

レシプロエンジン発電設備の特性を踏まえた
最適設備計画・運用計画に関する研究
Study on optimal equipment and operation planning
based on the characteristics of
reciprocating engine power generators

2022.03

東京農工大学大学院
生物システム応用科学府
生物システム応用科学専攻
秋澤研究室

山野 修平

目次

第1章 序論	1
1.1 研究背景	1
1.2 研究目的	1
第2章 対象設備・システム	3
2.1 高速型・中速型エンジン発電設備	3
2.2 コージェネレーションシステム	4
2.2.1 地域冷暖房システム	5
2.2.2 地域冷暖房システムにおけるガスエンジンコージェネレーションシステム	6
参考文献	8
第3章 ガスエンジンコージェネの故障を考慮した設備最適化	10
3.1 緒論	10
3.2 コージェネレーション運用における設備信頼性のモデル化	11
3.2.1 故障率	11
3.2.2 平均故障間隔時間	12
3.2.3 ガスエンジンのアベイラビリティ	12
3.3 コージェネレーション運用のモデル化	13
3.3.1 モデル化の特徴	13
3.3.2 対象とする地域冷暖房システム	14
3.3.3 目的関数	16
3.3.4 制約条件	18
3.3.5 故障・修理のモデル化	19
3.3.6 パラメータの設定	21
3.4 シミュレーション結果	23
3.4.1 対象とする地域冷暖房システム需要想定	23
3.4.2 コストに対する影響	26
3.4.3 機器構成に対する影響	27
3.4.4 ペナルティが及ぼす影響	31
3.4.5 故障を考慮しない構成での故障時の評価	33
3.5 結論	35

参考文献	36
Nomenclature	38
第4章 中速/高速ガスエンジンコージェネのメンテナンスを考慮した設備最適化	40
4.1 緒論	40
4.1.1 コージェネレーションシステム経済性評価の課題	40
4.1.2 メンテナンスプロセスに主眼を置いたシステムの最適化	40
4.1.3 シミュレーション手法	42
4.2 地域冷暖房システムにおけるガスエンジンコージェネレーションシステム運用	43
4.2.1 従来のガスエンジン運用・評価手法と新たな手法の提案	43
4.2.2 中速機および高速機の特徴	43
4.3 コージェネレーション運用のモデル化	44
4.3.1 モデル化の特徴	44
4.3.2 目的関数	46
4.3.3 制約条件	46
4.3.4 ガスエンジンメンテナンスプロセスのモデル化	46
4.3.5 パラメータの設定	49
4.4 シミュレーション結果	50
4.4.1 地域冷暖房システムの需要および設備の想定	50
4.4.2 ケース設定	53
4.4.3 ガスエンジン運転時間と稼働率	53
4.4.4 運用コストの比較	64
4.4.5 時系列コスト変化	65
4.4.6 最適化による暖房・給湯・冷房機器の設備容量	66
4.5 結論	68
参考文献	71
Nomenclature	72
第5章 中速/高速ディーゼル発電設備の負荷分担の最適化	74
5.1 緒論	74
5.1.1 マイクログリッド発電システムの課題	74

5.1.2	マイクログリッドのコスト最小化	75
5.1.3	マイクログリッドのレジリエンス強化	76
5.2	マイクログリッドにおける発電設備運用	77
5.2.1	想定するマイクログリッド	77
5.2.2	従来の発電設備運用の考え方	77
5.2.3	新たな発電設備運用手法の提案	78
5.2.4	中速機および高速機の特徴	78
5.3	発電設備運用の最適化モデル	80
5.3.1	モデル化の特徴	80
5.3.2	目的関数	80
5.3.3	制約条件	82
5.3.4	従来の負荷分担手法のモデル化	82
5.3.5	最適負荷分担手法のモデル化	83
5.3.6	パラメータの設定	85
5.4	シミュレーション結果	86
5.4.1	マイクログリッドの電力負荷想定	86
5.4.2	ケース設定	87
5.4.3	中速機のみの評価結果	88
5.4.4	高速機を連系した運用の評価結果	90
5.4.5	高速機追加の効果	98
5.5	結論	100
	参考文献	102
	Nomenclature	104
第6章	結論	105
6.1	まとめ	105
6.2	今後の展望	107

謝辞

第1章 序論

1.1 研究背景

地球温暖化対策により再生可能エネルギーの導入が進められているが、これらはまだ設備コストや安定性の面で課題が多く、一般に広く普及するには至っていない。現在主流の化石燃料を使用する発電設備としては大きくタービンとレシプロエンジンがあり、レシプロエンジン発電設備はタービン型ほどの巨大容量機は存在しないが、発電設備単体での発電効率が高く、ガスタービンでは生じる起動停止の回数によるメンテナンススケジュールへの影響が生じないなどの利点がある。

レシプロエンジンの中でも、ガスエンジンは排気ガスに SO_x を含まず、希薄燃焼技術による低 NO_x 化などから都心部での導入も容易であり、ミラーサイクルなどの技術によって発電効率が大きく上昇して以降、自家発電での導入が顕著に伸びている。日本内燃力発電設備協会の統計によると、ここ数年、国内では年間数百台規模でガスエンジンの自家発電の導入が続いている。他方、ディーゼルエンジン発電設備は、設備費用が割安である事や、燃料に使用する重油や軽油などの液体燃料の備蓄性の高さから、防災用を含む非常用発電設備やガスインフラが未整備な地域での発電に多く用いられる。

上記のとおり、発電においてレシプロエンジン発電設備の存在は小さくなく、事業用や常野自家発電における燃料使用量の削減方法の提案は地球温暖化対策に大きく寄与する。現在、これらは電力事業やコージェネレーションシステム(CGS)など、様々なシステムで運用されている。こういったシステムの設備構成を最適化し、運用効率を向上させる手法を確立させる事は非常に大きな意味を持つ。

