エネルギー性と経済性を総合的に評価できる。しかし、汎用的なソフトとしてデータは平均的なものであり、気象条件や地域性による各地域負荷の違いが考慮されていない。それから平日と休日のタイプ別による区別がなく、ピーク時の負荷も把握できない。ピ

ーク時の負荷が各月のピーク時負荷とともに直接電力契約量を決定し、CHP の導入によりピークカットができ、さらに導入側の電力購入コスト削減につながるので、評価する際重要だと思われるが、現実はほとんど考慮されていない。

また、山口容平らは 2 棟間の分散型電源システムの省エネルギー性と経済性を検討しており [1) 2)]、また、東京大学の奥田英信らの『P15-07 マイクロガスタービンの性能試験に基づく CHP システムの導入評価』[3)] はマイクロガスタービンの負荷特性を考慮し、最適化手法を用いて年間エネルギーコスト最小化した場合 CHP の最適運用方法を示し、経済性と環境性について考察している。いずれも P15-07 多くある CHP 技術の中による最適技術の選択評価という視点から考察していない。

以上、分散型電源ならびに CHP 導入に関する評価ツールが数多く存在するが、デマンドサイドから導入のメリットと最適な技術選択、システム設計があまり行われていない。

一方、アメリカローレンス・バークレー国立研究所によって開発している分散型エネルギー資源顧客導入モデルは特定顧客のエネルギーコストを最小限にするための分散型電源の技術選択を最適化するツールである。電力負荷、熱負荷、技術と分散型電源設備の仕様など入力データをベースに、DER-CAM はもっとも経済てきな形で、CHP を含めた最適の技術組み合わせと顧客の電力、熱負荷要求に合わせるための基本的な運転スケジュールを決定する。図 2-2 はそのイメージを示す。

本研究はこのようなモデルを用い、日本における各種施設について、DER と CHP 技術を併用する効果について調査し、エネルギー需要に合った技術オプションの選択と導入の最適化を行い、日本にける分散型電源のポテンシャル、日米における分散型電源現状の比較について検討する。

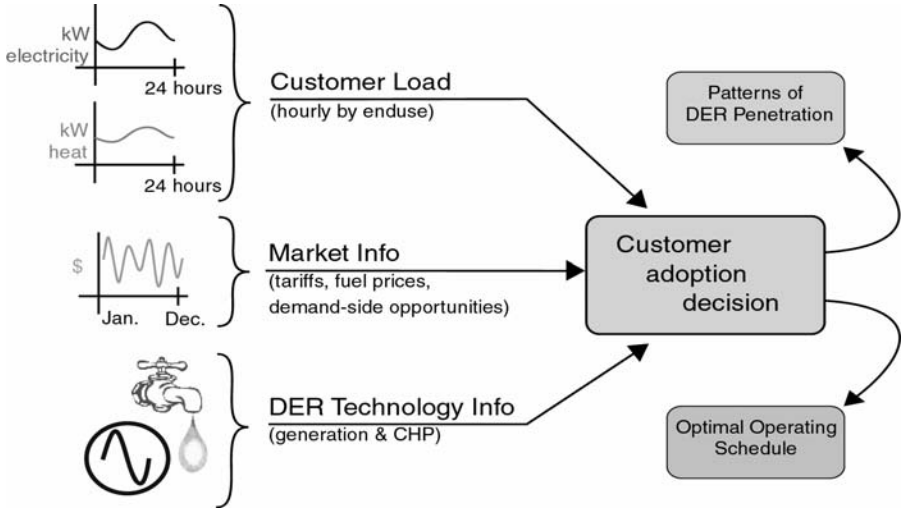


図 2-2　DER-CAM のイメージ図

3　研究方法

3.1　DER-CAM

図 3-1 は DER-CAM モデルの構造フローチャートを示す。日本における各種建物、電気、ガスなどエネルギー供給料金システム、用途別建物の熱、電力負荷、および分散型電源および冷暖房技術などの情報をまず調査･整備する必要がある。その上で DER-CAM を用いて最適化を行い、各類型別建物の時刻別エネルギー消費パターンを前提とした分散型電源導入の最適化するシナリオを構築し、システムの評価を行う。

エネルギー料金は各地域における電力、ガス会社のの業務用料金を用い、各種分散型電源および冷暖房設備の情報については製造業者や販売業者から調査によって明らかにする。技術データは容量、効率、初期投資とメンテナンスコストなどが含まれる。その他、分散型電源の導入にかかわる補助金や税金など財政的な情報も必要となる。

このように必要なデータを収集してモデルに入力し、運行することにより、対象建物に対してもっとも経済的で、省エネルギー、低環境負荷の技術選択ができる。

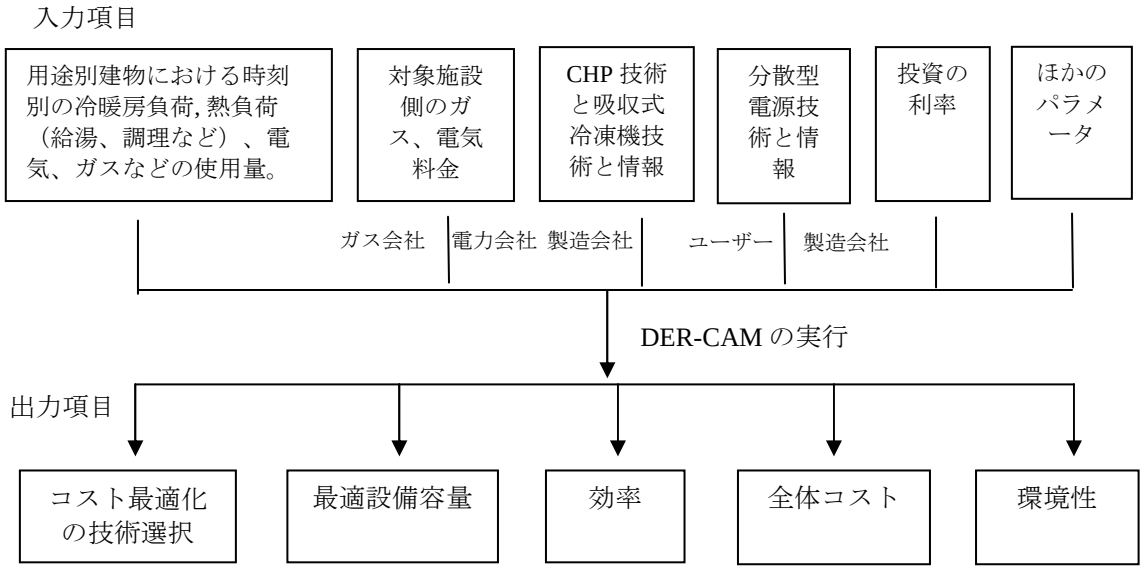


図 3-1　DER-CAM のフローチャート

3.2　建物における時刻別のエネルギー使用量の推定

3.2.1　既往のエネルギー消費量の推計

建物の冷暖房負荷などエネルギー使用の状況は分散型電源導入の環境性、省エネルギー性、経済性、つまりそのポテンシャルを評価するキーポイントとなる。本研究でもエネルギー消費データとして時刻別電力、冷暖房負荷、給湯用、冷蔵用など用途別の消費データが必要である。

日本では、一般的に CHP の設計を行う際、『天然ガス CHP 計画・設計マニュア 2002』[4] にある各種建物のエネルギー消費原単位が汎用される。このデータは年間エネルギー消費と月別、時刻別が占めるパーセンテージが示され、そこから各月の時刻別エネルギー消費を試算できる。ただし、これは平均的なものであり、地域性など特徴が考慮されていないのと平日と休日のタイプ別による区別が考えられていない。また、ピーク時の負荷も把握できない。

また、1991 に九州地域で実施された大規模調査に基づいて得られた各種建物のエネルギー消費原単位を求めた調査研究として『九州地域における都市・建築の未利用エネルギー有効利用に関する総合的研究』[5] がある。九州地域における建物のエネルギー消費現状をかなり詳しく捉えているが、同様にデイタイプ別のデータ及びピーク時の負荷がわからない。また、十数年たっており、当時のエネルギー消費実態とかなり変容して来ていることも考えられる。

建物の負荷シミュレーションプログラムは(財)住宅・建築省エネルギー機構の SMASH、(財)住宅産業情報サービスの ESPAR/M、日本建築設備士協会の HASP などがあるが、オフィスビルや住宅が中心となり、他の建物については少ない。また、上述のようなディータイプ別に考慮するものはあまりない。

このように、日本において各種建物の詳しいエネルギー消費データが不足し、その整備が必要とされる。

一方、アメリカにおいては DOE-2 というエネルギー省が開発した建物の負荷シミュレーションプログラムがある。このプログラムを用い、場所と建物種別、規模などがわかれば、年間 8760 時間の冷暖房負荷、電力、ガス負荷、給湯負荷、ガス消費など時刻別エネルギー消費をシミュレーションによって得られる。DER-CAM も上記の HEATMAP など CHP 評価プログラムは大体 DOE-2 の結果を用いている。本研究ではこのプログラムを用いて、日本における建物の負荷シミュレーションを行い、その結果を既存のエネルギー消費原単位と比較し、もっとも相応しい負荷データを選択することとした。

しかし、現段階ではアメリカの各都市の気象状況や建物基礎情報などしかなく、日本の建物に適応するには日本の典型的な建物の条件および気象データを取り込む必要がある。上述のように日本ではオフィスビルに関して建物の状況が比較的に明らかにされているので、とりあえず、DOE-2 オフィスビルのシミュレーションを行った[6]。

3.2.2.　DOE-2 シミュレーションによる建物の負荷

典型的な建物の構造や材料、空調条件などは松尾陽らの『空調設備の動的熱負荷計算入門』[7] に基づき、さらに長井達夫の『躯体の熱容量を利用した動的最適化空調運転がエネルギー消費特性に及ぼす影響について』[8] の研究結果も参考にした。表 3- 1 はシミュレーション時に用いた計算条件を示す。また、気象データはアメダス気象データにおける東京のデータを用いた。

図 3-2～図 3-5 は 1 月の暖房、給湯負荷及び 7 月の一般電力、冷房負荷シミュレーション結果を示す。それぞれ平日、休日の平均とピーク時の負荷が含まれる。なお、冷房負荷は冷房用電力で表示している。

表 3-1. シミュレーション用日本のオフィスビルの計算条件

建物の概況	
用途 :事務所 階数 :5 階　幅と長さの比率: 0.6 (36m×60m)　階高: 3.7m (天井高 2.6m)　ペリーメーター : 6m　窓と壁の面積比 0.45 建築面積 : 10800m^2	
構造と外構特徴	
床 : 岩形成形板 (15) ,空気層 (932) 、コンクリート (130) 、モルタル (20) 、アスファルトタイル (3) 外壁 :　タイル (8) 、モルタル (25) 、コンクリート (120) 、モルタル (20) プラスタ (3) 内壁 : プラスタ (3) ,モルタル (15) 、コンクリート (100) 、モルタル (15) 、プラスタ (3) 天井: アスファルトタイル (3) 、モルタル (20) 、コンクリート (130) 、空気層 (932) 、岩形成形板 (15) 窓: 吸熱ガラス 8mm, 遮蔽係数 0.92　U = 6.18 W/m^{2}K	
内部発熱	
在室人員	0.15 人/m^2
在室スケジュール	平日 : 勤務時間 100%、それ以外 10% 週末 : 勤務時間 90%、それ以外 5%
照明	20(W/m^2)
照明スケジュール	平日 : 勤務時間 90%、それ以外 30% 週末 : 勤務時間 90%、それ以外 20%
機器	10(W/m^2)
機器スケジュール	平日 : 勤務時間 100%、それ以外 17% 週末 : 勤務時間 17%、それ以外 17%
隙間風	0.3 回/h
空調***システムと制御***	
空調システムタイプ	変風量 VAV
暖房温度	22 C
暖房時間	平日 8 am - 7 pm 週末 8 am - 1 pm
冷房温度	26 C
冷房時間	平日 8 am - 7 pm 週末 8 am - 1 pm
換気ファン時間	勤務時間オン
外気導入量	25 m^3/hr
補助装備	
エレベーター 密度	14 kW
エレベータースケジュール	平日 : 勤務時間 100%、それ以外 17%
補助給湯密度	11.6 L/min
給湯スケジュール	平日 : 勤務時間 100%、それ以外 0%

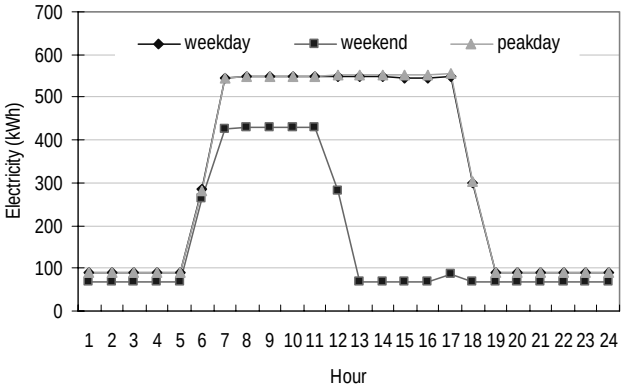


図 3-2　7 月の時刻別一般電力負荷

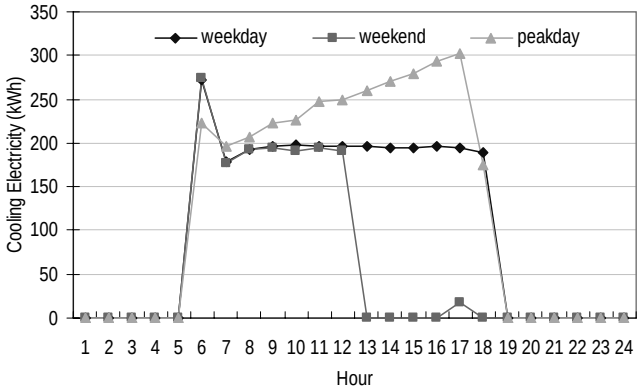


図 3-3　7 月の時刻別冷房用電力負荷

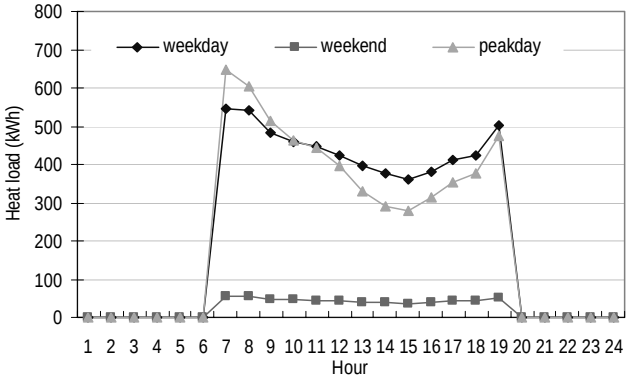


図 3-4　1 月の時刻別暖房負荷

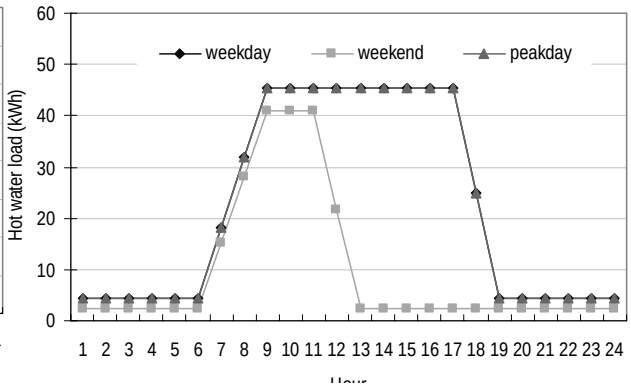


図 3-5　1 月の時刻別給湯負荷

このように東京のオフィスビルにおいて、7 月の時刻別一般電力は勤務開始時間とともに上昇し、昼間は平均約 500kW であり、土曜日は半日勤務で約 380kW である。ピーク負荷は 539.4kW である。7 月における冷房用電力負荷は平日、土曜日とも昼間約 200kW であり、ピーク負荷は 17：00 に 302.2kW となる。一方、1 月の暖房負荷は平日 360kW-540ｋW の間で変動し、ピーク負荷は 646.6kW である。土曜日は 36kW-54kW である。オフィスビルにおける給湯負荷は大きくなく、安定しており、45kW 前後を保っている。

3.2.3　三つの負荷の比較

一方、図 3-6～図 3-8 は床面積 10000 ㎡のオフィスビルに関する月別の時刻別一般電力消費負荷を示す。図 3-6 は DOE-2 を用いてシミュレーションした結果、図 3-7 は九州地域の原単位から試算した結果、図 3-8 は『天然ガス CHP 計画・設計マニュア 2002』（以下マニュアルと略す）にある日本全体の原単位より試算した負荷である。電力負荷に関しては全体的に一定であり、Doe-2 による負荷は平均的に九州原単位負荷と類似しており年間通して 500kW 前後がある。マニュアル負荷はそれより 150kw ほど小さくなっており、約 300kW-400kW まである。

一方、冷房用電力については同様に図 3-9～図 3-11 に示す。九州負荷は夏季は 150kW 前後、中間期は 30kW 前後となっており、マニュアル負荷はそれより若干高く夏季は 150kW-200kW、中間期は 50kW-70kW 前後ある。Doe-2 負荷は夏季は 200kW 前後である。

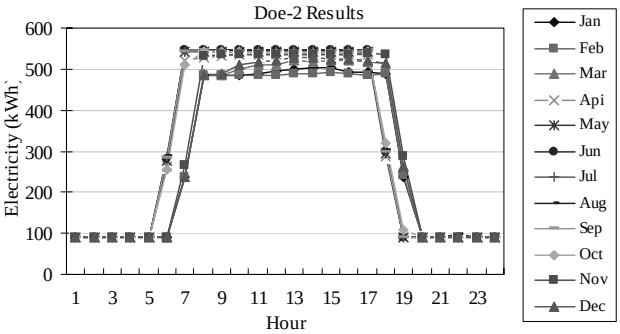


図 3-6　DOE-2 シミュレーションによる電力負荷

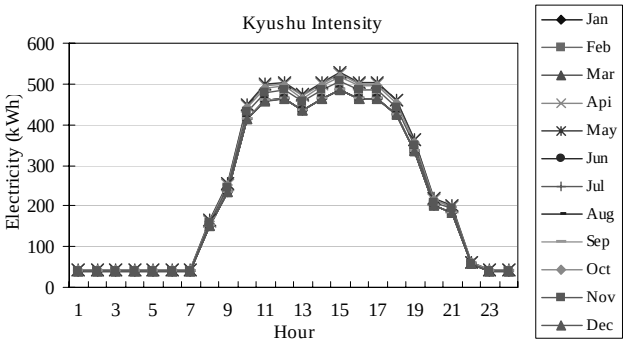


図 3-7　九州地域の原単位による電力負荷

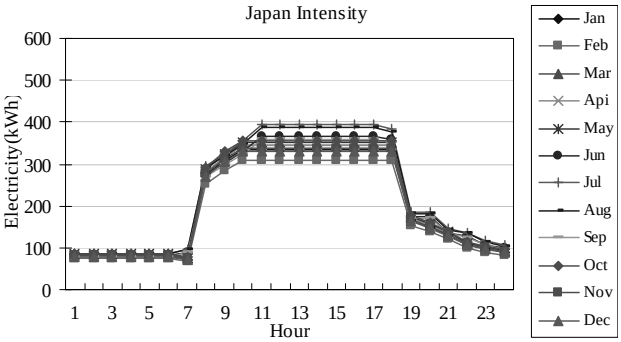


図 3-8　マニュアル原単位による電力負荷

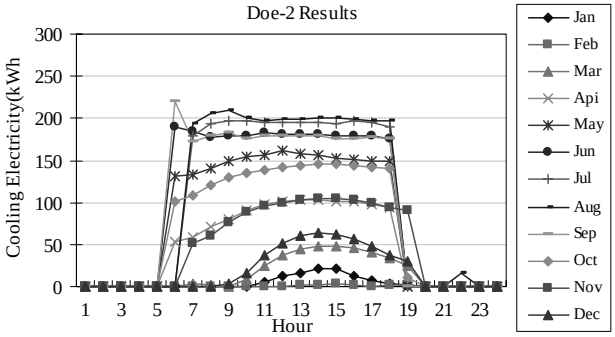


図 3-9　DOE-2 シミュレーションによる冷房電力負荷

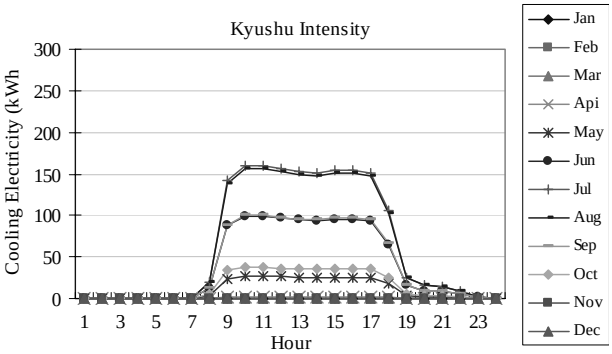


図 3-10　九州地域の原単位による冷房電力負荷

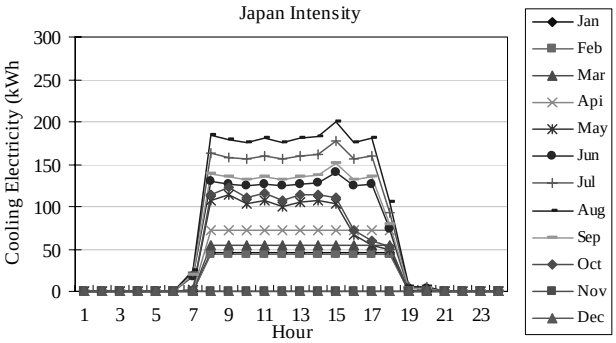


図 3-11　マニュアル原単位による冷房電力負荷

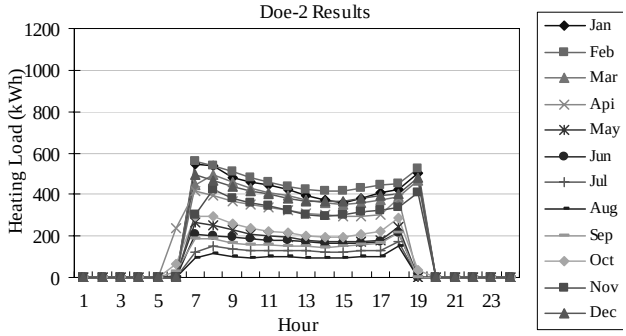


図 3-12　DOE-2 シミュレーションによる暖房負荷

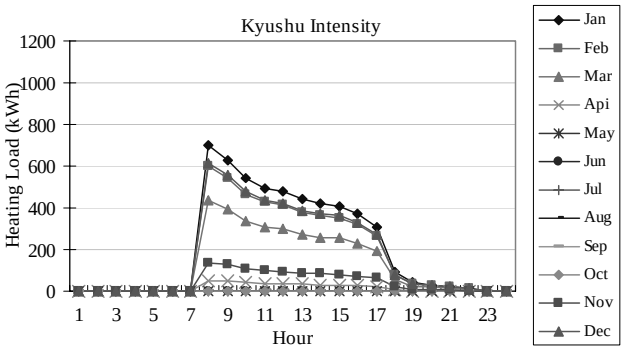


図 3-13　九州地域の原単位による暖房負荷

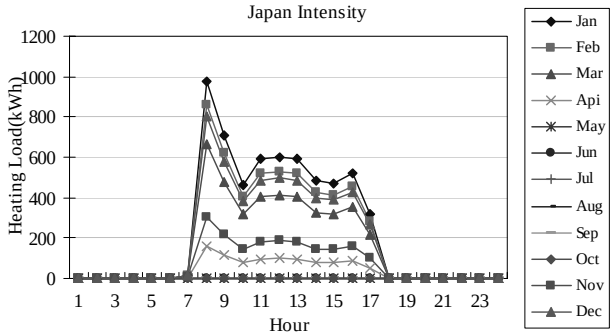


図 3-14　マニュアル原単位による暖房負荷

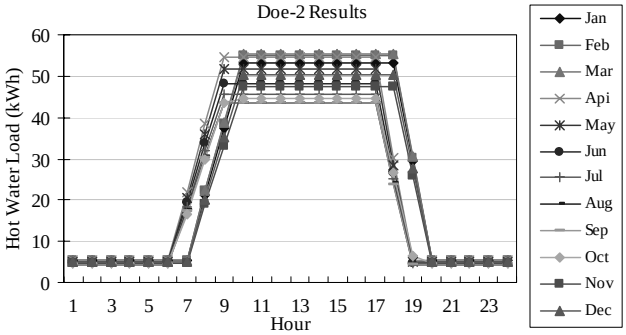


図 3-15　DOE-2 シミュレーションによる給湯負荷

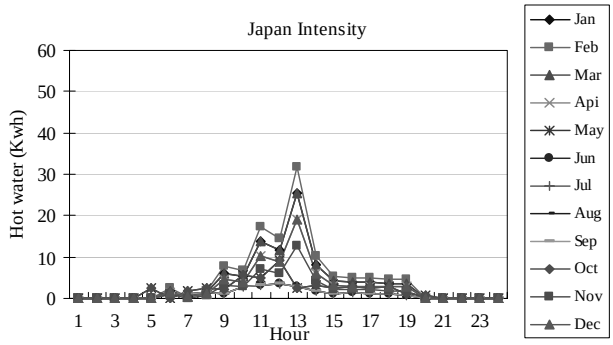


図 3-16　九州地域の原単位による給湯負荷

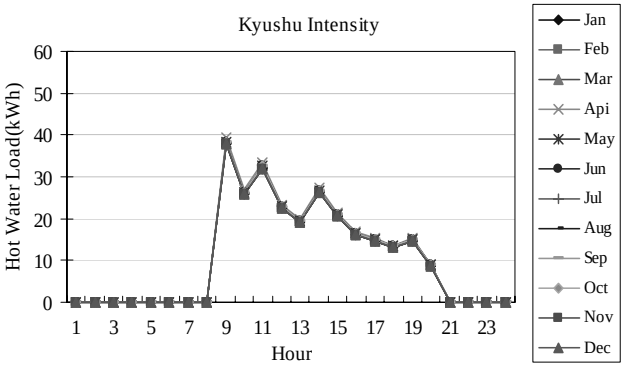


図 3-17　マニュアル原単位による給湯負荷

また、暖房負荷及び給湯負荷は図 3-12〜図 3-17 に示す。まず、暖房負荷については、九州負荷とマニュアル負荷のパターンは類似しており、いずれも朝 8 時にピークとなり、あとは徐々に減少していく。九州データは 8 時にピークの 700kW になり、マニュアルデータは平均 500-600kW の間にあるが、8 時にピークの 974kW に達する。一方 DOE-2 負荷は勤務時間中 400kW-600kW の間に変動しており、比較的安定している。

次に、給湯負荷については、DOE-2 は他の二つと異なるフラットなパターンを示し、また他の二つより平均的に 20-30kW 高くなる。マニュアルデータはもっとも小さく、昼頃（13:00）ピークに達している。九州データは逆に出勤直後の時間(9:00)　にピークとなる。

上記のように、この三つのソースによるエネルギー消費結果について、その相関関係は今後さらなる考察が必要となり、DOE-2 は日本の建物負荷シミュレーションに適応できるかどうかも慎重的に分析を重ねる必要があると考えられる。

本報告において、日本における各種建物の CHP ポテンシャルおよび導入評価を行うのが目的であるため、とりあえず保守的にみる必要があると判断したものと、オフィス以外の建物について建物の概要や空調スケジュールなどの情報に関する研究は少なく、DOE-2 を用いて他の建物に関するシミュレーションができなかった。一方、マニュアルは CHP 導入の設計をする際に一般的に用いられている原単位であり、各種建物のエネルギー消費パターンが揃っているものと、その信憑性も高い。気象条件によって建物のエネルギー消費パターンが大きく変わるので,このデータを汎用できるかは疑問であるが、とりあえず日本のケーススタディには利用できるものと判断し用いることとした。

建物としてはオフィス、ホテル、病院、デパートとスポーツ施設の五種類を考察の対象とした。

3.2.4 建物の規模の決定

建物の規模に関しては、表 3-2 と図 3-18 は建設省建築統計年報による平均着工床面積の規模別分布を示し[9)]、事務所は 5,000 ㎡以下の建物が多く、ほかの建物は 10,000 ㎡以上の大きい建物と 2,000 ㎡の建物が多く、学校に関しては 10,000 ㎡以上が少ないことがわかる。また、九州地域の大規模調査による建物の特性と規模は表 3-3 と図 3-19 に示す。スポーツ施設は 3,000-5,000 ㎡のものが最も多く、宿泊施設は 10,000 ㎡以上のものが多い。医療施設は 7,500 ㎡以下が多いが、20,000 ㎡以上も少なくない。商業施設は 5,000 ㎡以上と 10,000 ㎡以上は同様に多い。事務所ビルは 3,000-7,500 ㎡のものが最も多い。九州地域の建物は他地域より小さいという考察結果もある。以上を含めて、また CHP の導入という観点から各種建物の規模はオフィス、ホテル、病院及びデパートはいずれも 10,000 ㎡、スポーツ施設は 5,000 ㎡が適切だと考えられる。

表 3-2　平均着工床面積の規模別分布

	2000㎡未満	2000−4999㎡	5000−9999㎡	10,000㎡以上
事務所	55.4	14.9	11.1	18.6
店舗	39.3	15.4	13.6	31.7
飲食店	39.3	24.1	18.9	17.7
ホテル	39.3	15.4	13.6	31.7
病院	23.7	26.8	26.7	22.8
学校	33.5	27.5	30.3	8.7
その他	39.3	24.1	18.9	17.7

表 3-3　九州地域における建物の一般特性

	件数	平均延べ床面積(㎡)	平均階数(地下+地上)
業務施設	367	9039	8.5
商業施設	133	11658	5.4
医療施設	68	8737	5.2
宿泊施設	50	11970	11
文教施設	68	6175	5.1
文化施設	45	6680	5.1
スポーツ施設	34	5096	2.9
平均		8853	6.9

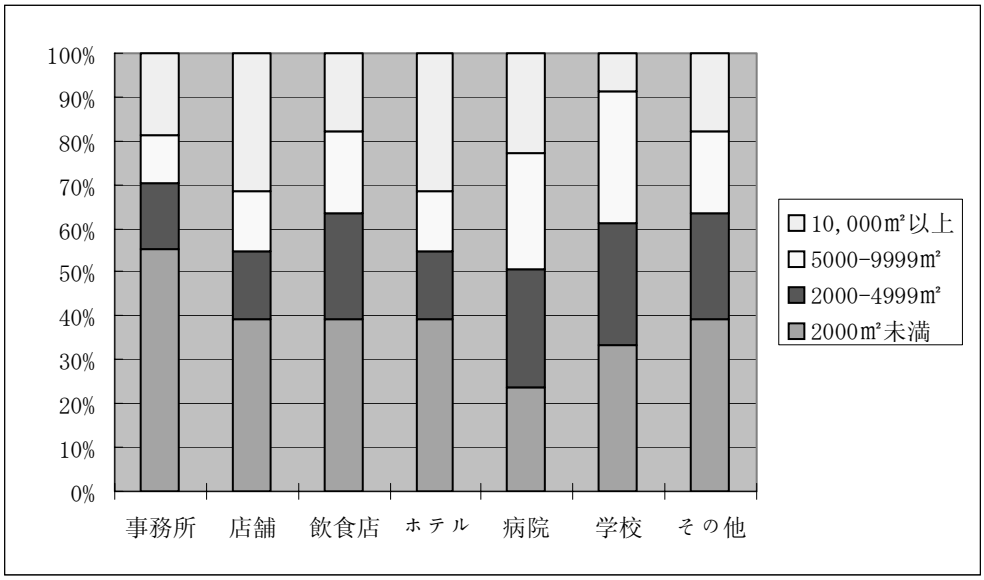


図 3-18　平均着工床面積の規模別分布

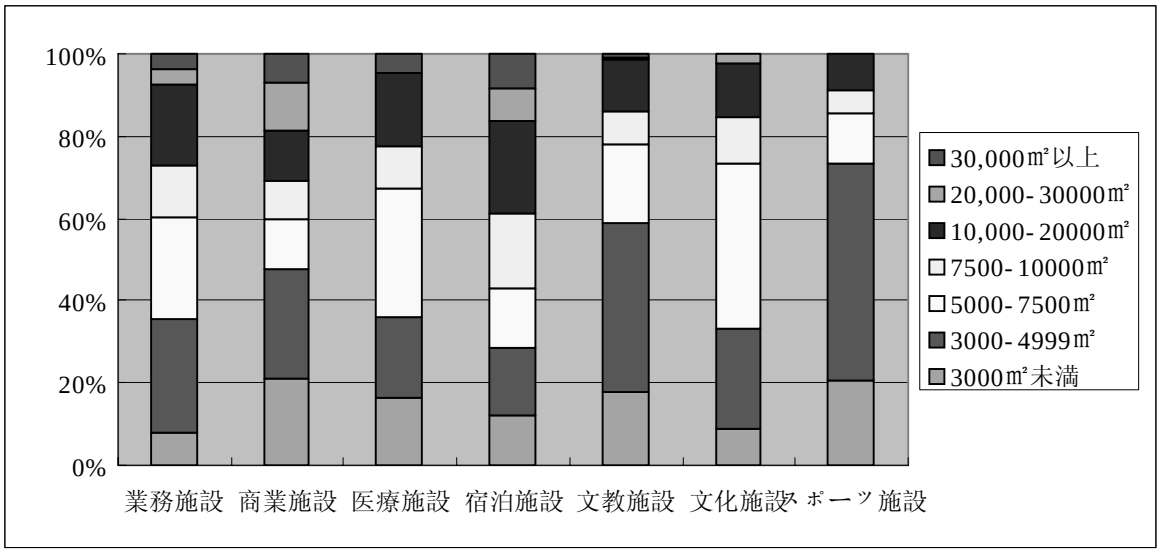


図 3-19　九州地域における建物の床面積の規模別分布

3.3　日米両国における電気、ガス料金システム

分散型電源特に CHP 導入の経済性を評価する要素は日本における電力、ガスなどエネルギー供給の料金システムである。日本の代表的な電力会社は東京電力、関西電力、九州電力などがあり、ガス会社も東京ガス、大阪ガス、西部ガスなどがあるが、まだ完全に自由化されていないため大きな差がない。図 3-20 は日本の電力会社を示す。一方アメリカでは各州、各地域のユーティリティ料金は規制緩和、自由化のためかなり差がある。ここでは、東京電力と九州電力の料金、東京ガスと西部ガスの料金をアメリカのいくつかのユーティリティと比較して示す。表 3-4 はアメリカのいくつかの施設が使用するユーティリティ電気料金、表 3-5 は東京電力と九州電力の料金システムを代表に示す。なお、2003 年 10 月当時のレート＄1＝￥120 で換算した。

また、契約プランによって、季節別、ピーク時かオフピーク時などに分けている場合もある。アメリカでは三種類の料金が加算され、契約するための固定費用、契約電力（ガス）による基本料金と実際に使った分のエネルギー料金。電力の料金は夏とその他の季節別に、さらに一日を三つの時間帯に分けて別々の料金となっている。表でわかるように日本の電力料金はニューヨークのより約 1.5 倍ぐらい高いが、カリフォルニアのそれに比べてそれほど変わらないか逆に安い傾向がある。

一方、表 3-6 はアメリカの 6 つの施設におけるガス料金、表 3-7 は西部ガスと東京ガスの CHP 料金及び季節別料金を示す。CHP を導入しない場合はガス消費パターンにより異なるが、年間負荷率 75%を満たさない場合、一般料金が適応され、満たした場合季節別料金を適応される。日本のガス料金が複雑であるため、正確に比較することが難しいが、いずれ平均するとアメリカのガス料金の 2 倍ないし 3 倍になる。CHP の優遇料金でもアメリカの料金よりかなり高いことがわかる。

本研究では電力料金は東京電力の業務用電力料金、ガス料金は分散型電源導入をする場合 CHP 用料金を用い、比較するための分散型電源を導入しない場合は季節別の料金を用いた。

なお、DER-CAM の入力項目は日本のガス料金システムに対応していないため、換算して入力している。最大需要期料金は毎月徴収されるので、換算し基準料金に加えた。流量料金は使用機器の出力で決まるので、$/kW に換算し、DER-CAM のスタンバイ料金として入力した。

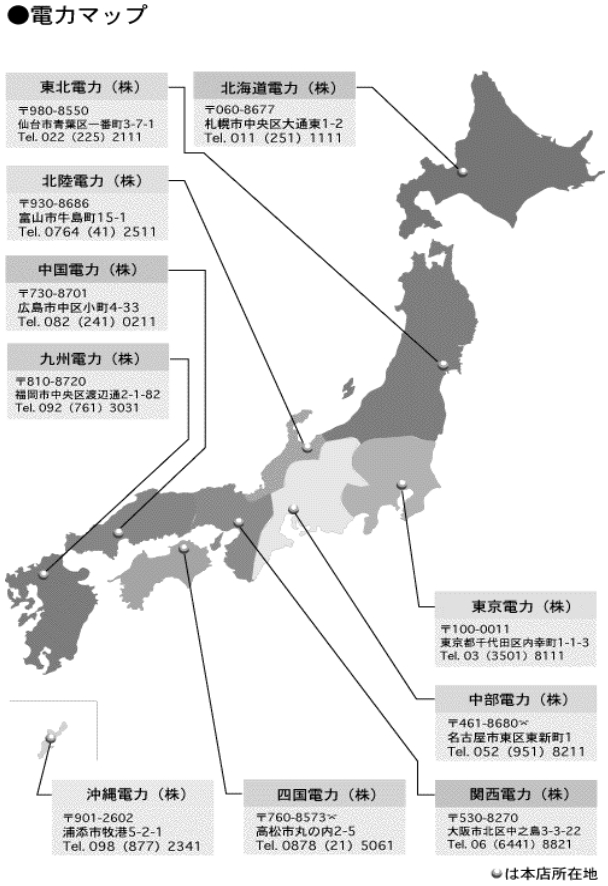


図 3-20　日本における主な電力会社分布

表 3-4　アメリカの五施設におけるユーティリティ料金

施設名 場所		A&P Hauppauge, NY	Garuanteed Savings Bank Fresno, CA	Orchid Resort* Mauna Lani, HI	Pharmingen Torrey Pines, CA	San Bernardino USPS Redlands, CA	County Community Hospital Warsaw, NY
電気料金区分	夏季	6月-8月	5月- 10月	flat rate	5月-9月	6月- 9月	5月- 9月
	夏季ピーク	11h-18h	11h-18h	flat rate	11h-18h	12h-18h	07h-21h
	夏季中間ピーク	06h-11h, 18h-22h	06h-11h, 18h-22h	flat rate	06h-11h, 18h-22h	08h-12h, 18h-23h	21h-22h
	夏季オフピーク	00h-06h, 22h-24h	00h-06h, 22h-24h	flat rate	00h-06h, 22h-24h	00h-08h, 23h-24h	00h-07h, 22h-24h
	冬季	1月-5月, 9月-12月	1月- 4月, 11月- 12月	flat rate	1月- 4月, 10月- 12月	1月-5月, 10月-12月	1月- 4月, 10月- 12月
	冬季ピーク	17h-20h	17h-20h	flat rate	17h-20h	08h-09h	07h-21h
	冬季中間ピーク	06h-17h, 20h-22h	06h-17h, 20h-22h	flat rate	06h-17h, 20h-22h	09h-21h	21h-22h
	冬季オフピーク	00h-06h, 22h-24h	00h-06h, 22h-24h	flat rate	00h-06h, 22h-24h	00h-08h, 21h-24h	00h-07h, 22h-24h
電力量料金 ($/kWh)	夏季ピーク	0.09	0.16	0.16	0.15	0.20	0.07
	夏季中間ピーク	0.09	0.16	0.16	0.11	0.11	0.07
	夏季オフピーク	0.09	0.16	0.16	0.09	0.09	0.04
	冬季ピーク	0.08	0.11	0.16	0.15	0.12	0.07
	冬季中間ピーク	0.08	0.11	0.16	0.10	0.12	0.07
	冬季オフピーク	0.08	0.11	0.16	0.08	0.09	0.04
基本料金($/kW)（毎月の一日の特定の時間におけるピーク使用量によって算定する）	夏季ピーク	11.39	7.37	0.00	7.84	19.75	8.54
	夏季中間ピーク	0.00	0.00	0.00	0.00	2.97	0.00
	夏季オフピーク	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	冬季ピーク	11.10	1.82	0.00	0.00	0.00	8.54
	冬季中間ピーク	0.00	0.00	0.00	7.48	0.00	0.00
	冬季オフピーク	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
その他の料金 ($/kW)	夏季ピーク	0.00	0.00	0.00	20.38	0.00	0.00
	夏季中間ピーク	0.00	0.00	0.00	20.38	0.00	0.00
	夏季オフピーク	0.00	0.00	0.00	20.38	0.00	0.00
	冬季ピーク	0.00	0.00	0.00	6.44	0.00	0.00
	冬季中間ピーク	0.00	0.00	0.00	6.44	0.00	0.00
	冬季オフピーク	0.00	0.00	0.00	6.44	0.00	0.00
ピーク電力料金 ($/kW)（最大月使用量によって算定する）		0.00	0.00	12.10	0.00	7.26	0.00
($/kW)（DERの効率によって算定する）		0.00	2.17	11.40	0.00	6.60	0.00
施設使用料金 ($/month)		21.56	75.00	375.00	43.50	299.00	16.00