1.2 研究目的

現在、ガスエンジンやディーゼルエンジンといったレシプロエンジンの発電設備が民生分野

での CGS や遠隔地マイクログリッド(MG)の発電事業での主要設備としても多く用いられている。経済性や設備の信頼性向上策の提示によってこれらの普及を促進することは、エネルギーの効率的利用が促される CGS にとっては地球温暖化防止への貢献となり、地域における重要なインフラである遠隔地 MG の電力事業にとっては事業の継続性や無電化地域への電力事業の拡大への貢献となる。

これらの導入計画段階の経済性検討においては、従来、簡略化のためにアベイラビリティやメンテナンスプロセスなどの事項が考慮されておらず、経済性向上策の検討の余地がある。

また、現在、一般的な自家発電用のレシプロエンジンには回転数により大きく中速・高速の二種があり、それぞれ特性が異なるが、従来、発電設備導入時の経済性検討では、高速・中速どちらか一方のエンジンによる複数セットでの評価が行われ、これらが混合した構成での経済性評価は、明確に運用用途が違う場合を除いて行われてこなかった。中速・高速それぞれのインシヤルコスト、メンテナンスプロセス、また用途によっては熱・発電効率といった特性を混合させ経済性を計ることは技術選択の幅を広げるという点で重要である。

そこで、本研究では、これらレシプロエンジン発電設備の特性を考慮し、実態に沿った詳細なシミュレーションを行うことで、信頼性の向上と新たな経済性向上手法導入の有用性を示すことを目的としている。混合整数線形計画法(MIP)を用いて、設備計画・運用計画の最適化を行い、従来の手法では簡易的に評価されている項目についても現実に照らし合わせた詳細な経済性シミュレーションを行う。CGS 設備計画の最適化に際して、故障、詳細なメンテナンスプロセス、高速機・中速機の混合設置を考慮し、常用発電時の運用効率向上手法の検証を行い、それらの有用性を評価する。

第2章 対象設備・システム

2.1 高速型・中速型エンジン発電設備

本研究ではレシプロエンジンの中でも常用発電、及びCGSに用いられているディーゼルエンジンとガスエンジンに注目する。現在、一般的に広く普及している自家発電用のレシプロエンジンは回転数 1000rpm を境として、それ以上を高速機、それ以下のエンジンを中速機と大別される[2-1]。同じ容量の条件で比較すると、中速機は高速機よりも大きくて重いが効率がよく、メンテナンススパンが長いので、メンテナンス費用が低くなる。

コスト面を考えると、一般的に初期費用の投資を削減するためには中速機よりも高速機が有利である。高速機は、同じ出力であれば小型軽量で設置面積が小さく設置工事も簡便で、出力あたりの導入コストが割安であるという導入時の経済的優位性があり、初期設備費と建設費が低く抑えられ設備導入時のハードルは低く出来る。発電機を見ても、例えば、50Hz の回転数 750rpm の中速機では8極となるが回転数 1500rpm の高速機は 4 極となる。一方、中速機は高速機に比べて発電効率がよくメンテナンス費も割安であるため、長期運用を考えた場合に収益性が高い。回転速度が高いとピストンの往復回数が多くなり、ピストン関連部品の交換寿命が早くなるため、高速機の場合はピストン関連部品の交換頻度が高い。例えば、1500rpm の高速機と 750rpm の中速機の同じ出力の発電設備を比較すると、高速機はピストンの往復回数が多い分、排気量を小さく抑えられる[2-3, 2-4]。ピストン関連の部品の寿命は燃焼や上下往復の回数が支配的であるため高速機の場合は交換頻度が高くなる。加えて、そういったピストン周辺部品の価格はメンテナンス費において大きな比重を占める。

上記のとおり、長期間の常用運用を考慮した場合には発電効率やメンテナンスコストにおいて優位性がある中速機が有利であるが、設備費においては高速機が有利となっており、総合的に見るとどちらが有利ということは一概には言えない。しかし、新興国などでは設備費が安いために投資回収の目処が付きやすい高速機が広く導入され易いという傾向がうかがえる。

2.2 コージェネレーションシステム

コージェネレーションシステム(CGS) は常用発電設備の運転時に発生する排熱を利用するためにエネルギー利用効率が向上する。CGS は原動機の排熱を回収し、空調・給湯の熱源として利用するため、経済性・環境性向上などの効果が期待できるシステムである。そのため、昨今、レシプロエンジンで構成される CGS はその全体的な効率が 70%～85%に達し、省エネに大きく貢献している。

近年、地球環境問題への対策として省エネルギーの推進が求められており、その手段として複数の施設・建物への効率的なエネルギーの供給、未利用エネルギーの活用等エネルギーの効率的な利用が考えられている中で、CGS はその効率的な利用の方法の一つである。2014 年には第四次エネルギー基本計画において CGS はエネルギーを最も効率的に活用できる方法の一つであり利用促進を図るとされ[2-5]、現在、日本で稼働している産業および民生用の CGS プラントは設置数では合計 21,000 を超え、総容量では 13GW を超える[2-6]。

例として、昨今、常用運用で導入が増加しているガスエンジンについて、『天然ガスコージェネレーション機器データ 2017』[2-2]の 50 Hz モデル 68 種を回転数 1000 rpm を境界に高速機・中速機に分けたそれぞれの特性の調査結果を Table2.1 に示す。なお、この総合効率は排熱を温水のみ、または蒸気と温水として回収した際のそれぞれの効率を表す。

ここから、発電効率においては中速機が有利であるが、排熱回収を含めた総合効率は高速機・中速機共に大差は見られない事が分かる。従って、効率のみであるならば基本的に需要において電力中心であれば中速機が、熱(暖房冷房や給湯等)利用が多いサイトであれば高速機が有利となる。