表 3-5　九州電力及び東京電力の業務用電力料金

		九州電力の業務用電力料金				東京電力の業務用電力料金			
		業務用電力	業務用電力II	業務用季時別電力	業務用季時別電力II	業務用電力	業務用電力II	業務用季時別電力	業務用季時別電力II
電気料金区分	夏季	7月-9月				7月-9月			
	夏季ピーク	13h-16h				13h-16h			
	夏季中間ピーク	8h-13h, 16h-22h				8h-13h, 16h-22h			
	夏季オフピーク	00h-08h, 22h-24h				00h-08h, 22h-24h			
	冬季	1月-6月, 9月-12月				1月-6月, 9月-12月			
	冬季ピーク	13h-16h				13h-16h			
	冬季中間ピーク	8h-13h, 16h-22h				8h-13h, 16h-22h			
	冬季オフピーク	00h-08h, 22h-24h				00h-08h, 22h-24h			
電力量料金 ($/kWh)	夏季ピーク	0.12	0.08	0.18	0.11	0.10	0.09	0.13	0.12
	夏季中間ピーク	0.12	0.08	0.15	0.09	0.10	0.09	0.12	0.11
	夏季オフピーク	0.12	0.08	0.04	0.04	0.10	0.09	0.05	0.05
	冬季ピーク	0.11	0.07	0.18	0.11	0.09	0.08	0.13	0.12
	冬季中間ピーク	0.11	0.07	0.14	0.08	0.09	0.08	0.11	0.93
	冬季オフピーク	0.11	0.07	0.04	0.04	0.09	0.08	0.05	0.05
基本料金($/ kW)（特定の時刻別ピーク使用量によって算定する）	夏季ピーク	10.00	18.58	10.00	18.58	13.00	15.50	13.00	15.50
	冬季ピーク	10.00	18.58	10.00	18.58	13.00	15.50	13.00	15.50

表 3-6　アメリカの 6 施設におけるガス料金

	A&P Hauppauge, NY	Guaranteed Savings Bank Fresno, CA	Orchid Resort* Mauna Lani, HI	プロパン料金	Pharmingen Torrey Pines, CA	San Bernardino USPS Redlands, CA	Wyoming County Community Warsaw, NY
月	料金 ($/kJ)	料金 ($/kJ)	料金 ($/kJ)	料金($/therm)	料金 ($/kJ)	料金 ($/kJ)	料金 ($/kJ)
1月	8.29E-06	8.76E-06	9.94E-06	1.05	5.26E-06	6.27E-06	4.19E-06
2月	7.85E-06	8.33E-06	9.94E-06	1.05	4.99E-06	5.30E-06	4.19E-06
3月	8.17E-06	8.07E-06	9.94E-06	1.05	5.14E-06	5.28E-06	4.19E-06
4月	8.40E-06	7.10E-06	9.94E-06	1.05	4.40E-06	5.40E-06	4.19E-06
5月	8.50E-06	6.85E-06	9.94E-06	1.05	4.94E-06	6.09E-06	4.19E-06
6月	8.71E-06	5.84E-06	9.94E-06	1.05	4.71E-06	5.64E-06	4.19E-06
7月	8.46E-06	6.47E-06	9.94E-06	1.05	4.82E-06	4.19E-06	4.19E-06
8月	7.80E-06	5.75E-06	9.94E-06	1.05	5.28E-06	3.91E-06	4.19E-06
9月	7.27E-06	5.55E-06	9.94E-06	1.05	5.39E-06	4.19E-06	4.19E-06
10月	6.69E-06	6.10E-06	9.94E-06	1.05	5.31E-06	3.73E-06	4.19E-06
11月	8.14E-06	6.77E-06	9.94E-06	1.05	5.60E-06	4.06E-06	4.19E-06
12月	7.81E-06	7.56E-06	9.94E-06	1.05	5.99E-06	5.94E-06	4.19E-06

表 3-7　西部ガス及び東京ガスの業務用ガス料金

	西部ガスの業務用ガス料金				東京ガスの業務用ガス料金								
	トータルエネルギーシステム契約				コージェネレーション契約				季節別業務用			一般電力 F	
月	流量基本料金($/kJ)	最大需要期基本料金	基準単位料金($/kJ)	定額基本料金（$/mon）	流量基本料金($/kJ)	最大需要期基本料金	基準単位料金($/kJ)	定額基本料金（$/mon）	流量基本料金($/kJ)	基準単位料金($/kJ)	定額基本料金（$/mon）	基準単位料金($/kJ)	定額基本料金（$/mon）
1月	1.72E-04	2.28E-07	9.6E-06	250	2.15E-04	2.3E-07	8.5E-06	179.2	2.15E-04	1.4E-05	141.667	1.9E-05	80.1
2月	1.72E-04	2.28E-07	9.6E-06	250	2.15E-04	2.3E-07	8.5E-06	179.2	2.15E-04	1.4E-05	141.667	1.9E-05	80.1
3月	1.72E-04	2.28E-07	9.6E-06	250	2.15E-04	2.3E-07	8.5E-06	179.2	2.15E-04	1.4E-05	141.667	1.9E-05	80.1
4月	1.72E-04	2.28E-07	9.6E-06	250	2.15E-04	2.3E-07	8.58E-06	179.2	2.15E-04	1.2E-05	141.667	2E-05	80.1
5月	1.72E-04	2.28E-07	9.6E-06	250	2.15E-04	2.3E-07	8.58E-06	179.2	2.15E-04	1.2E-05	141.667	2E-05	80.1
6月	1.72E-04	2.28E-07	9.6E-06	250	2.15E-04	2.3E-07	8.58E-06	179.2	2.15E-04	1.2E-05	141.667	2E-05	80.1
7月	1.72E-04	2.28E-07	9.6E-06	250	2.15E-04	2.3E-07	8.68E-06	179.2	2.15E-04	1.2E-05	141.667	2E-05	80.1
8月	1.72E-04	2.28E-07	9.6E-06	250	2.15E-04	2.3E-07	8.68E-06	179.2	2.15E-04	1.2E-05	141.667	2E-05	80.1
9月	1.72E-04	2.28E-07	9.6E-06	250	2.15E-04	2.3E-07	8.68E-06	179.2	2.15E-04	1.2E-05	141.667	2E-05	80.1
10月	1.72E-04	2.28E-07	9.6E-06	250	2.15E-04	2.3E-07	8.59E-06	179.2	2.15E-04	1.2E-05	141.667	2E-05	80.1
11月	1.72E-04	2.28E-07	9.6E-06	250	2.15E-04	2.3E-07	8.59E-06	179.2	2.15E-04	1.2E-05	141.667	2E-05	80.1
12月	1.72E-04	2.28E-07	9.6E-06	250	2.15E-04	2.3E-07	8.59E-06	179.2	2.15E-04	1.4E-05	141.667	1.9E-05	80.1

3.4　日米両国分散型電源技術と情報

表 8 は調査により得られたアメリカにおいて主に使われている分散型電源と CHP の情報である。ガスエンジン、ガスタービン、マイクロガスタービンと燃料電池、廃熱利用できるものとできないものとに分かれている。

各種設備定額発電、効率、寿命とコストなどの分散型電源技術などがある。今回は日本においても同様に調査を行ったが、機器の効率など仕様に関してはかなり多いもののコストに関しては公開しておらず、とりあえず大手数社から聞き取りによって得られたものの平均コストを表 3-9 に示す。

図 3-21 は両者の料金を比較したものを示す。3000kW から 5000kW 以上のもは日米は大きな差がなく、大きくなるほど日本の方が安くなり、1000kW 以下は規模が小さくなるほど日本の価額が高くなり、1000kW なら 1.2 倍ぐらいの差だが、600kW 級は 1.5 倍、200 から 300kW 級は 2 倍ぐらいの差がつくことになる。

このように、データが十分ではないが、全体的に日本の分散型電源がアメリカのものよりもかなり高いことがわかる。

本稿では以下の章で述べるように日本の場合、導入に約 1/3 の補助金が適応されるので、補助金が適応されたあとのコストがほぼアメリカのコストになるので、アメリカの技術情報をもとに解析を行う。また、補助金がない場合、すなわちアメリカの料金の 1.5 倍になったばあいのケースについても分析する。

表 3-8　アメリカにおける分散型型及び CHP の技術情報

技術名称	品番	定格出力	使用寿命	初期投資（＄/kw）	メンテナンスと運転にかかわる固定費用（＄/kw）	メンテナンスと運転にかかわる可変費用（＄/kwh）	燃料消費 kJ/kWh	発電効率
燃料電池	FC--00200	200	10	5005	0	0.029	10000	36.00%
ガスタービン	GT--01000	1000	20	1403	0	0.0096	16438	21.90%
	GT--05000	5000	20	779	0	0.0059	13284	27.10%
	GT--10000	10000	20	716	0	0.0055	12414	29.00%
	GT--25000	25000	20	659	0	0.0049	10496	34.30%
	GT--40000	40000	20	592	0	0.0042	9730	37.00%
マイクロガスタービン	MT--00028	28	10	2263	0	0.015	15929	22.60%
	MT--00060	60	10	1828	0	0.015	14400	25.00%
	MT--00067	67	10	1708	0	0.015	14286	25.20%
	MT--00076	76	10	1713	0	0.015	14876	24.20%
	MT--00100	100	10	1576	0	0.015	13846	26.00%
ガスエンジン	NG--00030	30	20	1044	0	0.02	13080	27.52%
	NG--00060	60	20	991	0	0.018	12528	28.74%
	NG--00075	75	20	974	0	0.017	12360	29.13%
	NG--00100	100	20	1030	0	0.018	12000	30.00%
	NG--00300	300	20	790	0	0.013	11613	31.00%
	NG--01000	1000	20	720	0	0.009	10588	34.00%
	NG--03000	3000	20	710	0	0.009	10286	35.00%
	NG--05000	5000	20	695	0	0.008	9730	37.00%
太陽電池	PV--00010	10	30	8740	12	0	0	100.00%
	PV--00025	25	30	8140	12	0	0	100.00%
	PV--00050	50	30	7940	12	0	0	100.00%
	PV--00100	100	30	7840	12	0	0	100.00%
燃料電池(暖房利用可能)	FC--HX--00200	200	10	5200	0	0.029	10000	36.00%
ガスタービン(暖房利用可能)	GT--HX--01000	1000	20	1910	0	0.0096	16438	21.90%
	GT--HX--05000	5000	20	1024	0	0.0059	13284	27.10%
	GT--HX--10000	10000	20	928	0	0.0055	12414	29.00%
	GT--HX--25000	25000	20	800	0	0.0049	10496	34.30%
	GT--HX--40000	40000	20	702	0	0.0042	9730	37.00%
マイクロガスタービン(暖房利用可能)	MT--HX--00028	28	10	2636	0	0.015	15929	22.60%
	MT--HX--00060	60	10	2082	0	0.015	14400	25.00%
	MT--HX--00067	67	10	1926	0	0.015	14286	25.20%
	MT--HX--00076	76	10	1932	0	0.015	14876	24.20%
	MT--HX--00100	100	10	1769	0	0.015	13846	26.00%
ガスエンジン(暖房利用可能)	NG--HX--00030	30	20	1442	0	0.02	13080	27.52%
	NG--HX--00060	60	20	1362	0	0.018	12528	28.74%
	NG--HX--00075	75	20	1336	0	0.017	12360	29.13%
	NG--HX--00100	100	20	1350	0	0.018	12000	30.00%
	NG--HX--00300	300	20	1160	0	0.013	11613	31.00%
	NG--HX--01000	1000	20	945	0	0.009	10588	34.00%
	NG--HX--03000	3000	20	935	0	0.009	10286	35.00%
	NG--HX--05000	5000	20	890	0	0.008	9730	37.00%
燃料電池(冷	FC--ABSHX--00200	200	10	5366	9.69	0.029	10000	36.00%
ガスタービン(冷暖房利用可能)	GT--ABSHX--01000	1000	20	2137	10.37	0.0096	16438	21.90%
	GT--ABSHX--05000	5000	20	1149	4.03	0.0059	13284	27.10%
	GT--ABSHX--10000	10000	20	1025	2.76	0.0055	12414	29.00%
	GT--ABSHX--25000	25000	20	859	2.12	0.0049	10496	34.30%
	GT--ABSHX--40000	40000	20	746	1.88	0.0042	9730	37.00%
マイクロガスタービン(冷暖房利用可能)	MT--ABSHX--00028	28	10	3046	23.49	0.015	15929	22.60%
	MT--ABSHX--00060	60	10	2420	19.5	0.015	14400	25.00%
	MT--ABSHX--00067	67	10	2201	15.87	0.015	14286	25.20%
	MT--ABSHX--00076	76	10	2225	16.92	0.015	14876	24.20%
	MT--ABSHX--00100	100	10	2015	14.27	0.015	13846	26.00%
ガスエンジン(冷暖房利用可能)	NG--ABSHX--00030	30	20	2029	22.56	0.02	13080	27.52%
	NG--ABSHX--00060	60	20	1851	18.93	0.018	12528	28.74%
	NG--ABSHX--00075	75	20	1796	17.84	0.017	12360	29.13%
	NG--ABSHX--00100	100	20	1774	16.51	0.018	12000	30.00%
	NG--ABSHX--00300	300	20	1465	12.08	0.013	11613	31.00%
	NG--ABSHX--01000	1000	20	1117	6.97	0.009	10588	34.00%
	NG--ABSHX--03000	3000	20	1038	4.37	0.009	10286	35.00%
	NG--ABSHX--05000	5000	20	967	3.45	0.008	9730	37.00%

表 3-9　日本における CHP の技術情報

	技術名称	品番	定格出力	使用寿命	初期投資（$/kw）	メンテナンス費用（$/kw）	発電効率（%）	総合効率（%）	排熱回収効率（%）	年間運転時間(h)
		GE	10	15	3333.33	0.016667	26	82.5	56.5	4000
		GE	210	15	2083.33	0.025	32.6	86.8	54.2	4000
		GE	610	15	1666.67	0.021667	40.8	75	34.2	4000
		GE	815	15	1500.00	0.018333	40.8	74	33.2	4000
	ガスエンジン	GE	2383	15	1083.33	0.018333	41.1	74.8	33.7	4000
大手平均	ガスタービン	GT	3770	15	916.67	0.0125	27.5	72.1	44.6	7000
		MSC40	3370	15	1186.94	0.010667			47.8	
		MSC50	4420	15	980.39	0.010167			51.4	
		MSC60	5300	15	864.78	0.008833			50.9	
		MSC70	7260	15	757.58	0.008			47.5	
	ガスタービン（冷暖房利用可能）	MSC90	9090	15	687.57	0.009667			48.7	
		MSC100	10310	15	646.62	0.00875			49.4	
		GP1000	1090	15	1529.05	0.011917			46.2	
MI社		GP1000-COPRA	1270	15	1377.95	0.011			30.4	

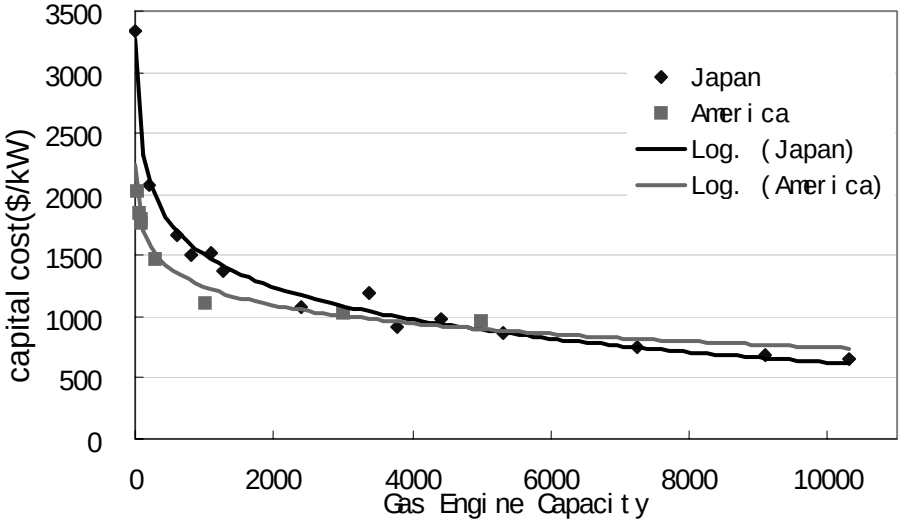


図 3-21　日米におけるコージェネレーションの導入コスト比較

3.5 分散型電源導入にかかわる投資利率、税金構造および補助金

分散型電源および CHP を導入する場合の投資、融資の利率、税金構造や、国、地方からの分散型電源導入時の補助金の有無もその普及や全体のメリットの評価する際に必要な部分となり、日米両国におけるこれらの情報も明らかにする必要である。

3.5.1 アメリカにおける助成措置 [10)]

アメリカに関しては決まった政策や基準がなく、それぞれの州や自治体によって異なる。助成措置としてリベート、補助金及び低融資金利などがある。プロジェクトが特定の規準を満たした場合、自動的にお金を受け取ることをリベートとする。補助金 Grants は規準に満たしたあとに対する奨励である。中央政府エネルギー基準委員会(FERC) の規制に基づき、個々の州は州内において、DER プロジェクトの費用やエネ

ルギー料金削減などに対するリベートも含む奨励方式を決める。具体的にどのサイトに対してどの補助金が適応されるのかを定義するのがむずかしいが、以下の組織に関する政策を把握している。FERC, the New York State Public Service Commission(NY PSC), Long Island Power Authority (LIPA), KeySpan, California Energy Commission (CEC),California Public Utilities Commission (CPUC), Pacific Gas and Electric (PG&E), Southern California Edison (SCE), San Diego Gas and Electric (SDG&E), 及び一部エネルギーコンサルタンツー。

3.5.1.1 CPUC 自家発電奨励プログラム

2000 年 9 月に、カリフォルニアアセンブリビル 970 の一部として、CPUC は州内における自家発電を奨励プログラムとして承認した。自家発電プログラムは顧客に電力負荷のすべてまたは一部を満たすため自家発電設備を導入する際に財政的に支援を行う。補助金は発電量 1 MW まで提供される。プログラムは Pacific Gas 電気の(PG&E) 、南カリフォルニアエジソン(SCE) 、Southern California Gas Company (SoCalGas) およびサンディエゴ地方エネルギーオフィス(SDREO、SDG&E の顧客にサービスを提供する) によって管理され、州全体で$125,000,000 を毎年提供する。