Table 2.1 Difference between high-speed and medium-speed gas engines

Gas engines (50Hz)		Average of High-speed	Average of Medium-speed
Rotation speed [rpm]		≥1000	<1000
Rated output[kW]		891.5	4842.6
Total efficiency [%]	Case: Hot water only	79.1	79.7
	Case: Steam and Hot water	78.6	80.9
Generating efficiency [%]		38.6	47.3
Heat recovery efficiency [%]	Hot water only	40.8	27.6
	Steam	19.4	15.6
	Hot water (low temp.)	20.7	17.1
Maintenance cost		Higher	Lower
Installation cost		Lower	Higher

2.2.1 地域冷暖房システム

環境問題の観点から地域冷暖房システム(DHC: District Heating and Cooling)に高効率なエネルギー供給システムの導入が進められており、その一つとして電源・熱・冷却の複合システムであるCGSが導入されている。

DHCはFig. 2.1に示す概略図のとおり、個別冷暖房方式と呼ばれる建物ごとに冷凍機やボイラなどの熱源機を設置する空調方式と異なり、一定の地域内で冷房・暖房・給湯・その他の熱需要を満たすために一箇所または数カ所の熱供給設備(地域冷暖房プラント)で集中的に製造された冷水・温水・蒸気等の熱媒を複数の需要家建物へ供給するシステムである。

DHCの導入により、以下のような効果が期待できる[2-7]。

- 建物ごとに熱源機器を持つよりも大型の機器を導入できるため、エネルギー効率の向上が期待できる。
- 地域内の需要家間で需要パターンが異なるため、それぞれが個別に熱源を持つより、全体として設備容量を低減できる。
- 需要家側に熱源機器を設置する必要がないため、機械室のスペースを削減できる。

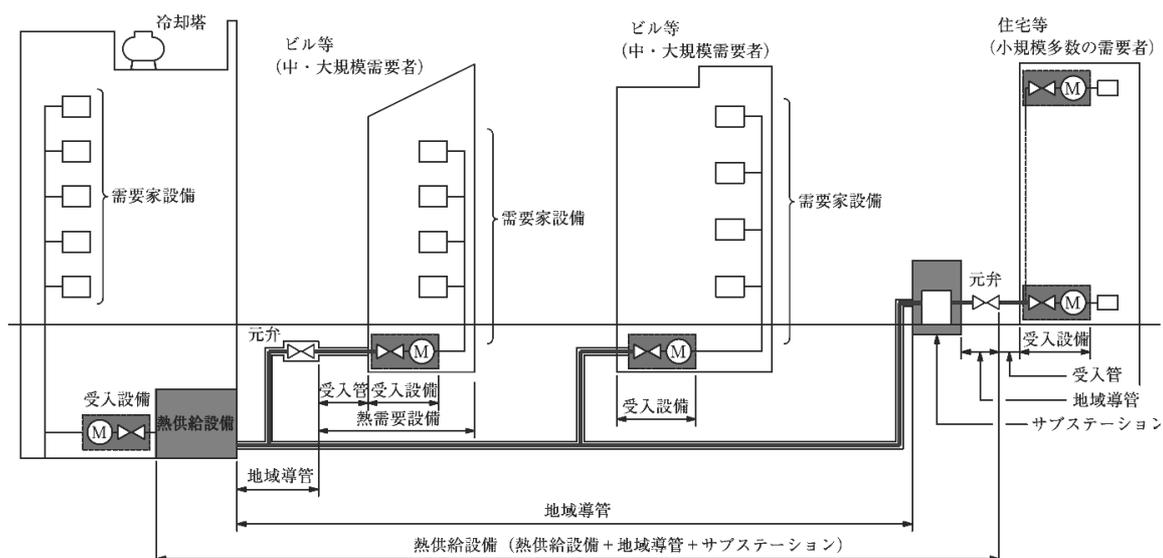


Fig. 2.1 Schematic view of district heating and cooling

2.2.2 地域冷暖房システムにおけるガスエンジンコージェネレーションシステム

近年、一般的に CGS に採用される原動機は主にガスタービンとガスエンジンの 2 種類である。それらを設置する目的は同じで電力と熱供給であるが、それらの特性は大きく異なる。ガスタービンは始動回数がメンテナンス費に影響を与えるという特徴がある。メンテナンススケジュールを考慮すると、換算された起動回数を実際の稼働時間に相当する稼働時間 (EOH) として加算する必要がある[2-8]。そのため、毎日夜間にエネルギー需要が大幅に低下するサイトでは、起動回数が増えるガスタービンの運用は不経済になる傾向がある。一方で、ガスエンジンはメンテナンスに起動・停止回数の影響を受けない。ほとんどの DHC ではエネルギー需要が 1 日の昼間と夜間で大幅に変化するため、エンジンは毎日起動停止を繰り返す必要がある。そのため、DHC の CGS では、発電の主な原動機としてガスエンジンが多数導入されている。DHC においては、蒸気・温水・冷水の製造設備として排熱利用のポテンシャルが高い CGS を導入した場合の効果により期待できる。

CGS が高効率のエネルギーシステムである理由は熱のカスケード利用であり、これらはバーチャルグリッド[2-9]やスマートエネルギーネットワークに使用される分散型電源として機能することが期待されている。特に、建物が密集する首都圏の DHC では、各建物がケーブルや配管で接続されており、エネルギーは CGS のエネルギーステーションから需要側へ伝達されている。

しかし、CGS には未だ多くの課題が存在し、その課題の一つにエネルギーシステムを構成す

る様々な機器性能の特性によって CGS 全体の効率が大きく左右されてしまうということがある。

CGS の計画または評価について論じた先行研究は非常に多く、その一部は次のとおりである。システムの歴史と基本構成の提示と建物に提供する適用可能なエネルギー、経済、および環境へ配慮する事項に基づくパフォーマンス分析[2-10]、CGS を産業用途で工場に導入する場合の経済的および環境的影響の分析[2-11]、原動機がタービン構成の中でガスエンジン駆動の CGS を設置することのエネルギー効率と経済的実現可能性の報告[2-12]がある。また、さまざまな方法で CGS の経済性最適化が多数検証されている。電力系統ラインとガスパイプラインの設置計画と運用検討を行う際のエネルギーハブと見なされる CGS の連結に基づく電気・ガスの統合エネルギーシステムの最適化計画モデルの提案[2-13]や、本研究と同様、CGS の最適化に混合整数線形計画法を使用している例もある[2-14]。その他、再生可能エネルギーと組み合わせた実証プラントとしてのガスエンジン CGS の実験が東京で実施されている[2-15]。

参考文献

- [2-1] 熊谷 敬, 後藤健輔, 中速ディーゼル発電機, 明電時報 ,2010 No.3 Vol.328, 明電舎
<https://www.meidensha.co.jp/article-201003-0025PDF>
- [2-2] 小林大作, 天然ガスコージェネレーション機器データ 2017, 2017, pp12~29, 日本工業出版株式会社
- [2-3] Jenbacher GmbH & Co OHG. Jenbacher J624 2-stage turbocharged
http://www.iwk.ch/de/assets/contentfiles/news/bis2013/News/News_pdf/Factsheet_J624_TSTC_E_Juni_2010_screen.pdf
- [2-4] 三菱重工エンジン&ターボチャージャ株式会社 KU30GSI.
http://www.mhiet.co.jp/en/products/engine/generation/plant/pdf/ku30gsi_en.pdf
- [2-5] 国家戦略室, 革新的エネルギー・環境戦略 (平成 24 年 9 月 14 日エネルギー・環境会議決定)
http://www.cas.go.jp/jp/seisaku/npu/policy09/pdf/20120914/20120914_1.pdf
- [2-6] Advanced Cogeneration and Energy Utilization Center JAPAN. CHP Installation record
https://www.ace.or.jp/web/works/works_0010.html
- [2-7] 技術委員会, 地域冷暖房技術手引書 改訂新版, 2002, pp3~5, 日本地域冷暖房協会
- [2-8] ISO 3977-9. Gas turbines—Procurement—Part 9 : Reliability , availability , maintainability and safety. 1999
- [2-9] Wille-Haussmann B, Erge T, Wittwer C. Decentralized optimization of cogeneration in virtual power plants. Solar Energy, 2010; 84, 4, 604-611
<https://doi.10.1016/j.solener.2009.10.009>
- [2-10] Roman KK, Hasan M, Azam H. CCHP System Performance Based on Economic Analysis, Energy Conservation, and Emission Analysis. Energy Systems and Environment, September. 2018. <https://doi.org/10.5772/intechopen.77000>
- [2-11] Bugaj A, Energy and environmental evaluation of combined cooling heating and

power system. E3S Web of Conferences 22, 00022, 2017.
<https://doi.org/10.1051/e3sconf/20172200022>

- [2-12] Sun Z. Energy efficiency and economic feasibility analysis of cogeneration system driven by gas engine. Energy and buildings. 2008; 40, 126–130.
<https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2007.01.013>
- [2-13] Dong X, Quan C, Jiang T. Optimal Planning of Integrated Energy Systems Based on Coupled CCHP. Energies. 2018; 11, 2621
<https://doi.org/10.3390/en11102621>
- [2-14] Huang H, Liang D, Tong Z. Integrated Energy Micro-Grid Planning Using Electricity, Heating and Cooling Demands, Energies. 2018; 11, 2810.
<https://doi.org/10.3390/en11102810>
- [2-15] 永井 猛, 佐々木 裕文, 和田 祐介, 土橋 亮太, 特定エリアにおけるスマートエネルギーネットワーク実証事業について : (第 1 報) 千住スマートエネルギーネットワークの計画と目論見, 2011, 2011.2 巻 E-33, 空気調和・衛生工学会

第3章 ガスエンジンコージェネレーションの故障を考慮した設備最適化

3.1 緒論

本章と第4章では、特に民生用途で多くのCGSを構成するレシプロエンジンの一つであるガスエンジンに注目する。CGSの設備の最適運用に関する研究[3-1]は多数行われており、本研究においてもその経済性に重要な影響を与える設備計画についてMIPを用いて最適化を行う。

遠隔地のDHCのエネルギー設備において、CGSの導入は多種類のエネルギー供給が効率的に行えるという効果がある。しかしその反面、CGSの原動機停止時には電力だけでなくその排熱利用の機器も停止し、エネルギー供給が途絶えてしまう。そのため、エネルギー供給の信頼性を担保するための熱源のバックアップ機器の導入などの施策が必要となる。また、DHCの規模が大きくなるに従いその影響も大きくなる。このような信頼性の観点から、ガスエンジンCGSにおけるガスエンジン発電設備の可用性に着目し、ガスエンジンの故障を考慮することによって生じる各設備の容量選定への影響を評価する。レシプロエンジン発電設備はその可用性が高いことから一般的には無故障での長期運用が可能であると認識され、ガスエンジンCGSの経済効果検証時の最適容量選定にあたって計画外の停止で生じるコストについて考慮されることは稀である。しかし、CGSの電力・熱・冷房のエネルギー供給源であるガスエンジンの計画外停止の影響は小さくなく、この影響を考慮しない場合には運用開始後の経済効果が予想と大きく異なる可能性がある。つまり、最適容量の選定においては機器の想定外停止という不確実性を考慮することは重要である。本研究では、DHCのCGSにおけるガスエンジンの故障を考慮して容量選定を最適化した場合の構成機器の容量・経済性に生じる影響についてシミュレーションを行い、その有用性を検証する。

まず、設備設計や計画に不確実性を考慮する先行研究に関しては、空調機と冷却塔の冗長性に関して、一般的には計画外の停止については考慮されない機器の故障や出力の不確実性における最適容量という観点で検討され、空調機の信頼性が評価されている[3-8, 3-9]。また、燃料電池を使用するCGSについては機器故障が及ぼす影響が分析され[3-5]、太陽光発電に

関してはコンバータの出力の不確実性からヒートシンクの熱容量最適化が行われている[3-2].