プログラムの目的達成のために、自家発電は“クリーンな分散型電源”を指す。例えばマイクロタービン、　燃料電池、太陽光発電、小規模ガスタービン、風力タービン、および次の規準を満たす内燃機関：

a. システム全体エネルギー出力の少なくとも 5% は利用可能な熱エネルギーの形をなす。
b. 有用な熱エネルギーが発電から伴う一方、有用な年間電力出力及び有用な熱エネルギーの半分の合計はガス及びオイルなど燃料消費の 42.5%以上あること。（FERC が定めた効率）

このプログラムからの助成は他の助成が十分に利用された後に補助的な助成として利用される。CPUC 資金の限界は他の助成資金の額によって減る。すなわち、CPUC の限界はカリフォルニアの候補サイトに対する上限を意味する。表 3-10 はリベートの助成対象を示す。

表 3-10　CPUC 自家発電リベートの助成対象

Incentive Category	Incentive Offered	Maximum % of Project	Minimum System Size	Maximum System Size*	Eligible Technologies
Level 1	$4500 / kW	50%	30 kW	1.5 MW	Photovoltaics, fuel cells operating on renewable fuel, and wind turbines
Level 2	$2500 / kW	40%	None	1.5 MW	Fuel Cells operating on non-renewable fuel and utilizing sufficient waste heat recovery
Level 3	$1000 / kW	30%	None	1.5 MW	Microturbines, small gas turbines, internal combustion engines, using sufficient waste heat recovery and meeting reliability criteria
* Maximum system size 1.5 MW, but rebate funding only available up to a 1 MW cap					

3.5.1.2 ニューヨーク州の DER 及びエネルギー効率に対する助成

ニューヨーク州で公共事業委員会(PSC) はエネルギー効率を高め、公共商品プログラムを提供する systems benefits charge (SBC) を実行した。プログラムがエネルギー提供サービスの難しさが増えたことによって生じた伝達と配送問題対策まで拡大された。お金は SBC から集められ、75%はニューヨーク州のエネルギー研究と開発当局(NYSERDA)に配分され、残りは電力ユーティリティ自身のプログラムに充てられる。NYSERDA のプログラムは"energy$mart"と呼ばれ、低い融資利率を含める。対象は学校、農業、住宅、コミュニティ、および汚染コントロール、空気、水と固形廃棄物放出に対する監察が含まれるエネルギー効率プログラムである。

DER 及び CHP に関しては、産業、商業、市政、及び公共団体における DER 技術の導入プロジェクトのために NYSERDA が資金を提供する。NYSERDA の DER プログラムは 2002 年 から 2006 年まで州内で毎年およそ$12,000,000 を提供する。表 3-11 はその詳細を示す。

表 3-11　NYSERDA DER プログラム助成金

Funding Allocation	**2001**	**2002-2006**	**Total**
Distributed Generation Combined Heat and Power	$8,637,233	$58,445,839	$67,083,072

3.5.1.3　DOD's 気候変動と燃料電池プログラム

DOD's の気候変動と燃料電池プログラムは 1995 年に始められ、出力 3 kW 以上の燃料電池の取付けに $1,000/kW まで資金を提供する。米国陸軍のエンジニア建設工学研究所(CERL)を通して管理される。会計年度 2002 年の資金レベルは$3,000,000 と予測さていた。

表 12 はいくつかのサイトに対し具体的にいくらの助成金が適応されたのを示す。このように一様にいえないが、多くは 30%以上の補助が得ている。

3.5.3　日本における助成措置

一方、日本における助成措置について、表 3-13 は優遇金利を示し、CHP 設備導入に約 1.65%という低い金利を設定している。また、表 3-14 は助成金の範囲を示し、一般的に 1/3 の導入経費が補助される。本稿では前述のように補助金が適応された場合の料金をもとに解析を行う。また、投資利率についてはとりあえず 5%と設定している。

表 3-12　アメリカのサイトにおける助成措置

	Installed Technology	Project Cost	Grants Received	Grants Rate
A&P	60 kW Capstone microturbine,CHP for space heating &desiccant dehumidification	$145,000	$95,000	65.52%
USPS Absorption Cooling		$680,000	$0 ($204,000 potential)	30.00%
Guarantee Savings Building	3 x 200 kW Phosphoric Acid Fuel Cells, CHP,350 kW (100ton) adsorption chiller	$4,353,375	SELFGEN, CPUC benefits through PG&E $1.5 million DODCCFC Grant $600,000,Loan for $2.6 mfrom UTC	48.24%
AA Dairy*	Digester biogas system converted 130kW diesel engine	$363,000 $61,000 without digester system	EPA Ag Star$24,000,Local Soil Conservation District$120,000	39.67%
East Bay Municipal Utility District	10 x 60 kW Capstone microturbines,150 ton absorption chiller and CHP	$3,900,000(total funding) $184,522 for absorption chiller and heat exchanger	$855,000rebate, and $1.9million low interest loan	21.92%
Wyoming County Community Hospital*	560 kW natural gas engine with CHP and absorption cooling	$1,013,690	NYSERD A funded 50% of $25,000 feasibility study	
Byron Bergen (upstate NY school)*	8 different engines. 7diesel, 1natural gas, 2absorption chillers, onsite natural gas well andtwo boilers.1450 kW total Grid independent	$3 million	$2,760,000State rebates for capital projects atschools.Taxpayer direct cost was $240,000	92.00%

表 3-13　日本における CHP 設備に対する財政融資

制度	主な適用対象	内容
新エネルギー導入促進	出力100kW以上で排熱を利用し、一次エネルギー利用効率が60％以上のFC整備事業	金利　1.65％
		融資比率　40%
省エネルギー推進	一次エネルギー効率が60％以上で、出力が50kW以上のコージェネ施設（燃料不問）	金利　1.65％
		融資比率 50%
電気事業新規参入	発電所、送? 配? 変電設備の建設事業（特定電気事業者、卸供給事業者、特定供給事業者、特定規模電気事業者）	金利　1.55%(特定電気事業者は1.65%)
		融資比率　50%

表 3-14　日本における CHP 設備に対する補助

制度	主な適用対象	内容
NEDO	業務用ビルを対象としたESCO事業および天然ガスCGSを用いた廃熱利用設備の導入事業	補助率1/3以内（上限5億円）
エネルギー使用合理化事業者支援事業	民間企業が行う事業	
METI新エネルギー事業者支援事業	高効率天然ガスCGS	補助率1/3以内
	天然ガスCGS活用型エネルギー供給設備	債務保証対象比90％
NEDO	地方公共団体等が行う事業	補助率1/2以内
地域新エネ導入促進事業	高効率天然ガスCGS	
	天然ガスCGS活用型エネルギー供給設備	
NEDO	地方公共団体によるデモンストレーション効果の高い省エネルギー普及促進施策	補助率1/2以内
地域省エネ導入促進事業		
NEDO	新エネ設備と省エネ設備を組み合わせた複数の設備導入事業	補助率1/2以内
地球温暖化防止支援事業		
METI	ガソリンスタンドにおける内燃力発電設備（10kW以上）	設備費および設置費の1/5（上限500万円）
災害対応機能を強化した災害		
対応型給油所の普及		
（財）ＬＰガス振興センター	民生用,業務用の用途	GT、GEは経費の1/2（上限6,000万円）
石油ガスエネルギー利用システム	GT、GEは単機で250kW以上	燃料電池は経費の1/2（上限5,200万円）
導入事業	燃料電池は100kW以上	
（財）石油産業活性化センター	単機で500kW以上合計1,000kW以上の民生用石油CGS発電設備	設備費および設置費の1/2（上限4億円）
先進型石油ガスエネルギー利用		
システム導入事業		
国土交通省	概ね50戸以上の住宅地で環境共生住宅市街地ガイドラインに即した施設へのCGS発電設備	施設整備費の1/3
環境共生住宅市街地モデル事業		
都道府県（厚生労働省）	期間災害医療センター、地域災害医療センターにおける自立型エネルギーシステムとしての自家発電	国と都道府県で、設備費および設置費の1/3づつ
緊急医療などの確保のための災害		（上限一カ所あたり総額1億7824万円）
拠点病院の整備		

4. 考察の結果

オンサイトに CHP を導入するインパクトを決めるため三つのケースでシミュレーションした。ひとつは“何もしない”、つまり DER を導入していない、直接系統電力を買電し、自分の負荷を賄う自主的なオプションを持たないというケースである。このシナリオは DER を導入する二つのケースと比較するための基本ケースとなる。以下用途別建物における考察結果を示す。

4.1 オフィスビル

表 4-1-1 はオフィスビルについて三つのシナリオ解析結果である。何もしない場合全体コストは＄317,400 である。分散型電源で発電するだけで廃熱を利用しない場合 300kW のガスエンジンを選択しており、買電が減った分燃料として使うガスの消費が多くなったが、全体的にエネルギーコストが 16.2%削減でき、設備投資（メンテナンスを含む）を入れて全体コストも 4.7%約＄15,000 削減することができた。6 年でペイバックすることができる。

一方、廃熱を利用する CHP ケースに関しては冷暖房利用可能なガスエンジン 300kW が選択され、何もしないより 12.3%で＄40,000 のコスト削減し、4.7 年で投資回収することができる。エネルギーコストも 30.3%削減することができた。このように CHP 導入には十分な経済的メリットも見込まれる。

図 4-1-1、4-1-2 は CHP がどのように電力負荷を賄うのかを示す。冬季一月昼間の電力負荷 380kW のうち、CHP の発電より 300kW が賄われ、残りの 80kW だけを買電することとなっている。夏季の場合は図 4-1-3、4-1-4 に示す。

569kW の電力負荷のうち、300kW は CHP により賄い、冷房負荷ピーク時にある 177kW の電力負荷も排熱利用した冷房により賄うことができる。系統電力からの買電は 198kW 以下に抑えることができた。

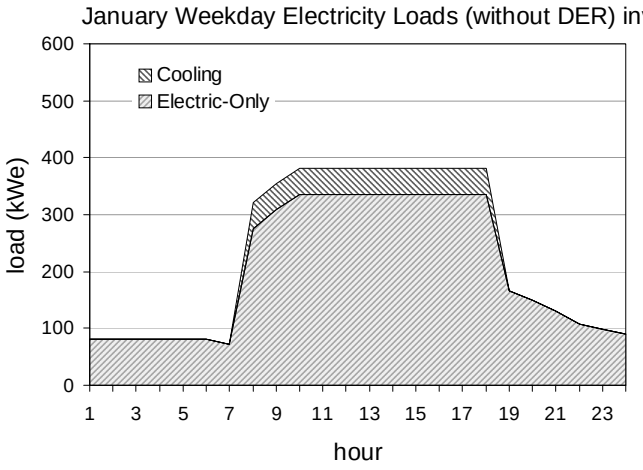


図 4-1-1　オフィスビルの冬季電力負荷

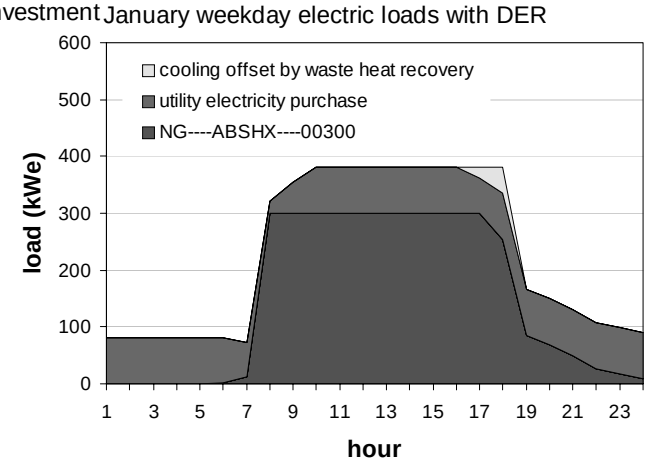


図 4-1-2　CHP 導入による冬季ピーク負荷削減効果

表 4-1-1　オフィスビル CHP 導入の評価結果

ケース	導入容量	導入設備	年間コスト						エネルギーコスト削減率	総コスト削減率	ペイバック年数
			設備投資コスト	買電	ガス		エネルギーコスト	総計コスト			
	(kW)		(k$)	(k$)	DER用 (k$)	ガスのみ (k$)	(k$)	(k$)	(%)	(%)	Y
Do-Nothing	0.0	0.0	0.0	275.3	0.0	42.1	317.4	317.4			
DER	300	NG----------00300	36.4	125.2	112.0	28.8	266.0	302.5	-16.18%	**-4.7%**	**6.1**
DER with CHP	300	NG---ABSHX---00300	58.5	83.8	129.4	6.7	219.9	278.4	-30.72%	**-12.3%**	**4.7**

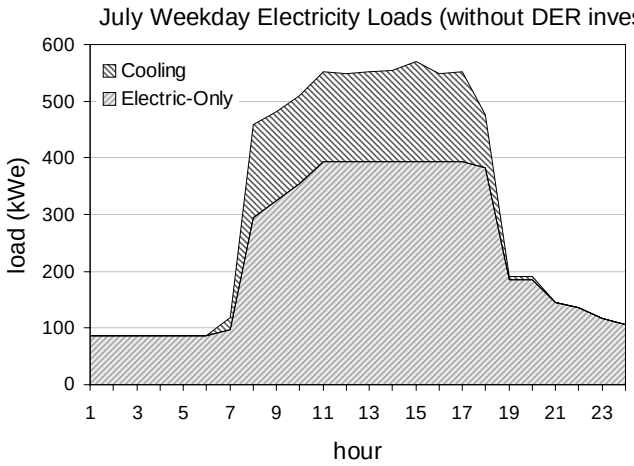


図 4-1-3　オフィスビルの夏季電力負荷

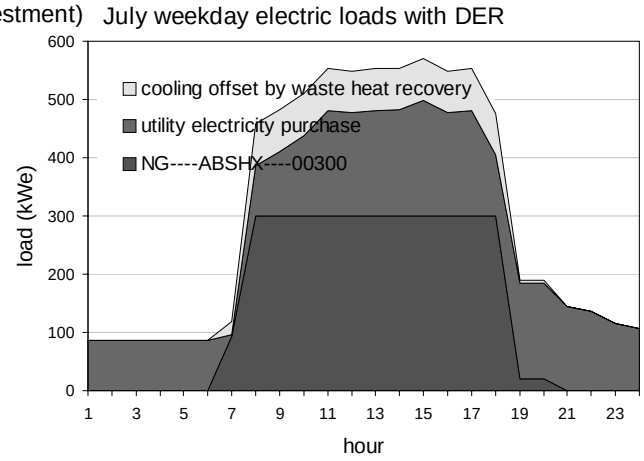


図 4-1-4　CHP 導入による夏季ピーク負荷削減効果

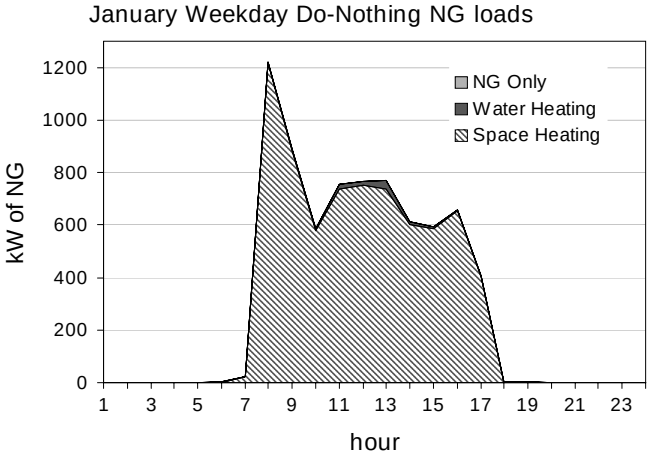


図 4-1-5　オフィスビルの冬季暖房ガス負荷

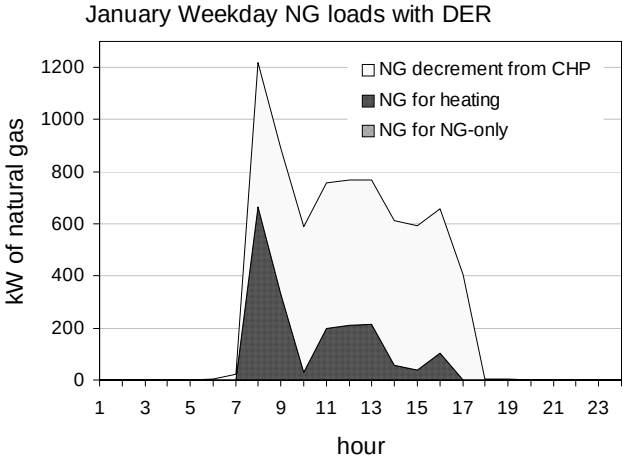


図 4-1-6　CHP 導入による暖房負荷削減効果

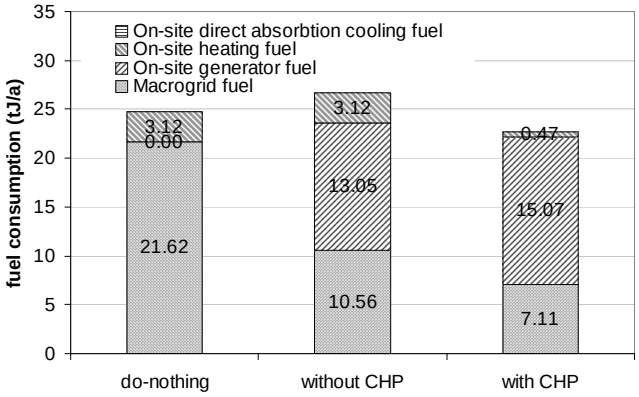


図 4-1-7　省エネルギー性

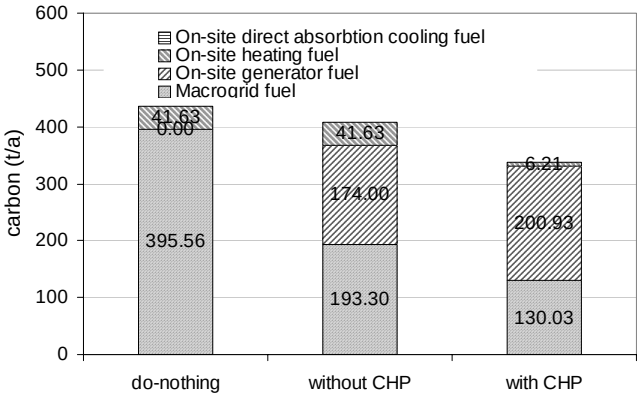


図 4-1-8　　環境性

また、ガス負荷に関しては図 4-1-5、4-1-6 に示す。冬季暖房に使うガスピーク負荷 1220kW のうち 665kW は CHP の排熱により賄うことができる。

さらに、CHP 導入による省エネルギー性及び環境性についても分析した。図 4-1-7、4-1-8 はそれぞれ三つのケースの燃料消費、炭素排出量を示す。その結果は表 4-1-2 にまとめており、全体的に燃料消費は分散型電源で発電だけする場合 8%の燃料消費削減、30%の炭素排出削減することができ、CHP の場合は 8%の燃料と、46%の炭素排出を削減することができる。なお、計算に用いた系統電力の効率は 36.6%、炭素排出は火力発電を基準に CO_2 排出 0.66 kg/kWh、換算して炭素排出 0.18 kg/kWh を用いた。システム効率は表 4-1-3 に示す。何もしない場合系統電力から買電プラスガス使用し、全体効率は 42.1%である。分散型電源発電だけする場合システム効率は 31%、CHP 利用した場合は買電分を含めて全体システムの効率は 63.1%となる。

表 4-1-2　三つケースの燃料消費及び炭素排出

	燃料消費 (TJ/a)	何もしないとの比較%		炭素排出 (t/a)	何もしないとの比較%
何もしない	24.7			437	
分散型電源CHPな	26.7	8%		409	-6.5%
CHP	22.7	-8.2%		338	-22.7%

表 4-1-3　三つのケースのシステムの効率

マクログリッド発電効率	36.6%
ガス燃焼効率	80.0%
何もしないシステム効率	42.08%
分散型電源CHPなしシステム効率	31.00%
CHPありシステム効率	75.0%
CHPありシステム効率(FERCの基準による)	53.0%
全体システム(DER & マクログリッド買電)効率	63.1%

4.2　病院

病院に関しては同様に考察した結果を表 4-2-1 に示す。何もしない場合全体コストは＄332,920 である。分散型電源で発電するだけで廃熱を利用しないケースは選択がなく、つまり経済性がない。一方、廃熱を利用する CHP ケースに関しては冷暖房利用可能なガスエンジン 300kW が選択され、設備投資を含めて、導入前より 21.1%で＄70,310 のコスト削減し、3.4 年で投資回収することができる。また、エネルギーコストだけで見る場合、40%も削減することができた。

図 4-2-1、4-2-2 は CHP がどのように電力負荷を賄うのかを示す。冬季 1 月昼間の電力負荷 270kW のうち、CHP の発電よりすべて賄われ、買電は行われなかった。夏季の場合は図 4-2-3、4-2-4 に示す。ピークの 10 時ごろ 311kW の一般電力のうち、300kW は CHP により賄っており、161kW の冷房負荷のうち 44kW は排熱利用した冷房により賄うことができる。系統電力からの買電は 128kW 以下に抑えることができた。

また、冬季のガス負荷に関しては図 4-2-5、4-2-6 に示す。冬季暖房に使うガスピーク負荷 1252kW のうち 438kW は CHP の排熱により賄うことができる。

さらに、CHP 導入による省エネルギー性及び環境性についても分析した。図 4-2-7,4-2-8 それぞれ三つのケースの燃料消費、表は炭素排出量を示す。その結果は表 4-2-2 にまとめており、全体的に燃料消費は CHP 導入の場合は 16.6%の燃料と、32.4%の炭素排出を削減することができる。

システム効率は表 4-2-3 に示す。何もしない場合系統電力から買電プラスガス使用し、全体効率は 49.5%である。CHP 利用した場合は CHP システムは 74.1%であり、買電分を含めて全体システムの効率は 72.2%となる。

表 4-2-1　病院における CHP 導入の評価結果

ケース	導入容量	導入設備	年間コスト						エネルギーコスト削減率	総コスト削減率	ペイバック年数
			設備投資コスト	買電	ガス		エネルギーコスト	総計コスト			
	(kW)		(k$)	(k$)	DER用 (k$)	ガスのみ (k$)	(k$)	(k$)	(%)	(%)	Y
Do-Nothing	0.0	0.0	0.0	229.9	0.0	103.0668906	332.9	332.9197			
DER	0	0.0	0.0	229.9	0.0	103.0668906	332.9	332.9197	0.00%	**0.0%**	
DER with CHP	300	NG----ABSHX----00300	62.9	18.6	163.0	18.0479074	199.7	262.6102	-40.01%	**-21.1%**	**3.4**

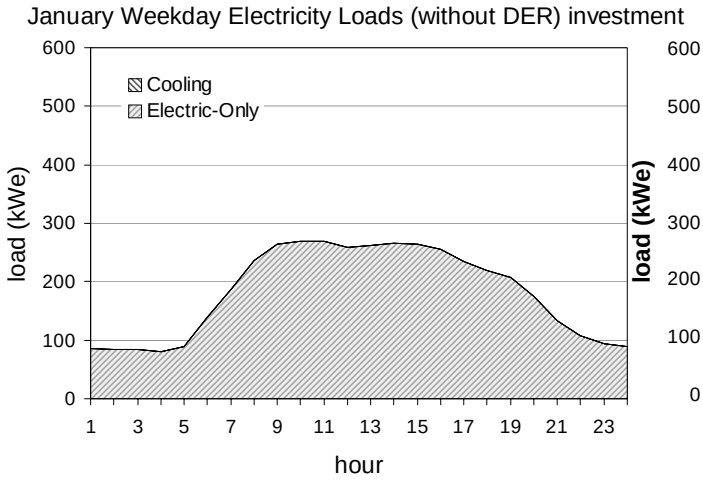


図 4-2-1　病院の冬季電力負荷

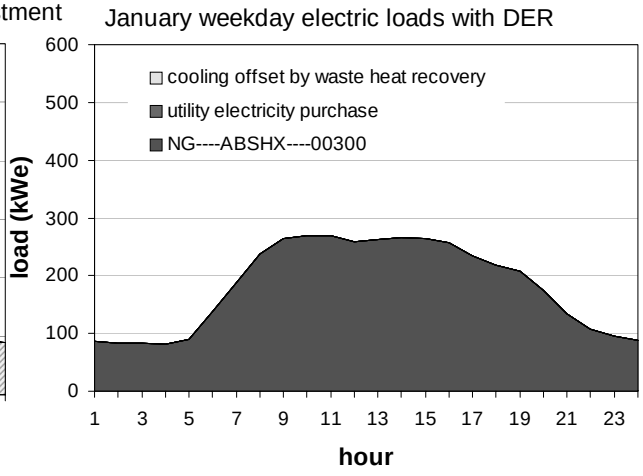


図 4-2-2　CHP 導入による冬季ピーク負荷削減効果

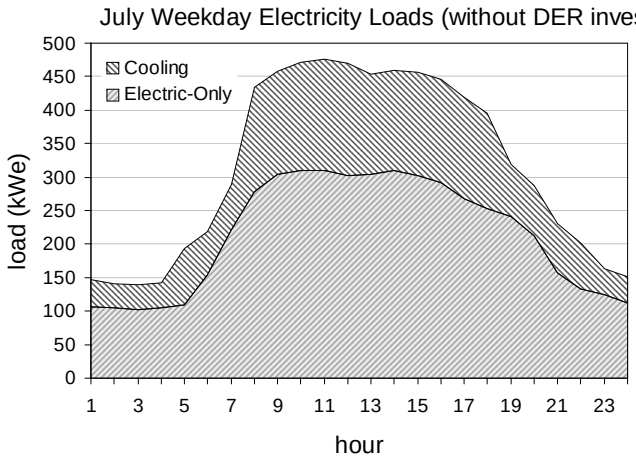


図 4-2-3　病院の夏季電力負荷

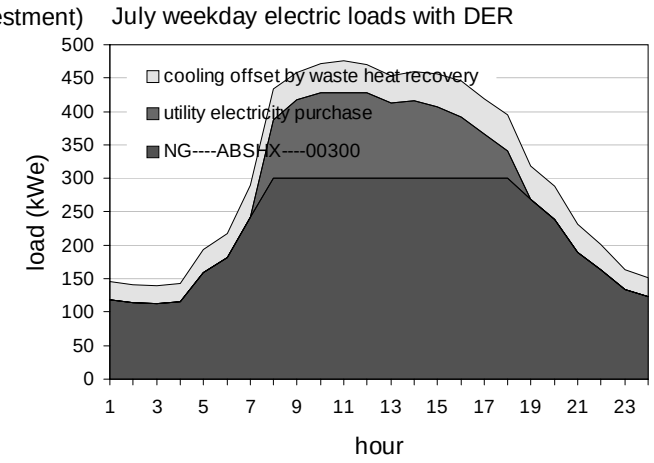


図 4-2-4　CHP 導入による夏季ピーク負荷削減効果

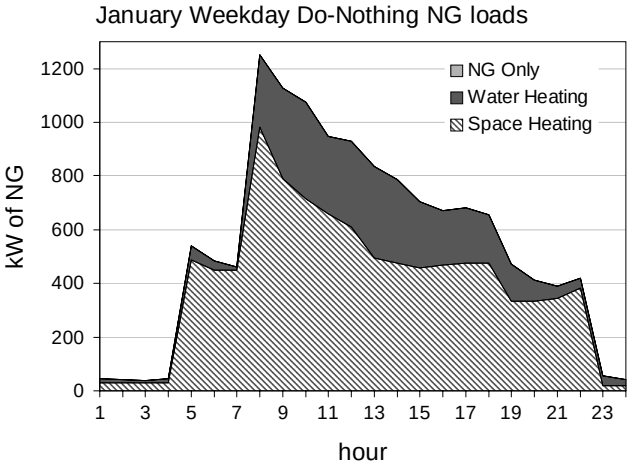


図 4-2-5　病院の冬季暖房ガス負荷

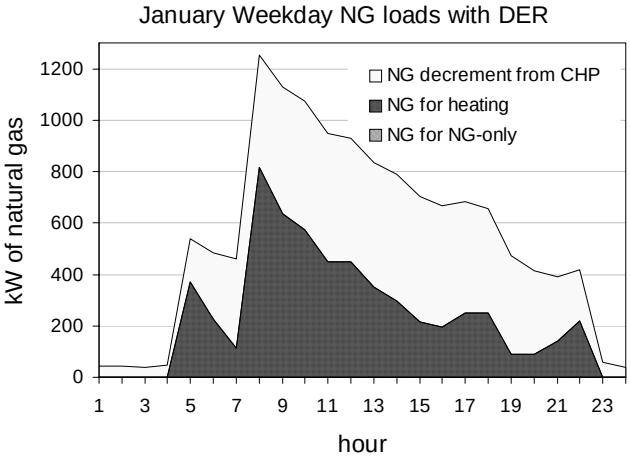


図 4-2-6　CHP 導入による暖房負荷削減効果

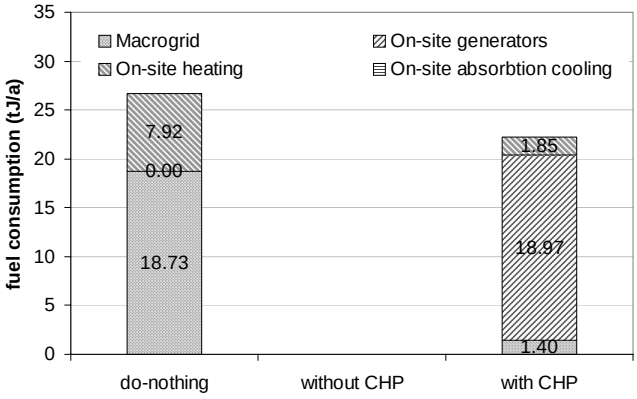


図 4-2-7　省エネルギー性

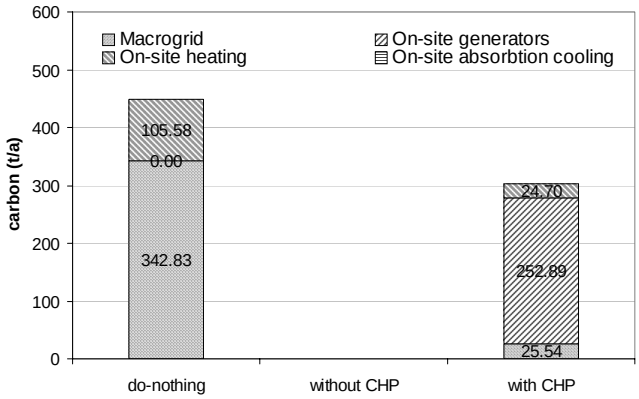


図 4-2-8　　環境性

表 4-2-2　三つケースの燃料消費及び炭素排出

	燃料消費 (TJ/a)	% 何もしないとの比較	炭素排出 (t/a)	% 何もしないとの比較
何もしない	26.7		448	
分散型電源CHPなし				
CHP	22.2	-16.6%	303	-32.4%

表 4-2-3　三つのケースのシステムの効率

マクログリッド発電効率	36.6%
ガス燃焼効率	80.0%
何もしないシステム効率	49.49%
分散型電源CHPなしシステム効率	
CHPありシステム効率	74.1%
CHPありシステム効率(FERCの基準による)	52.5%
全体システム(DER & マクログリッド買電)効率	72.2%

4.3　ホテル

ホテルに関しては同様に考察した結果を表 4-3-1 に示す。何もしない場合全体コストは＄374,580 である。分散型電源で発電するだけの場合 30kW のガスエンジンを選択しており、買電が減った分燃料として使うガスの消費が多くなったが、年間エネルギーコストが 10%削減でき、設備投資（メンテナンスを含む）を入れて全体コストも 9%で＄33,470 削減することができた。1 年未満でペイバックすることができる。

一方、廃熱を利用する CHP ケースに関しては冷暖房利用可能なガスエンジン 300kW が選択され、設備投資を含めて、導入前より 21.6%で＄84,760 の年間コストを削減し、3 年で投資回収することができる。また、エネルギーコストだけで見る場合、40.3%も削減することができた。

図 4-3-1、4-3-2 はホテルにおける CHP による電力負荷削減効果を示す。冬季 1 月のピーク電力負荷は 12 時の 278kW、すべて CHP の発電より賄われ、買電は行われなかった。夏季の場合は図 4-3-3、4-3-4 に示す。ピークの 14 時ごろ 321kW の一般電力のうち、300kW は CHP により賄っており、174kW の冷房負荷のうち 72kW は排熱利用した冷房により賄うことができる。系統電力からの買電は 123kW 以下に抑えることができた。

また、冬季のガス負荷に関しては図 4-3-5、4-3-6 に示す。冬季暖房に使うガスピーク負荷 719kW のうち 480kW は CHP の排熱により賄うことができる。

さらに、CHP 導入による省エネルギー性及び環境性についても分析した。図 4-3-7,4-3-8 は三つのケースの燃料消費、炭素排出量を示し、表 4-3-2 はその結果をまとめている。発電だけ行う場合はいずれの削減が見られないが、CHP 導入の場合は 18.7%の燃料と、34.3%の炭素排出を削減することができる。

システム効率は表 4-3-3 に示す。何もしない場合系統電力から買電プラスガス使用し、全体効率は 48.3%である。発電だけの分散型電源は 27.5%、CHP の場合は CHP システム自体の効率は 78%であり、FEDC の基準による比較でも 54.5%があり、買電分を含めて全体システムの効率は 75%となる。

表 4-3-1　ホテルにおける CHP 導入の評価結果

ケース	導入容量	導入設備	年間コスト						エネルギーコスト削減率	総コスト削減率	ペイバック年数
			設備投資コスト	買電	ガス		エネルギーコスト	総計コスト			
	(kW)		(k$)	(k$)	DER用 (k$)	ガスのみ (k$)	(k$)	(k$)	(%)	(%)	Y
Do-Nothing	0	0	0	268.92	0.00	105.67	374.58	374.58			
DER	30	NG----------00030	3.54	260.77	4.19	72.51	337.47	341.01	-9.9%	**-9.0%**	**0.8**
DER with CHP	300	NG---ABSHX----00300	66.30	24.94	189.05	9.53	223.52	289.82	-40.3%	**-22.6%**	**3.0**

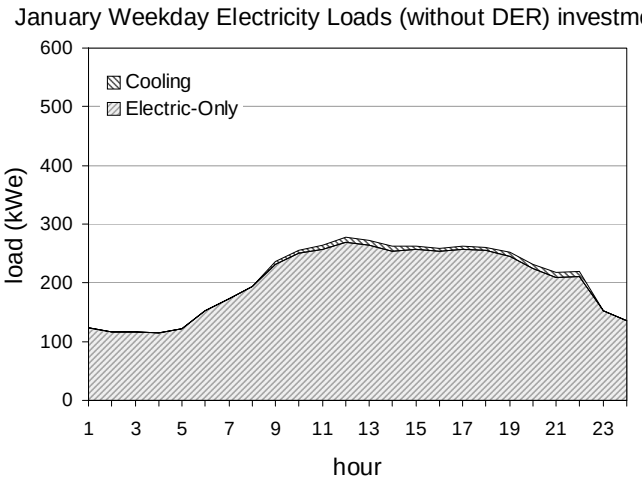


図 4-3-1　ホテルの冬季電力負荷

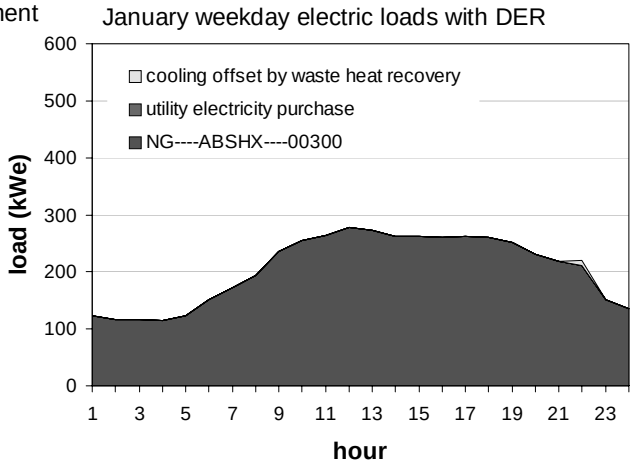


図 4-3-2　CHP 導入による冬季ピーク負荷削減効果

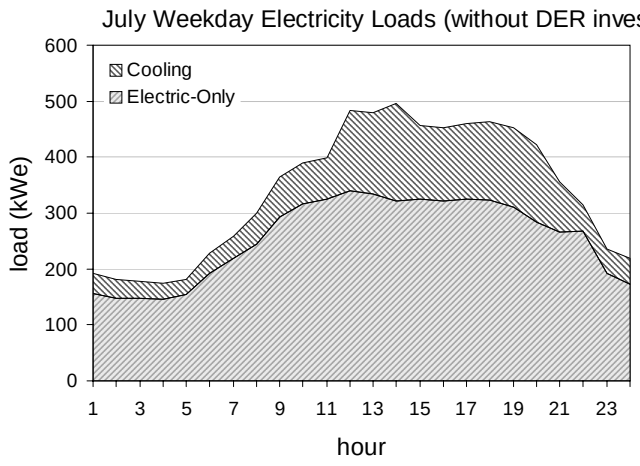


図 4-3-3　ホテルの夏季電力負荷

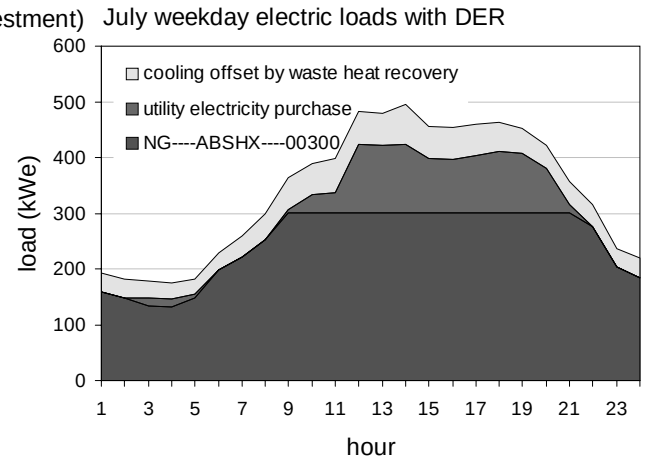


図 4-3-4　CHP 導入による夏季ピーク負荷削減効果

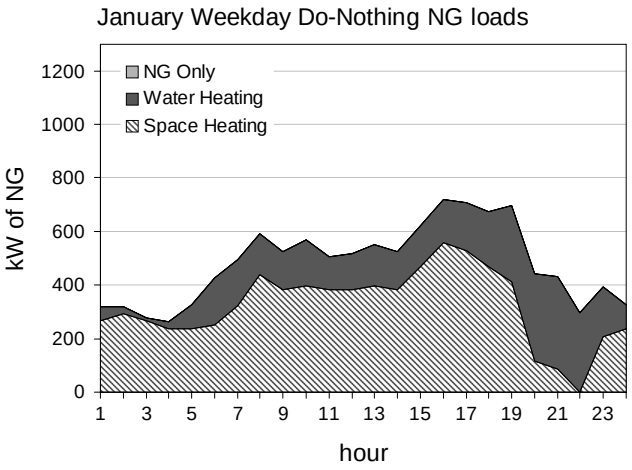


図 4-3-5　ホテルの冬季暖房ガス負荷

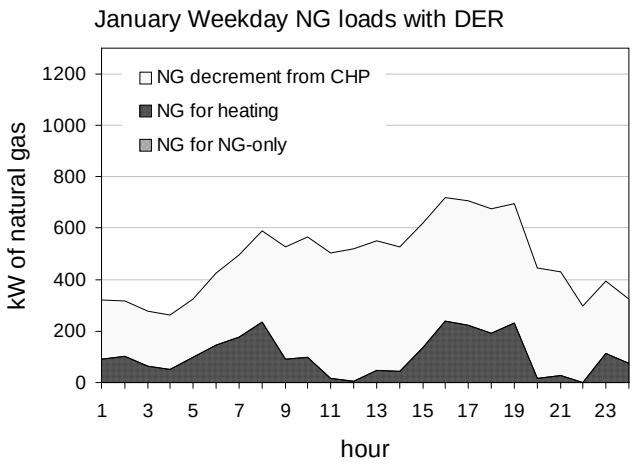


図 4-3-6　CHP 導入による暖房負荷削減効果

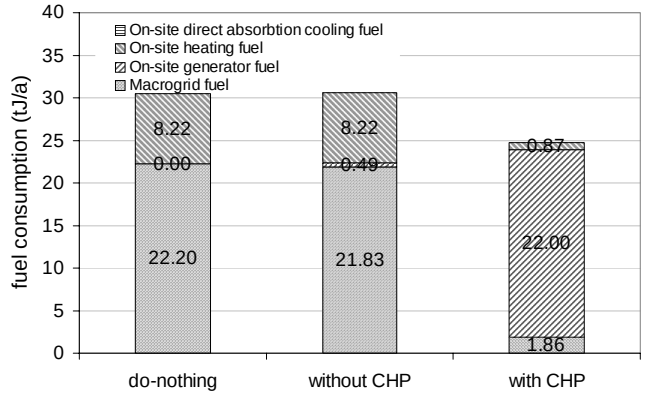


図 4-3-7　省エネルギー性

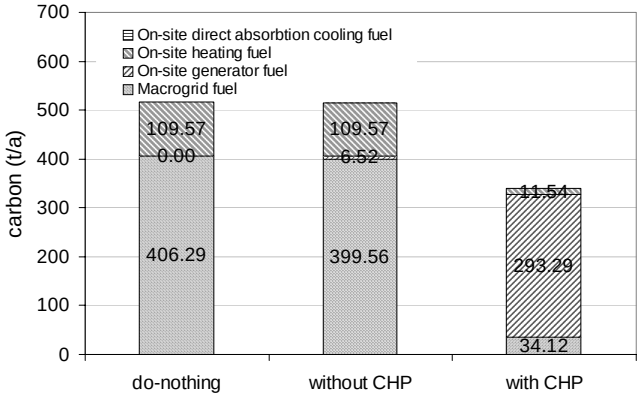


図 4-3-8　　環境性

表 4-3-2　三つケースの燃料消費及び炭素排出

	燃料消費 (TJ/a)	何もしないとの比較	炭素排出 (t/a)	何もしないとの比較
何もしない	30.4		516	
分散型電源CHPなし	30.5	0%	516	0.0%
CHP	24.7	-18.7%	339	-34.3%