他方, ガスエンジン CGS の信頼性の評価に関しては地域熱供給に必要なガス供給ラインの信頼性について, 中国の北京地域にて電力と熱の地域熱供給負荷を設定し, 気温のばらつき, 風力発電の出力の間欠性を踏まえた評価が行われている[3-6, 3-7]. これらは新技術, 再生エネルギーや地域のエネルギー事情による不確実性に注目している. CGS の最適設備容量計画における不確実性については, 燃料価格の不確実性を加味して限界コストの試算が行われ[3-3], また分散電源の不確実性の大きさ等による意思決定への影響を需要成長の不確実性の下でコストミニマムとなるような電源計画を用いて検討されている[3-4].

そこで, 本研究ではガスエンジンの故障発生に注目し, これを明示的に考慮した解析を行う. 計画外停止の考慮の有無が最適容量検討において構成機器の容量・経済性に及ぼす影響のモデル分析を行い, その信頼度を考慮した場合におけるガスエンジン CGS の最適容量計画への影響を探ることを目的とする.

3.2 コージェネレーション運用における設備信頼性のモデル化

3.2.1 故障率

故障率とは, JIS では「当該時点で設備が可動状態にあるという条件を満たす設備の当該時点での単位時間あたりの故障発生確率」と定義される[3-10]. すなわち, ある時点まで可動状態に合ったアイテムが引き続き単位時間内に故障が発生する確率を表す. 故障率は, 時刻 t において残存している可動状態にある設備数・単位時間・その間に生じる故障件数を用いて次式で表される.

$$\lambda(t) = \frac{n(t)}{N(t) \cdot \Delta t} \quad (3.1)$$

修理率は故障率と同じように表せる. 修理率とは「当該時点の始めには修復が終了していないとき, ある時点での修理完了事象の単位時間あたりの発生率」と定義される[3-10]. これは故障率と同じ考え方で, 修理中のアイテムが引き続き単位時間内に修理が完了する確率を表す.

3.2.2 平均故障間隔時間

故障率はバスタブ曲線で表されるが、システム稼働開始初期を過ぎると時間に関係なく一定となる。このとき、機器の故障間隔は指数分布で表され、機器の平均故障間隔時間 *MTBF*(Mean Time Between Failure)は以下の式で表される。

$$MTBF = \frac{1}{\lambda} \quad (3.2)$$

同様に、修理率が時間によらず一定とすると修理時間は指数分布で表され、機器の平均修理時間 *MTTR*(Mean Time To Repair)は以下の式で表される。

$$MTTR = \frac{1}{\mu} \quad (3.3)$$

3.2.3 ガスエンジンのアベイラビリティ

a) 平均アベイラビリティ

故障率、及び修理率が時間によらず一定であるとして、ある時間 t に機器が動作可能な確率を $P_0(t)$ とする。アベイラビリティはある時間に動作可能状態にある確率と定義されるので、 $P_0(t)$ がアベイラビリティである。ある時間に機器が動作不能な確率 $P_1(t)$ は $P_1(t) = 1 - P_0(t)$ となる。

故障の発生と復帰に基づき、動作可能な状態の確率は次式で表される。

$$\frac{dP_0(t)}{dt} = -\lambda P_0(t) + \mu P_1(t) = \mu - P_0(t)(\lambda + \mu) \quad (3.4)$$

この微分方程式の解は次式となる。

$$P_0(t) = \frac{\mu}{\lambda + \mu} + \frac{\lambda}{\lambda + \mu} e^{-(\lambda + \mu)t} \quad (3.5)$$

ある期間 T の平均のアベイラビリティ $A(T)$ は次式で与えられる。

$$A(T) = \frac{1}{T} \int_0^T P0(t) dt$$

$$A(T) = \frac{\mu}{\lambda + \mu} + \frac{\lambda}{(\lambda + \mu)^2 T} - \frac{\lambda}{(\lambda + \mu)^2 T} e^{-(\lambda + \mu)T}$$
(3.6)

ここでは、1年間 $T = 8,760$ の平均アベイラビリティ \bar{A} を各日の故障確率の計算に用いる。

b) 故障パターンの発生確率

平均アベイラビリティ \bar{A} を用いて、故障パターンの発生確率を求める。 N 台のガスエンジン中の y 台が故障している故障パターンの発生確率は次式で表される。

$$FP_y = {}_N C_y \bar{A}^{N-y} (1 - \bar{A})^y$$
(3.7)

よって、故障パターン y の発生日数の期待値 [日/年] は、発生確率に日数 (365 日) を乗じて、次式となる。

$$FD_y = FP_y \times D$$
(3.8)

3.3 コージェネレーション運用のモデル化

3.3.1 モデル化の特徴

現在、日本の多くの DHC ではエネルギープラント内での電力不足に対して系統電力が容易に提供できる環境であるが、系統から事前計画以上の想定外の電力供給が困難な場所に位置する DHC もあり、本研究では設備の故障が大きく影響する後者を想定する。

ガスエンジンが故障し、電力の供給ができなくなった場合、エネルギープラントの受電設備容量分の系統電力や可動状態にある他のガスエンジン設備でも補えなければ、電力需要に対して供給不足が生じ、停電が発生する。また、ガスエンジンはエンジン排熱から熱エネルギーも供

給するため、故障時には熱エネルギー不足も生じる場合もある。この時、供給地域の建物では業務が継続できないことなどの損害が発生するため、エンジンの故障停止によって生じる電力、温熱の各エネルギーの不足に対してはペナルティを支払う扱いでモデル化した。

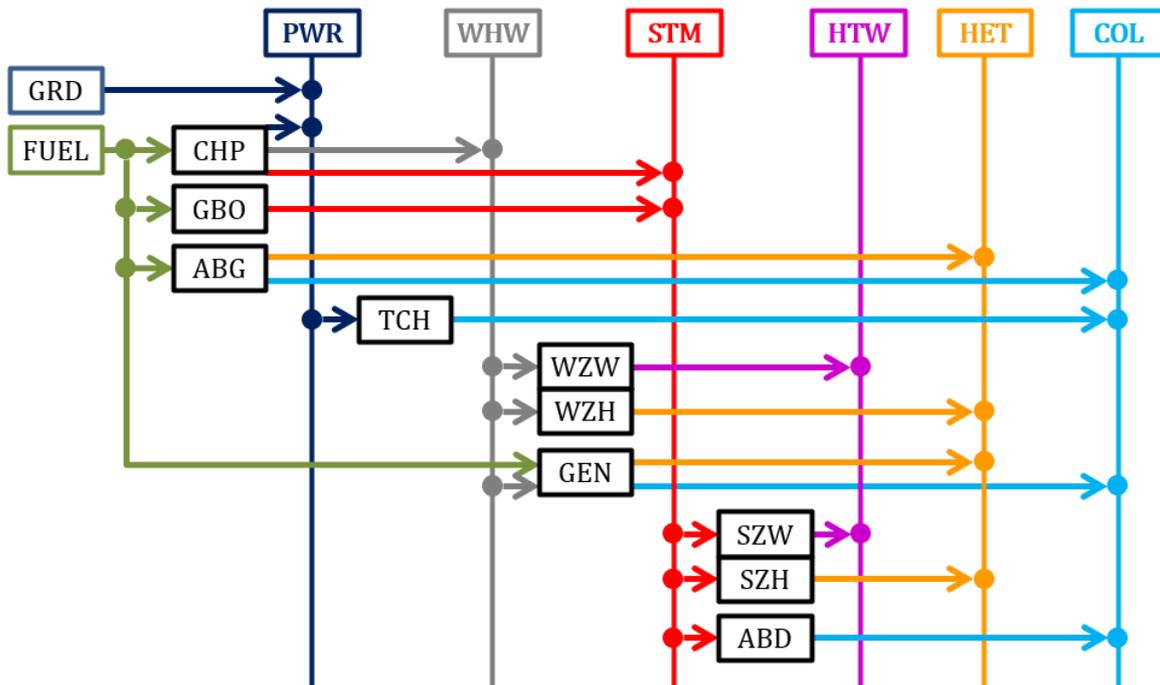
3.3.2 対象とする地域冷暖房システム

本研究で検討した CGS のシステム構成とエネルギー機器の定義を Fig. 3.1 に示す。

一次エネルギーは電力と燃料であり、供給エネルギーの種別 En は、電力 PWR, 暖房熱源 HET, 給湯用温水 HTW, 冷房熱源 COL である。

電力は電力系統とエンジン発電設備から供給される。エンジンは電力だけでなく、冷却システムや排気ガスから回収される熱エネルギーも供給する。排熱ボイラによる排気ガスからの蒸気は吸収式冷凍機で使用可能であり、熱交換器を備えたエンジン冷却システムから回収された温水は暖房用熱源供給と温水供給に使用可能である。なお、総回収熱量が需要量を超える場合は、余剰熱として大気中に放出され、エネルギーロスとなる。

なお、ガス吸収式冷温水機や排熱投入型冷温水機(ジェネリンク)などは、季節に応じて供給するエネルギー HET と COL を選択して運用できるものとし、設備費については冷水出力容量を基に算出する。



Definition of energy (En)

PWR : Power, WHW : Waste hot water, STM : Steam,
 HTW : Hot water, HET : Heating, COL : Cooling

Definition of equipment (i)

CHP : Combined heating and power supply system of gas engines,
 ABD : Steam absorption chiller,
 ABG : Gas absorption chiller, (ABGH at heating operation)
 GBO : Gas steam boiler,
 GEN : Waste heat absorption chiller, (GENH at heating operation)
 GRD : Grid power,
 SZH : Steam heat exchanger for heating,
 SZW : Steam heat exchanger for hot water supply,
 TCH : Centrifugal chiller,
 WZH : Hot water heat exchanger for hot water supply,
 WZW : Hot water heat exchanger for heating

Fig. 3. 1 System flow and index of technologies

次に、想定した機器の容量あたりの設備単価、効率と COP(Co-efficient of Performance)を Table 3.1 に示す[3-11, 3-12].

COP とは成績係数とも呼ばれ、機器に入力したエネルギーに対してどれだけのエネルギーを出力できるかを示す指標である。機器は入力されたエネルギーを動力とし、別のエネルギーを出力する。都市ガスを動力源に駆動する機器は出力に比例して消費したガスの消費量を算出する。電力・熱を動力源とする機器はエネルギー効率を用いて消費量を算出する。

Table 3.1 Cost and efficiency of assumed equipment

Equipment		Cost [JPY /kW]	Efficiency
Combined heat and power	High-speed Gas engine	220,000	(Refer to Table 2.1)
	Medium-speed Gas engine	330,000	
Cooling	Gas absorption chiller	25,700	(COP) 1.3
	Steam absorption chiller	36,500	(COP) 1.45
	How water absorption chiller	36,500	(COP) 0.7
	Exhaust gas absorption chiller	28,600	(COP) 1.35
	Centrifugal chiller	51,400	(COP) 5.5
Heating, Hot water supply	Gas steam boiler	7,200	95%
	Steam heat exchanger	26,000	98%
	Heat exchanger	10,000	98%