表 4-3-3　三つのケースのシステムの効率

マクログリッド発電効率	36.6%
ガス燃焼効率	80.0%
何もしないシステム効率	48.32%
分散型電源CHPなしシステム効率	27.52%
CHPありシステム効率	78.0%
CHPありシステム効率(FERCの基準による)	54.5%
全体システム(DER & マクログリッド買電)効率	75.0%

4.4　店舗

店舗に関しては同様に考察した結果を表 4-4-1 に示す。何もしない場合全体コストは＄386,590 である。分散型電源で発電するだけの場合 1000kW のガスエンジンを選択しており、年間エネルギーコストが 32%削減でき、設備投資（メンテナンスを含む）を入れて全体コストも 8.6%で＄33,410 削減することができた。6 年未満でペイバックすることができる。

一方、廃熱を利用する CHP ケースに関しては冷暖房利用可能なガスエンジン 1000kW が選択され、設備投資を含めて、導入前より 11.4%で＄44,000 の年間コストを削減し、約 7 年で投資回収することができる。また、エネルギーコストだけで見る場合、44.2%も削減することができた。

図 4-4-1、4-4-2 は店舗における CHP による電力負荷削減効果を示す。冬季一月のピーク電力負荷は 14 時の 471kW、すべて CHP の発電より賄われ、買電は行われなかった。夏季の場合は図 4-4-3、4-4-4 に示す。ピークの 14 時ごろ 639kW の一般電力プラス冷房電力 253kW のうち、排熱利用した冷房は 118kW を賄い、残りの 774kW は発電により賄うことができる。系統電力からの買電はなかった。

また、冬季のガス負荷に関しては図 4-4-5、4-4-6 に示す。冬季暖房に使うガスのピーク負荷は 9 時、920kW のうち 380kW は CHP の排熱により賄うことができる。また、335kW から 591 kW の間に変動する暖房昼間はほとんど CHP によって満たされた。

さらに、CHP 導入による省エネルギー性及び環境性についても分析した。図 4-4-7,4-4-8 は三つのケースの燃料消費、炭素排出量を示し、表 4-4-2 はその結果をまとめている。発電だけ行う場合は 7%の燃料と、19.9%の炭素排出を削減でき、CHP 導入の場合は 12.5%の燃料と、34.4%の炭素排出を削減することができる。

システム効率は表 4-4-3 に示す。何もしない場合系統電力から買電プラスガス使用し、全体効率は 41.2%である。発電だけの分散型電源は 34%、CHP の場合は CHP システム自体の効率は 69.4%であり、FEDC の基準による比較でも 51.7%があり、買電分を含めて全体システムの効率は 69.4%となる。

表 4-4-1　店舗における CHP 導入の評価結果

ケース	導入容量	導入設備	年間コスト						エネルギーコスト削減率	総コスト削減率	ペイバック年数
			設備投資コスト	買電	ガス		エネルギーコスト	総計コスト			
	(kW)		(k$)	(k$)	DER用 (k$)	ガスのみ (k$)	(k$)	(k$)	(%)	(%)	Y
Do-Nothing	0.0	0.0	0.00	347.14	0.00	39.45	386.59	386.59			
DER	1000	NG-------01000	90.30	0.00	235.26	27.62	262.87	353.18	-32.00%	**-8.6%**	**5.8**
DER with CHP	1000	NG---ABSHX---01000	126.87	0.00	212.30	3.42	215.72	342.59	-44.20%	**-11.4%**	**6.8**

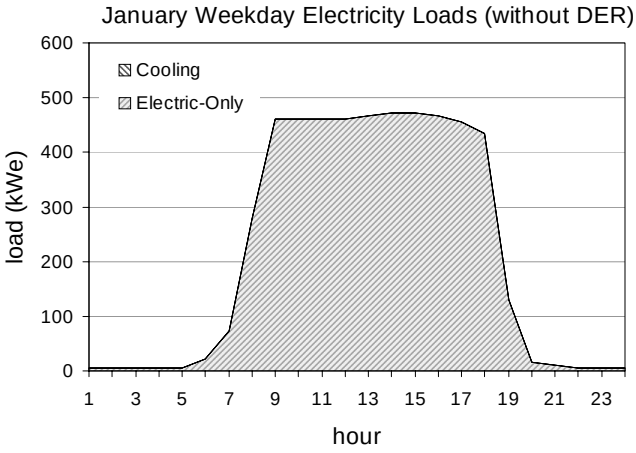


図 4-4-1　店舗の冬季電力負荷

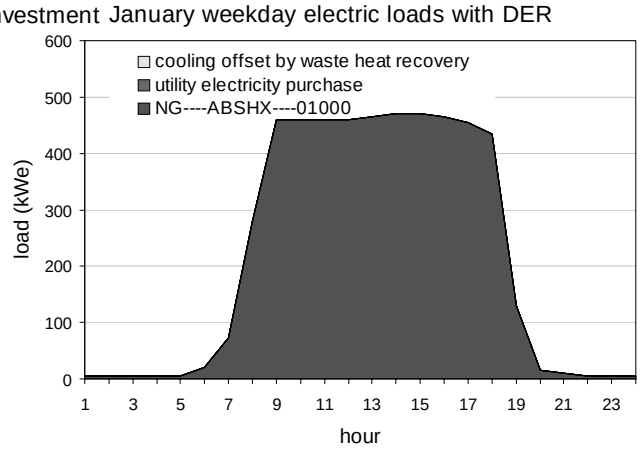


図 4-4-2　CHP 導入による冬季ピーク負荷削減効果

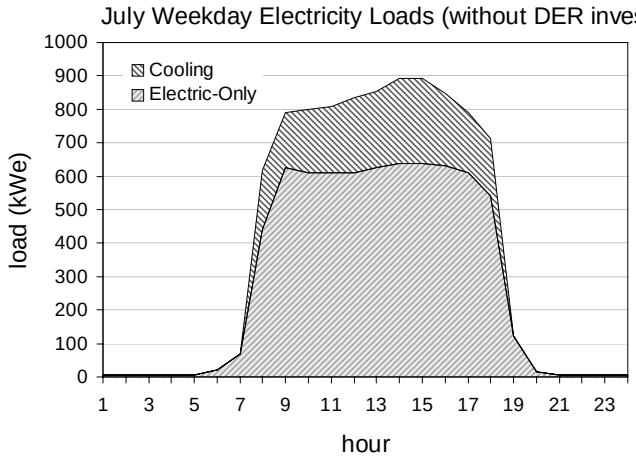


図 4-4-3　店舗の夏季電力負荷

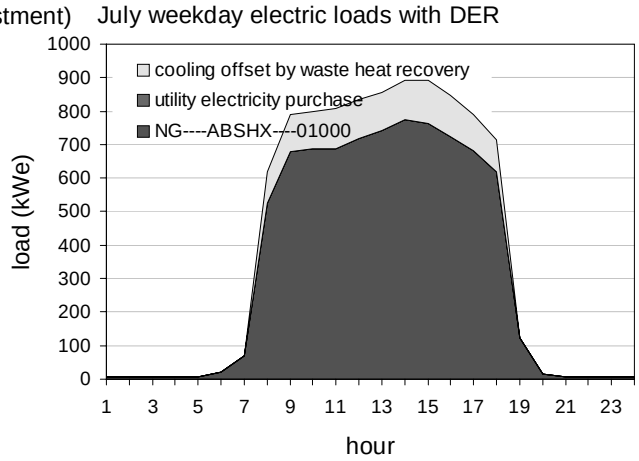


図 4-4-5　CHP 導入による夏季ピーク負荷削減効果

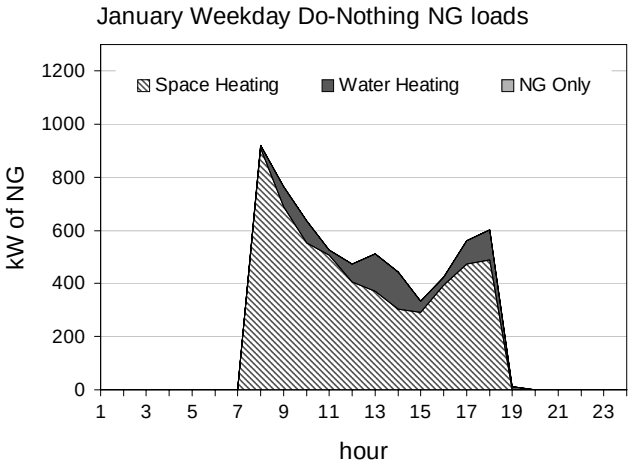


図 4-4-6　店舗の冬季暖房ガス負荷

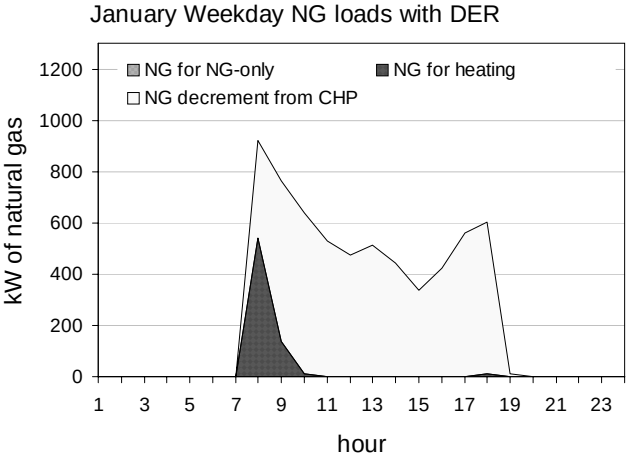


図 4-4-7　CHP 導入による暖房負荷削減効果

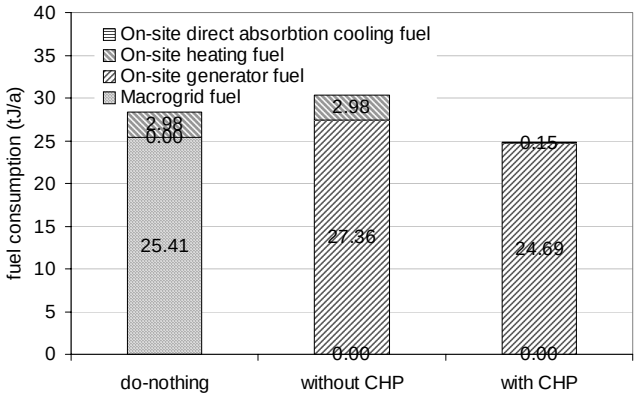


図 4-4-8　省エネルギー性

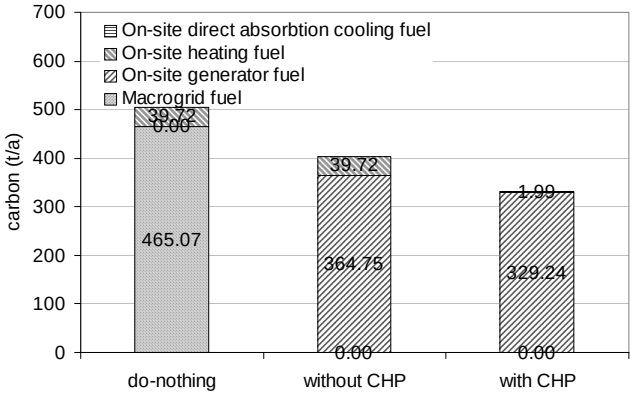


図 4-4-9　　環境性

表 4-4-2　店舗における三つケースの燃料消費及び炭素排出

	燃料消費 (TJ/a)	% 何もしないとの比較	炭素排出 (t/a)	% 何もしないとの比較
何もしない	28.4		505	
分散型電源CHPなし	30.3	-7%	404	-19.9%
CHP	24.8	-12.5%	331	-34.4%

表 4-4-3　三つのケースのシステムの効率

マクログリッド発電効率	36.6%
ガス燃焼効率	80.0%
何もしないシステム効率	41.15%
分散型電源CHPなしシステム効率	34.00%
CHPありシステム効率	69.4%
CHPありシステム効率(FERCの基準による)	51.7%
全体システム(DER & マクログリッド買電)効率	69.4%

4.5　スポーツ施設

スポーツ施設に関しては同様に考察した結果を表 4-5-1 に示す。何もしない場合全体コストは＄998,140 である。分散型電源で発電するだけの場合 30kW のガスエンジンを選択しており、年間エネルギーコストが 20.89％削減でき、設備投資（メンテナンスを含む）を入れて全体コストも 20.6％で＄205,200 削減することができた。3 ヶ月未満でペイバックすることができる。

一方、廃熱を利用する CHP ケースに関しては暖房だけ利用可能なガスエンジン 300kW2 機が選択され、設備投資を含めて、導入前より 32.5％で＄324,300 の年間コストを削減し、約 3 年半で投資回収することができる。また、エネルギーコストだけで見る場合、42.5％も削減することができた。

図 4-5-1、4-5-2 はスポーツ施設における CHP による電力負荷削減効果を示す。冬季一月のピーク電力負荷は 500kW、すべて CHP の発電より賄われ、買電は行われなかった。夏季の場合は図 4-5-3、4-5-4 に示す。ピークの 20 時ごろ 594kW 電力負荷、すべて発電で賄うことができた。

また、冬季のガス負荷に関しては図 4-5-5、4-5-6 に示す。冬季暖房に使うガスのピーク負荷は 21 時、4020kW のうち 860kW は CHP の排熱により賄うことができる。

さらに、CHP 導入による省エネルギー性及び環境性についても分析した。図 4-5-7、4-5-8 は三つのケースの燃料消費、炭素排出量を示し、表 4-5-2 はその結果をまとめている。発電だけ行う場合は導入規模が小さいため、ほとんどさがなかった。CHP 導入の場合は 16.4%の燃料と、26.3%の炭素排出を削減することができる。

システム効率は表 4-5-3 に示す。何もしない場合系統電力から買電プラスガス使用し、全体効率は 64.1％である。発電だけの分散型電源は 27.5％、CHP の場合は CHP システム自体の効率は 73.6％であり、FEDC の基準による比較でも 52.3％があり、買電分を含めて全体システムの効率は 76％となる。

表 4-5-1　スポーツ施設における CHP 導入の評価結果

ケース	導入容量	導入設備	年間コスト						エネルギーコスト削減率	総コスト削減率	ペイバック年数
			設備投資コスト	買電	ガス		エネルギーコスト	総計コスト			
	(kW)		(k$)	(k$)	DER用 (k$)	ガスのみ (k$)	(k$)	(k$)	(%)	(%)	Y
Do-Nothing	0.0	0.0	0	359.79	0.00	638.36	998.14	998.14			
DER	30	NG----------00030	3.33	352.60	3.02	434.00	789.62	792.95	-20.9%	**-20.6%**	**0.2**
DER with CHP	600	NG------HX---00300 2unit	99.76	2.61	294.34	277.14	574.09	673.85	-42.5%	**-32.5%**	**3.3**