3.3.3 目的関数

対象となる DHC の設備構成を MIP により定式化して最適化を行い、その負荷に応じた最も経済的な設備構成・容量を自動で算出する手法を検証する。目的関数は年間費用とし、これを最小化する各設備の容量および出力を算出した。

年間費用[JPY]は固定費[JPY]と変動費[JPY]の和である。

$$C_{annual} = C_{fx} + C_{rn} \quad (3.9)$$

固定費は耐用年数や金利などを考慮した設備償却を1年あたりの金額に換算したものと系統電力の基本料金である。各設備*i*の設備容量[kW], 設備費単価[JPY/kW], 耐用年数[年]と利率を用いた設備償却費[JPY], 契約電力[kW], 電力基本料金[JPY/kW・月]を用いて次式で表される。

$$c_{fx} = \sum_i \left(qCp_i \times PrCp_i \times \frac{r(1+r)^t}{(1+r)^t - 1} \right) + (qCp_{GRID} \times PrCp_{GRID} \times 12) \quad (3.10)$$

変動費には次式のとおり, 系統電力料金[JPY]およびガスの従量料金[JPY], ガスエンジンのメンテナンス費[JPY]が含まれる。

$$c_{rn} = cGd + cFl + cMt \quad (3.11)$$

系統電力料金[JPY]は対象とする月, 日, 時間, 昼間と夜間それぞれの系統電力従量料金単価[JPY/kWh]とその使用量[kWh]を用いて次式で表される。

$$cGd = Pr_{GdD} \times \sum_{d,hD,m} qOw_{GRID,d,hD,m} + Pr_{GdN} \times \sum_{d,hN,m} qOw_{GRID,d,hN,m} \quad (3.12)$$

年間のガス料金はガス単価[JPY/kW], 各ガス使用機器*iG*の出力[kW]と熱効率を用いて次式で表される。ここで, *En*は負荷側で消費されるエネルギー, 電力PWR, 暖房熱源HET, 給湯用温水HTW, 冷房熱源COLである。

$$cFl = Pr_{Fl} \times \sum_{iG,d,h,m,En} \left(\frac{qOw_{iG,d,h,m}}{QE_{f_{iG,En}}} \right) \quad (3.13)$$

ガスエンジンのメンテナンス費は運転時間に比例して単価[JPY/h]を課す。ガスエンジンが各時刻に稼働しているとき 1, それ以外のとき 0 になるバイナリ変数の和がガスエンジンの運転時間となる。ガスエンジンのメンテナンス費は次式で表される。

$$cMt = Pr_{mt} \times \sum_{iCG,d,h,m} gOp_{iCG,d,h,m} \quad (3.14)$$

3.3.4 制約条件

各時刻でのエネルギー供給について、以下の条件を設定した。

地冷エネルギープラントの各設備から供給される出力は最終的に、冷水は冷房用途、温水は暖房用途と生活熱水用途となる。負荷側で消費される各エネルギー En の1時間あたりのデマンド[kW]は、各設備 i の出力[kW]を各設備の熱効率で需要エネルギーに変換した和と等しい。同じく、熱源機器 iH の暖房・給湯の合計設備容量はピーク需要より大きく準備される。

$$DmEw_{En,d,h} = \sum_i \left(\frac{qOw_{iG,d,h}}{QEf_{i,En}} \right) \quad (3.15)$$

$$\sum_{iH} \left(\frac{qCp_{iH}}{QEf_{iH,Htw}} + \frac{qCp_{iH}}{QEf_{iH,Het}} \right) \geq DmPw_{Htw} + DmPw_{Het} \quad (3.16)$$

給電設備 iP と冷水供給設備 iC それぞれの合計設備容量[kW]は、それぞれのピーク需要より大きく準備される。

$$DmPw_{Pwr} \leq \sum_{iP} qCp_{iP} \quad (3.17)$$

$$DmPw_{Col} \leq \sum_{iC} qCp_{iC} \quad (3.18)$$

各時刻の機器の出力は機器の容量を超えない。

$$qOw_{i,d,h,m} \leq qCp_i \quad (3.19)$$

排熱投入型冷温水機 GEN はガス駆動部分 DAB と温水駆動部分 SAB によって表される。

排熱投入型冷温水機の容量[kW]はガス駆動部分の容量[kW]と等しいとする.

$$qCp_{GEN} = qCp_{DAB} \quad (3.20)$$

排熱投入型冷温水機容量[kW]の 40%がその温水駆動部分の容量[kW]とする.

$$qCp_{GEN} = qCp_{SAB} \times 0.4 \quad (3.21)$$

排熱投入型冷温水機の出力はガス駆動部分と温水駆動部分の合計とする.

$$qOw_{GEN,d,h,m} = qOw_{DAB,d,h,m} + qOw_{SAB,d,h,m} \quad (3.22)$$

ガス駆動型・排熱投入型の吸収式冷温水機の運用は, 夏季は冷水供給, 冬季は温水供給とする.

ガスエンジン発電設備は定格容量の 50%以上の電力負荷でのみ運転可能とする. 各ガスエンジン発電設備の設備容量とその出力は運転時において次式の条件となる.

$$0.5 \times qCp_{icg} \leq qOw_{icg,d,h,m} \leq qCp_{icg} \quad (3.23)$$

なお, 故障に対応するために増加した設備容量についてはバックアップ用途に限定せず, 通常運用でも利用出来るものとする.

3.3.5 故障・修理のモデル化

故障を考慮するケースでは, ガスエンジンの停止によって不足するそれぞれのエネルギー [kWh]へ他設備で補償を行い, 供給が需要を満足できない分についてはペナルティを課す.