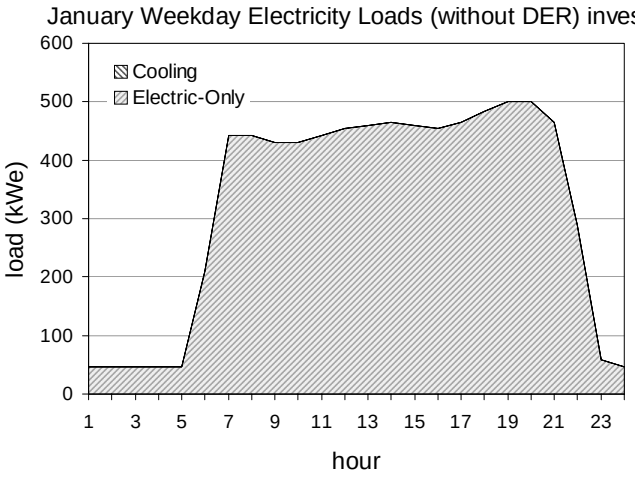


図 4-5-1　スポーツ施設の冬季電力負荷

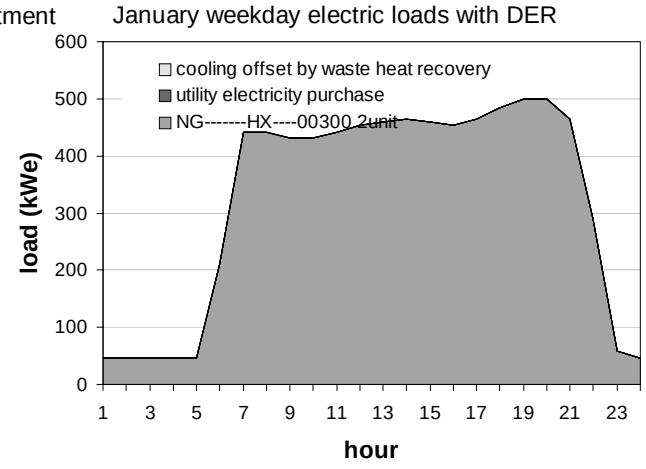


図 4-5-2　CHP 導入による冬季ピーク負荷削減効果

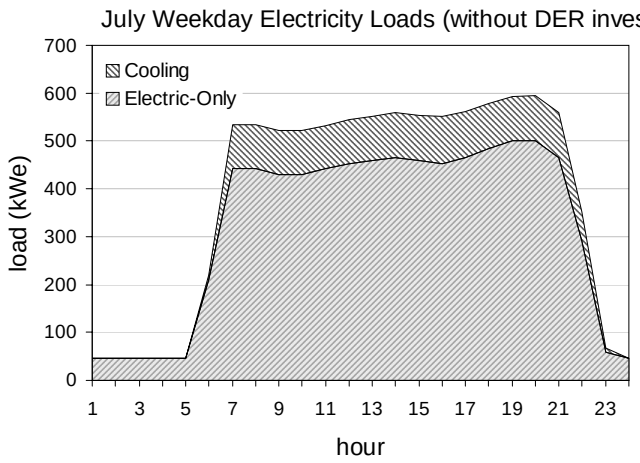


図 4-5-3　スポーツ施設の夏季電力負荷

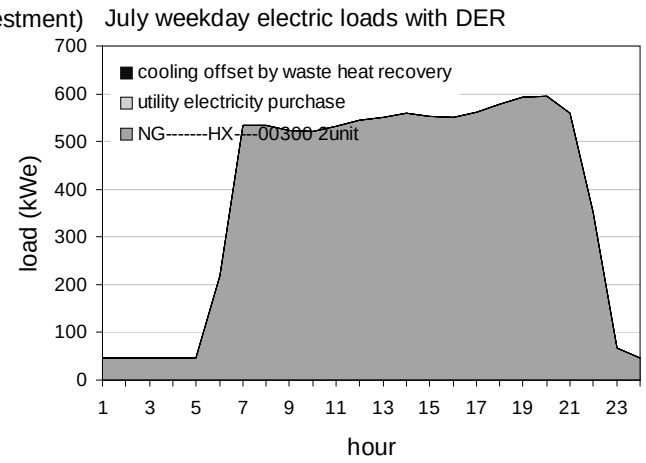


図 4-5-4　CHP 導入による夏季ピーク負荷削減効果

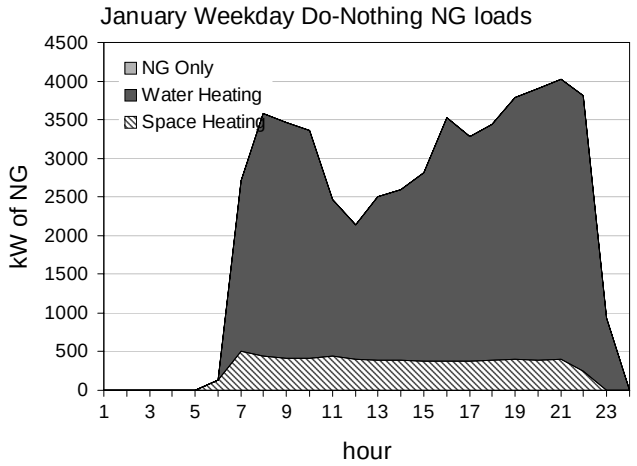


図 4-5-5　スポーツ施設の冬季暖房ガス負荷

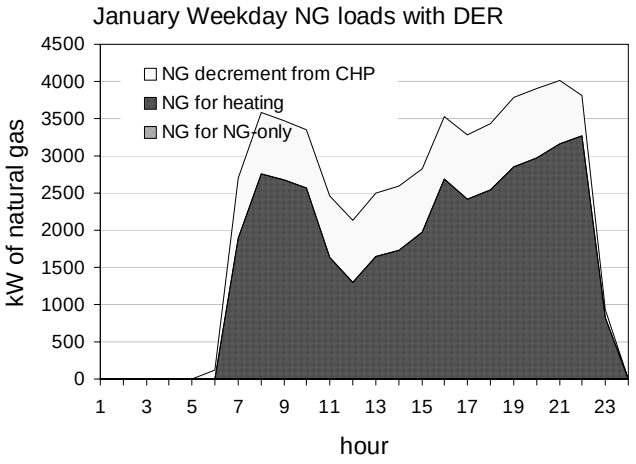


図 4-5-6　CHP 導入による暖房負荷削減効果

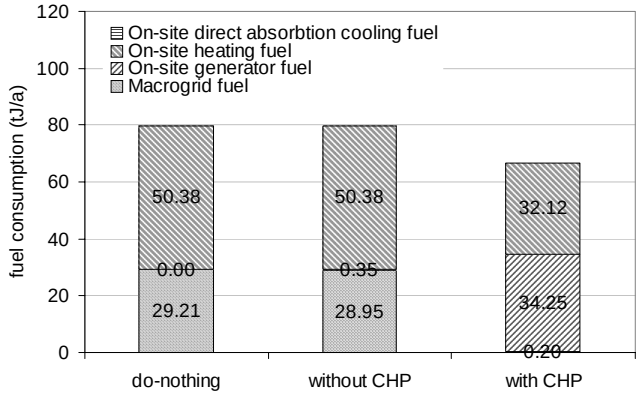


図 4-5-7　省エネルギー性

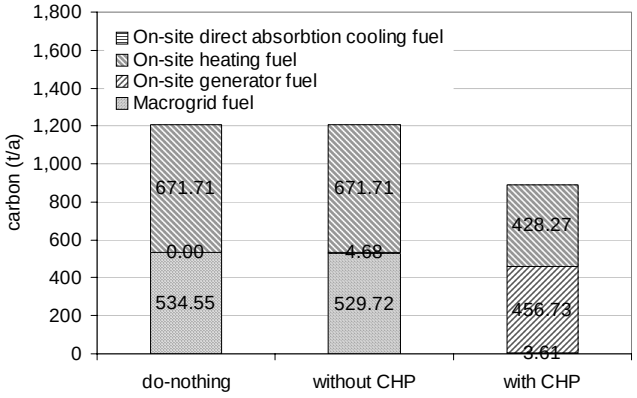


図 4-5-8　　環境性

表 4-5-2　スポーツ施設における三つケースの燃料消費及び炭素排出

	燃料消費 (TJ/a)	% 何もしないとの比較	CO2排出 (t/a)	% 何もしないとの比較
何もしない	79.6		1206	
分散型電源CHPなし	79.7	0%	1206	0.0%
CHP	66.6	-16.4%	889	-26.3%

表 4-5-3　三つのケースのシステムの効率

マクログリッド発電効率	36.6%
ガス燃焼効率	80.0%
何もしないシステム効率	64.1%
分散型電源CHPなしシステム効率	27.5%
CHPありシステム効率	73.6%
CHPありシステム効率(FERCの基準による)	52.3%
全体システム(DER & マクログリッド買電)効率	76.6%

4.6　小結

図 4-6-1 は建物別の冬季と夏季における CHP によるピーク負荷削減効果を示す。冬季はスポーツ施設のガスピーク負荷が最も大きく、続いて病院とオフィスがあげられる。夏季の電力負荷は商業施設がもっとも大きく、次はスポーツ施設となる。一方、分散型電源及び CHP によるピーク負荷削減に関しては、冬季はスポーツ施設の削減量が大きく、約 900kWh を賄うことができ、次はオフィッス約 550 kWh を削減することができる。夏季は商業施設は発電及び廃熱利用によりずべての電力ピーク負荷をまかなうことでき、もっとも削減量が大きい。スポーツ施設以外の建物はすべて廃熱で冷房することにより効果が見られた。

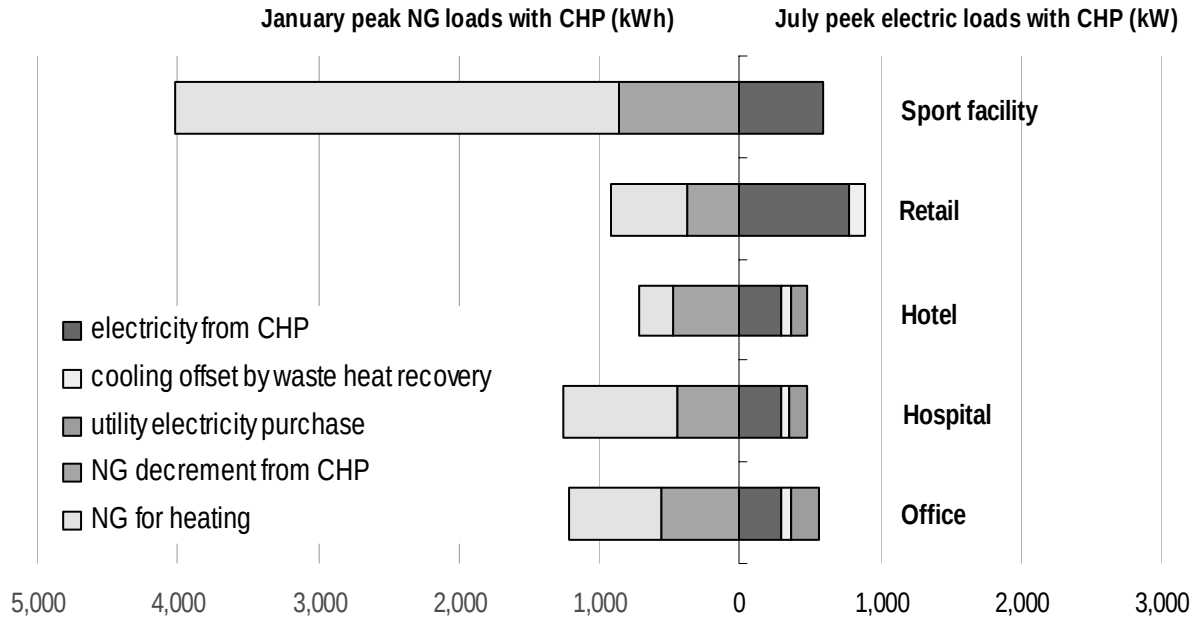


図 4-6-1　CHP による建物別ピーク負荷削減効果

図 4-6-2 は建物別の炭素削減効果を示す。いずれの建物も CHP 導入により炭素排出削減効果が見られ、そのうち病院はもっとも削減量が大きく、61.4%の削減ができる。続いてホテルと商業施設もいずれ約 34%の削減量が期待される。

図 4-6-3 は建物別 CHP の経済効果を示す。このようにスポーツ施設によるコスト削減が 32%と最も多く、続いてホテルと病院はそれぞれ 23%と 21%となる。ペイバック年数に関してはホテルは一番短く、続いてスポーツ施設と病院になる。

以上に示されたように、10,000m^2の建物に関して考察した結果、いずれも分散型電源と CHP 導入の効果が見られたが、特に病院とホテル、それからスポーツ施設も効果の大きいことが指摘される。一方オフィスに関してはほかの建物ほど効果は大きくないが、CHP 導入のメリットが十分あるといえよう。

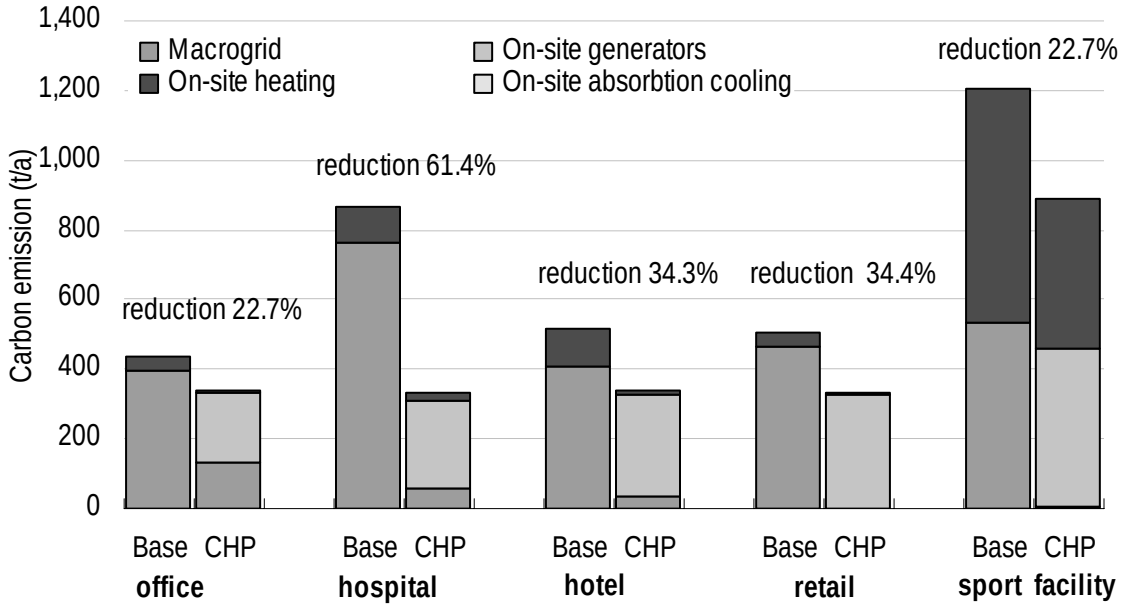


図 4-6-2　建物別における CHP 導入による環境負荷削減効果

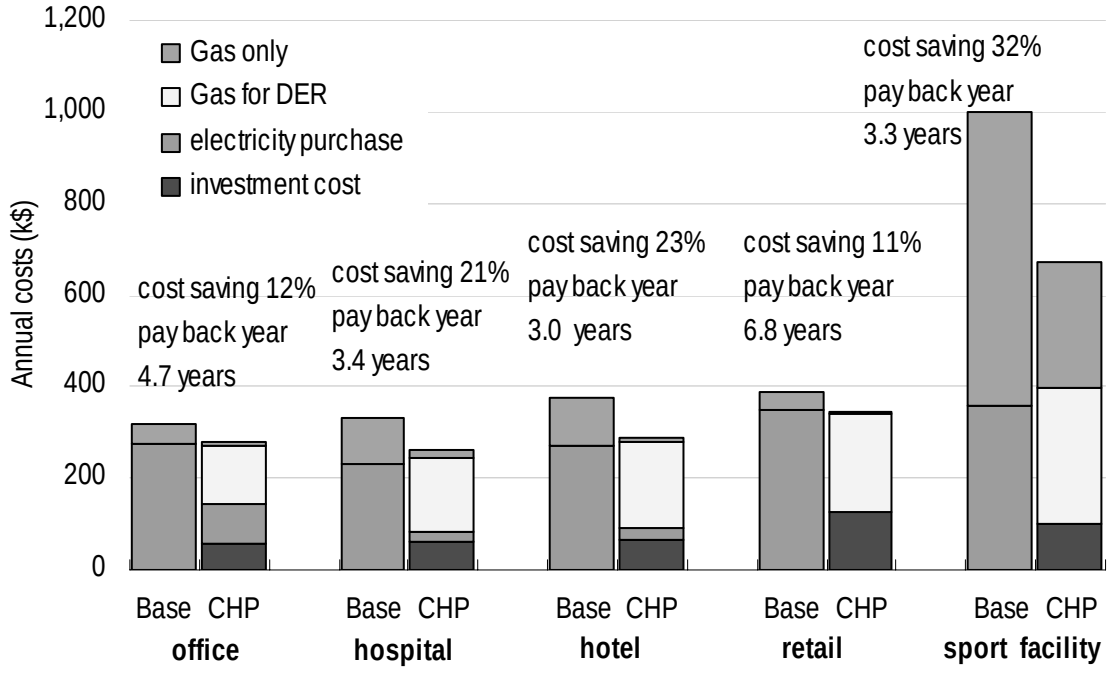


図 4-6-3　建物別に見る CHP 導入の経済効果

5.　5,000 ㎡の建物における考察結果

以上は 10,000 ㎡の建物について考察を行ったが、日本においては中小規模の建物も多く、それについても考察する必要があると考えられ、表 5-1 から 5-5 は考察の結果を示す。

各用途の建物において、ホテルを除いて分散型電源で発電をするだけの導入が選択されなかった。オフィスビルについては冷暖房利用可能なガスエンジン 100kW が選択され、設備投資を含めて、導入前より 7%の年間コストが削減され、約 6 年で投資回収することができる。また、エネルギーコストだけで見る場合、22.1%も削減することができた。病院については暖房利用だけのガスエンジン 100kW が選択され、導入前より 18.2%の年間コストが削減され、約 2.7 年で投資回収することができる。また、エネルギーコストも 30.4%も削減することができた。ホテルについては冷暖房利用可能なガスエンジン 300kW が選択され、導入前より 9.3%の年間コストが削減され、約 6.3 年で投資回収することができる。また、エネルギーコストも 38.1%を削減することができた。店舗については冷暖房利用可能なガスエンジン 100kW 及び 30kW の暖房利用だけのガスエンジン 30kW 計 130kW が選択され、導入前より 18.3%の年間コストが削減され、約 3.3 年で投資回収することができる。また、エネルギーコストも 37.1%を削減することができた。スポーツ施設は暖房利用だけのガスエンジン 300kW が選択され、導入前より 32.3%の年間コストが削減され、約 1.6 年で投資回収することができる。また、エネルギーコストは 42.3%を削減することができた。

また、図 5-1、5-2 に示すように、10,000 ㎡の建物に比べると導入容量が小さくなっているものの、中規模の建物についても CHP の導入は十分な経済性が期待される。その中で特にスポーツ施設における CHP のポテンシャルが高く、つづいてホテルも高い。

図 5-3、5-4 及び表 5-6 はそれぞれの省エネルギー性及び環境性を示す。オフィスの場合 CHP 導入によって 6.5%の燃料と、15.2%の炭素排出を削減することができる。病院は 14.1%の燃料と 21.6%の炭素排出、ホテルは 18.2%の燃料と 30.9%の炭素排出、店舗は 6.3%の燃料と 28.5%の炭素排出、スポーツ施設は 16.4%の燃料と 26.3%の炭素排出を削減することができる。特にスポーツ施設についてその効果が著しく、続いてホテルである。

このように、5,000 ㎡の建物については CHP 導入による経済的なメリット及び省エネルギー性と環境負荷低減の効果が十分あると言える。

表 5-1　5000 ㎡オフィスの CHP 導入結果

ケース	導入容量	導入設備	年間コスト						エネルギーコスト削減率	総コスト削減率	ペイバック年数
			設備投資コスト	買電	ガス		エネルギーコスト	総計コスト			
	(kW)		(k$)	(k$)	DER用 (k$)	ガスのみ (k$)	(k$)	(k$)	(%)	(%)	Y
Do-Nothing	0.0	0.0	0.0	137.63	0.00	21.07	158.69	158.69			
DER with CHP	100	NG - - - ABSHX- - - - 00100	23.96	76.22	40.96	6.39	123.57	147.54	-22.1%	**-7.0%**	**6.0**

表 5-2　5000 ㎡病院の CHP 導入結果

ケース	導入容量	導入設備	年間コスト						エネルギーコスト削減率	総コスト削減率	ペイバック年数
			設備投資コスト	買電	ガス		エネルギーコスト	総計コスト			
	(kW)		(k$)	(k$)	DER用 (k$)	ガスのみ (k$)	(k$)	(k$)	(%)	(%)	Y
Do-Nothing	0.0	0.0	0.00	114.93	0.00	51.53	166.46	166.46			
DER with CHP	100	NG - - - - - - HX- - - - 00100	20.35	55.59	49.15	11.07	115.82	136.17	-30.4%	**-18.2%**	**2.7**

表 5-3　5000 ㎡ホテルの CHP 導入結果

ケース	導入容量	導入設備	年間コスト						エネルギーコスト削減率	総コスト削減率	ペイバック年数
			設備投資コスト	買電	ガス		エネルギーコスト	総計コスト			
	(kW)		(k$)	(k$)	DER用 (k$)	ガスのみ (k$)	(k$)	(k$)	(%)	(%)	Y
Do-Nothing	0.0	0.0	0.0	173.6	0.0	19.72	193.29	193.29			
DER	300	NG - - - - - - - - - - - - 00300	35.4	32.3	104.1	14.88	151.28	186.64	-21.7%	**-3.4%**	**5.6**
DER with CHP	300	NG - - - ABSHX- - - - 00300	55.7	9.0	107.4	3.28	119.73	175.40	-38.1%	**-9.3%**	**6.3**

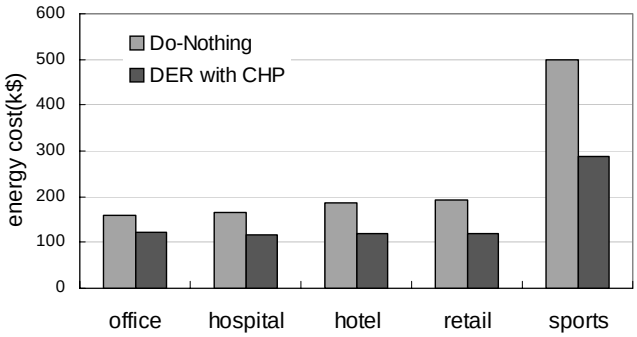
表 5-4　5000 ㎡店舗の CHP 導入結果

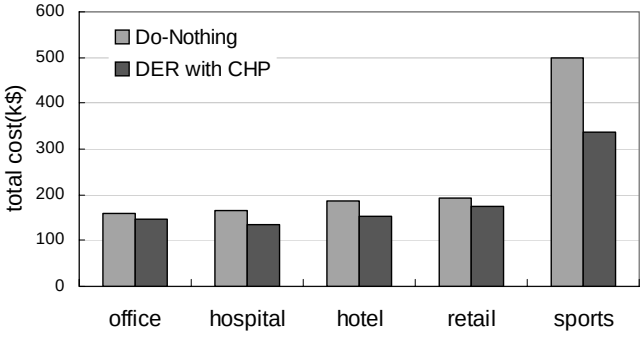
ケース	導入容量	導入設備	年間コスト						エネルギーコスト削減率	総コスト削減率	ペイバック年数
			設備投資コスト	買電	ガス		エネルギーコスト	総計コスト			
	(kW)		(k$)	(k$)	DER用 (k$)	ガスのみ (k$)	(k$)	(k$)	(%)	(%)	Y
Do-Nothing	0.0	0.0	0.00	134.46	0.00	52.83	187.29	187.29			
DER with CHP	130	NG - - - - - - HX- - - - 00030 NG - - - ABSHX- - - - 00100	35.17	30.03	83.50	4.32	117.86	153.03	-37.1%	**-18.3%**	**3.3**

表 5-5　5000 ㎡スポーツ施設の CHP 導入結果

ケース	導入容量	導入設備	年間コスト						エネルギーコスト削減率	総コスト削減率	ペイバック年数
			設備投資コスト	買電	ガス		エネルギーコスト	総計コスト			
	(kW)		(k$)	(k$)	DER用 (k$)	ガスのみ (k$)	(k$)	(k$)	(%)	(%)	Y
Do-Nothing	0.0	0.0	0.00	179.89	0.00	319.18	499.07	499.07			
DER with CHP	300	NG - - - - - - HX- - - - 00300	49.88	1.30	147.17	139.65	288.12	338.00	-42.3%	**-32.3%**	**1.6**

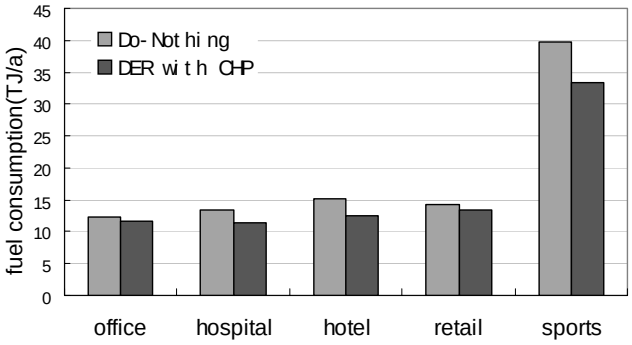
図 5-1　各建物における年間エネルギーコストの





削減　　図 5-2　各建物における年間総コストの削減

図 5-3　各建物における省エネルギー性



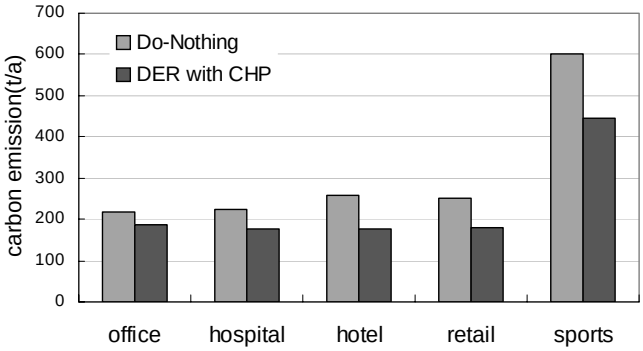


図 5-4　各建物における環境性

表 5-6　燃料消費及び炭素排出の削減率

		fuel comsumption(TJ/a)	reduction from Do-Nothing	carbon emission(t/a)	reduction from Do-Nothing
office	Do-Nothing	12.37		218.60	
	DER with CHP	11.56	-6.5%	185.39	-15.2%
hospital	Do-Nothing	13.33		224.20	
	DER with CHP	11.45	-14.1%	175.82	-21.6%
hotel	Do-Nothing	15.21		257.93	
	DER with CHP	12.44	-18.2%	178.12	-30.9%
retail	Do-Nothing	14.20		252.39	
	DER with CHP	13.30	-6.3%	180.56	-28.5%
sports	Do-Nothing	39.79		603.13	
	DER with CHP	33.29	-16.4%	444.31	-26.3%

6.　1.5 倍導入費用における考察結果

4 章と 5 章における考察はすべて助成金を適応された場合に基づいており、本章では助成金がなく、つまりアメリカにおける導入コストの 1.5 倍になった場合の考察を行った。なお、建物規模は 10000 ㎡とする。

その結果を表 6-1 から 6-5 及び図 6-1,6-2 は経済性における考察の結果を示す。

各用途の建物において、いずれ分散型電源で発電をするだけの導入が選択されなかった。オフィスビルについては冷暖房利用可能なガスエンジン 300kW が選択され、設備投資を含めて、導入前より 6.7%の年間コストが削減され、約 7 年で投資回収することができる。また、エネルギーコストだけで見る場合、30.7%も削減することができた。病院については暖房利用だけのガスエンジン 300kW が選択され、導入前より 16.4%の年間コストが削減され、約 4.5 年で投資回収することができる。また、エネルギーコストも 35.2%も削減することができた。ホテルについては冷暖房利用可能なガスエンジン 300kW が選択され、導入前より 17.9%の年間コストが削減され、約 4.5 年で投資回収することができる。また、エネルギーコストも 40.3%を削減することができた。店舗については冷暖房利用可能なガスエンジン 300kW が選択され、導入前より 6.3%の年間コストが削減され、約 4.5 年で投資回収することができる。また、エネルギーコストも 25.6%を削減することができた。スポーツ施設は暖房利用だけのガスエンジン 75kW1 台、100kW1 台及び 300kW の計 475kW が選択され、導入前より 30%の年間コストが削減され、約 2.1 年で投資回収することができる。また、エネルギーコストは 41.4%を削減することができた。

図 6-3、6-4 と表 6-6 はそれぞれの省エネルギー性及び環境性を示す。オフィスの場合 CHP 導入によって 8.2%の燃料と、22.7%の炭素排出を削減することができる。病院は 13.7%の燃料と 25.7%の炭素排出、ホテルは 18.7%の燃料と 34.3%の炭素排出、店舗は 7.6%の燃料と 18.9%の炭素排出、スポーツ施設は 16.2 の燃料と 25.3%の炭素排出を削減することができる。特にスポーツ施設についてその効果が著しく、続いてホテルである。

このように、補助金がない場合でも各種用途別建物については CHP 導入による経済的なメリット及び省エネルギー性と環境負荷低減の効果が十分あると言える。

また、補助金があり、コストが削減された場合と比較して、同じ建物でも CHP 導入の規模が小さくなり、各効果は小さくなったと認められ、つまり、言い換えれば分散型電源のコストはその導入規模に影響しており、コストの削減により、より多くの導入及び効果があるといえよう。

表 6-1　オフィスにおける CHP コスト 1.5 倍の導入結果

ケース	導入容量	導入設備	年間コスト						エネルギーコスト削減率	総コスト削減率	ペイバック年数
			設備投資コスト	買電	ガス		エネルギーコスト	総計コスト			
	(kW)		(k$)	(k$)	DER用 (k$)	ガスのみ (k$)	(k$)	(k$)	(%)	(%)	Y
Do-Nothing	0.0	0.0	0.0	275.25	0.00	42.14	317.39	317.39			
DER with CHP	300	NG - - - ABSHX- - - - 00300	76.18	83.80	129.42	6.66	219.89	296.06	-30.7%	**-6.7%**	**7.0**

表 6-2　病院における CHP コスト 1.5 倍の導入結果

ケース	導入容量	導入設備	年間コスト						エネルギーコスト削減率	総コスト削減率	ペイバック年数
			設備投資コスト	買電	ガス		エネルギーコスト	総計コスト			
	(kW)		(k$)	(k$)	DER用 (k$)	ガスのみ (k$)	(k$)	(k$)	(%)	(%)	Y
Do-Nothing	0.0	0.0	0.00	229.85	0.00	103.07	332.92	332.92			
DER with CHP	300	NG - - - - - - HX- - - - 00300	62.38	62.12	135.85	17.92	215.89	278.27	-35.2%	**-16.4%**	**4.5**

表 6-3　ホテルにおける CHP コスト 1.5 倍の導入結果

ケース	導入容量	導入設備	年間コスト						エネルギーコスト削減率	総コスト削減率	ペイバック年数
			設備投資コスト	買電	ガス		エネルギーコスト	総計コスト			
	(kW)		(k$)	(k$)	DER用 (k$)	ガスのみ (k$)	(k$)	(k$)	(%)	(%)	Y
Do-Nothing	0.0	0.0	0.00	268.92	0.00	105.67	374.58	374.58			
DER with CHP	300	NG - - - ABSHX- - - - 00300	83.93	24.94	189.05	9.53	223.52	307.45	-40.3%	**-17.9%**	**4.5**

表 6-4　店舗における CHP コスト 1.5 倍の導入結果

ケース	導入容量	導入設備	年間コスト						エネルギーコスト削減率	総コスト削減率	ペイバック年数
			設備投資コスト	買電	ガス		エネルギーコスト	総計コスト			
	(kW)		(k$)	(k$)	DER用 (k$)	ガスのみ (k$)	(k$)	(k$)	(%)	(%)	Y
Do-Nothing	0.0	0.0	0.00	268.92	0.00	105.67	374.58	374.58			
DER with CHP	300	NG - - - ABSHX- - - - 00300	83.93	24.94	189.05	9.53	223.52	307.45	-40.3%	**-17.9%**	**4.5**

表 6-5　スポーツ施設における CHP コスト 1.5 倍の導入結果

ケース	導入容量	導入設備	年間コスト						エネルギーコスト削減率	総コスト削減率	ペイバック年数
			設備投資コスト	買電	ガス		エネルギーコスト	総計コスト			
	(kW)		(k$)	(k$)	DER用 (k$)	ガスのみ (k$)	(k$)	(k$)	(%)	(%)	Y
Do-Nothing	0.0	0.0	0.00	359.79	0.00	638.36	998.14	998.14			
DER with CHP	475	NG - HX- - 00075 NG - HX- - 00100 NG - HX- - 00300	114.20	29.81	277.13	277.97	584.91	699.10	-41.4%	**-30.0%**	**2.1**

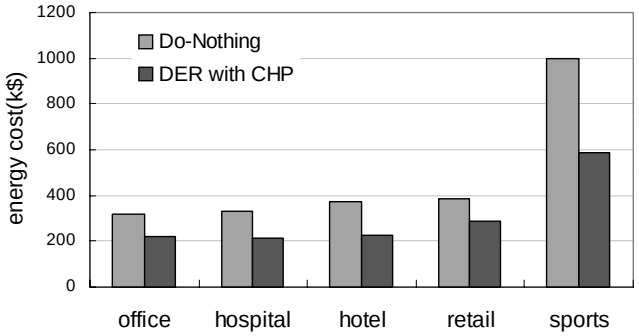


図 6-1　各建物における年間エネルギーコストの削減

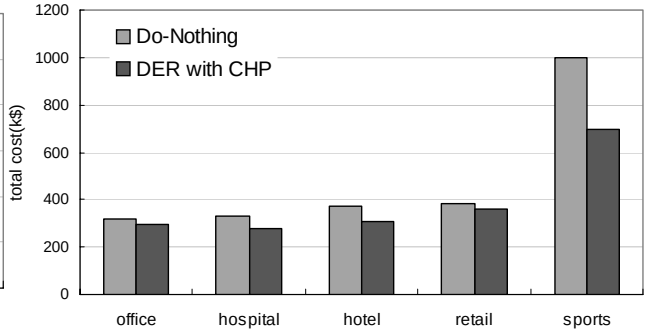


図 6-2　各建物における年間総コストの削減

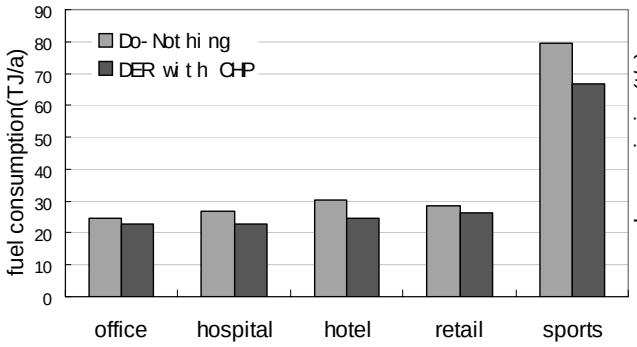


図 6-3　各建物における省エネルギー性

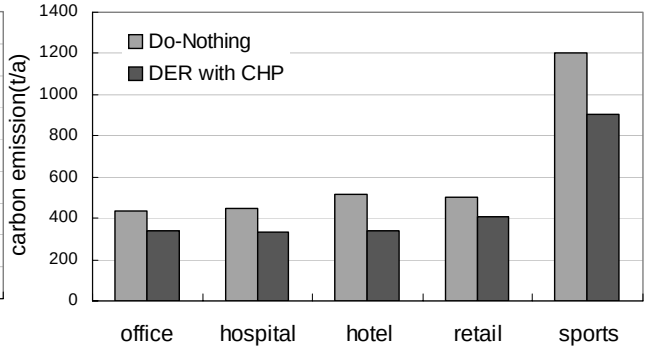


図 6-4　各建物における環境性

表 6-6　燃料消費及び炭素排出の削減率

		fuel comsumption(TJ/a)	reduction from Do-Nothing	carbon emission(t/a)	reduction from Do-Nothing
office	Do-Nothing	24.74		437.19	
	DER with CHP	22.71	-8.2%	338.14	-22.7%
hospital	Do-Nothing	26.65		448.41	
	DER with CHP	23.01	-13.7%	333.23	-25.7%
hotel	Do-Nothing	30.42		515.86	
	DER with CHP	24.73	-18.7%	338.94	-34.3%
retail	Do-Nothing	28.39		504.78	
	DER with CHP	26.24	-7.6%	409.15	-18.9%
sports	Do-Nothing	79.59		1206.26	
	DER with CHP	66.73	-16.2%	900.92	-25.3%

7. 総括

以上、本研究は DER－CAM プログラムを用いて日本における各種建物のコージェネレーションのポテンシャルについて考察を行い、その結果を以下にまとめることができた。

第 1 章では、研究の背景と目的について述べた。

第 2 章では、アメリカにおけるマイクログリッドのコンセプト、その背景及び構造を明らかにし、現在の進行状況について記述した。また CHP を評価するための関連する研究の現状について把握し、DER―CAM プログラムの特徴を明記した。

第 3 章では、DER-CAM の構造を説明し、入力するために必要な項目について説明を行った。その中で、建物のエネルギー消費について DOE-2 を用いてシミュレーションし、その結果を現在日本で使用されている負荷と比較したあと、エネルギー消費の現状を明らかにした。また、日米両国における電気、ガス料金システムについて比較検討し、業務用電力料金は両者は大きな差がなく、一方、業務用ガス料金については日本のほうがアメリカよりかなり高いことがわかる。さらに、分散型電源の技術情報についても比較した。日本のコージェネレーション導入費用は小規模のものはアメリカより 2 倍も高いが、規模が大きくなるにつれ、その差が近づき、逆に日本の方が安いことが伺える。同様に、分散型電源導入にかかわる投資利率及び助成金などの政策についても比較考察を行った。その結果、日本ではほぼ 1/3 の公的助成金が適応され、一方、アメリカでは一定な基準がなく、各助成団体が決まった金額内で分配する形になるが 2 割から 9 割までとばらつき、平均は 3 割以上もらえるのが現状である。

第 4 章は DER-CAM を用いて 10000 ㎡のオフィスビル、病院、ホテル、店舗、スポーツ施設についてそれぞれのコストを最適化した分散型電源の選択を行い、その経済性、省エネルギー性と環境性について考察した。その結果、いずれも CHP の導入により経済的効果がみられ、コスト最適化した場合、燃料消費の削減及び炭素排出抑制の効果が十分あることを確認した。特にスポーツ施設における CHP 導入は顕著なメリットがみられ、次に病院とホテルもポテンシャルが高い。一方で従来対象とされていなかったオフィスビルでも CHP 導入ポテンシャルがあることが分かった。また、病院とスポーツ施設については排熱を利用して暖房をするほうが有効的であり、その他の建物は吸収式冷凍機と併用して冷暖房利用するほうが有効的であると考えられる。

第 5 章では中規模の建物について第 4 章同様に CHP 導入のポテンシャルを考察した。5000 ㎡のそれぞれ用途別の建物について考察した結果、10000 ㎡の建物より CHP 導入規模が小さくなり、ペーバック年数が長くなったが、いずれも経済性と省エネ・低環境負荷性が認められた。

第 6 章ではコージェネレーションの導入時補助金がない場合のポテンシャルについて、第 4 章と 5 章同様に考察した。その結果、補助金がない場合でもある場合同じような所見が得られた。また、分散型電源のコストはその導入規模及びメリットに影響しており、コストの削減により、より多くの導入及び効果があると考えられる。

以上を所見を総括し、まとめとする。

謝辞

本研究は日本九州産業技術センターの人材育成助成を受け、行った研究成果である。つきまして感謝いたします。研究におきましては、資料提供をしていただいた大阪ガス白木一成、東京ガス坂倉淳の方々に感謝いたします。

また、米国エネルギー省とカリフォルニアエネルギー委員会に研究用のツールなどをご提供頂きました。研究に当たり、LBNL の研究者 Jennifer L. Edwards, Owen Bailey, Afzal Sissiqui, Michael Stadler, and Kristina Hamachi Lacommare, 及び Peter Chan に適切なアドバイスや情報提供して頂き、ここで深く感謝いたします。

さらに、建物の負荷シミュレーションのためにモデルを提供頂き、指導もいただいたビルグループの Joe Huang 氏にも深く感謝いたします。

参考文献

1） 山口容平ら：CGS による廃熱供給ネットワークの研究・その 2、第 22 回エネルギー・資源学会研究発表会講演論文集、pp123-128 , 2003

2） Yohei Yamaguchi:Development of District Energy System Simulation Model Based On Detailed Energy Demand Model、Eighth International IBPSA Conference、Eindhoven,Netherlands、pp1443-1450、2003

3） 奥田英信、笠木伸英ら：P15-07 マイクロガスタービンの性能試験に基づく CHP システムの導入評価、日本機会学会、No.02-7、第８回動力・エネルギー技術シンポジウム講演論文集、pp 43-46、2002

4）柏木孝夫監修、日本工業出版、2002

5）西田勝ら：1995 年-1997 年科学研究費補助金研究成果報告書、pp 78-p81、1997 年

6）アメリカエネルギー省：建物エネルギー消費シミュレーションプログラム DOE-2 計算手引き

7）松尾陽らほか 4 人：空調設備の動的熱負荷計算入門、日本建築設備士協会、1980

8）長井達夫：躯体の熱容量を利用した動的最適化空調運転がエネルギー消費特性に及ぼす影響について、日本建築学会計画系論文集、第 540 号、pp 45-52、2001

9）民生業務部門における温室効果ガス排出量の推計、ホームページ　http://www.env.go.jp/earth/report/h12-03/4-4-2-1.pdf

10）出典：CPUC Self-Generation Incentive Program July-December 2001 Status Report, http://www.cpuc.ca.gov/published/report/13690.htm 及び San Diego Regional Energy Office, San Diego SELFGEN Program Frequently Asked Questions, http://www.sdenergy.org/docs/SELFGEN_FAQs.p