この場合, 目的関数である年間費用[JPY]は固定費[JPY]と変動費[JPY], 及びペナルティ[JPY]の和である.

$$c_{annual} = c_{fx} + c_{rn} + cPn \quad (3.24)$$

ペナルティの評価については単位電力あたりの単価を用いて、他の不足エネルギーもこの電力価格を基準とする。つまり、熱の供給不足に対するペナルティには一次エネルギー基準で日本の火力発電の効率 44.1%を乗じ[3-13]、冷熱供給不足については平均的なエアコンの COP を参考にした 3.0 で除した値とすると、ペナルティ[JPY]は以下の式に従って課される。

$$cPn = Pr_{pn} \times \sum_y FD_y \times \sum_{h,m} \left\{ pEW_{PWR,h,m} + (pEW_{HET,h,m} + pEW_{HTW,h,m}) \times 0.441 + \frac{pEW_{COL,h,m}}{3.0} \right\} \quad (3.25)$$

また、ペナルティを考慮する場合は、各エネルギーについて供給が需要を満足できない分がペナルティとなる。

$$Dm_{En,d,h,m} = \sum_i \left(\frac{qOw_{i,d,h,m}}{QE_{f_i,En}} \right) + \sum_{et} pEW_{En,d,h,m} \quad (3.26)$$

なお、本モデルではガスエンジンの故障の発生、及び修理の完了は 1 日単位で行われるとする。すなわち、故障発生日の翌日は修理が完了し、修理完了後は故障前と全く同じ状態に戻るものとする。また、エネルギー不足による生産活動などへの経済的影響は平日が顕著であると考えられるため、平日について故障発生を考慮する。保有しているガスエンジンの台数を N とし、 N 台の内 y 台 ($y=1,2,\dots,N$) が故障する場合を故障パターン y とする。

ガスエンジンの故障発生日にはガスエンジンは運転できず出力が 0 となる制約条件を設ける。対象となるガスエンジン発電設備の出力[kW]は、故障、その発生日の月、その日の内の時間を用いて、次の式のとおり。

$$qOw_{iCG,FP,h,m} = 0 \quad (3.27)$$

3.3.6 パラメータの設定

a) ガスエンジン

最適な設備構成におけるガスエンジンの台数を導くため、送電出力 7700kW のガスエンジンの台数を 0～6 の範囲で台数を変動させた。

なお、ガスエンジン発電設備 1 台の送電出力は発電容量 8000kW から補機動力 300kW を差し引いた想定である。

b) 故障に関するパラメータ

本研究では $MTBF:8000[h]$, $MTTR:24 [h]$ と想定した。この値を用いて算出した故障率、修理率、平均アベイラビリティを Table 3.2 に示す。また、Fig. 3.2 に各故障パターンの発生確率を示す。

停電によるペナルティは高圧電力契約事業所の被害額原単位より、2,800[JPY/kWh]を採用した[3-14, 3-15]。

Table 3.2 Parameters about the failure

Ratio of failure λ	Ratio of fixing	Average availability \bar{A}
1.25×10^{-4}	4.17×10^{-2}	0.997

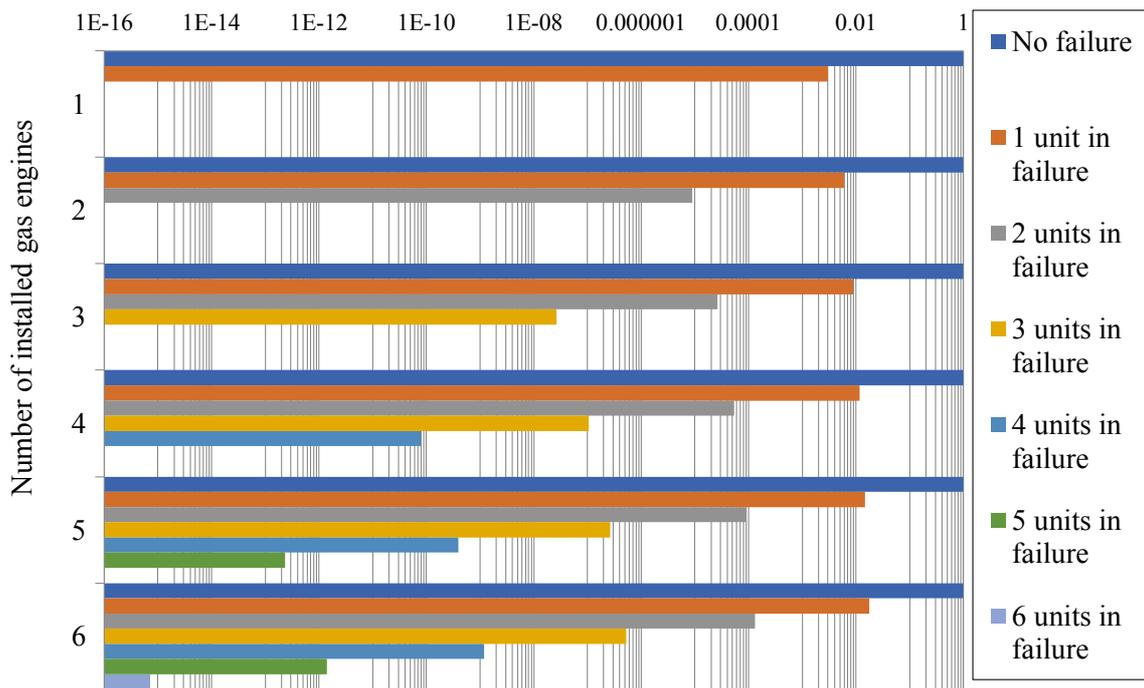


Fig. 3.2 Outbreak probability in every trouble number pattern

c) ユーティリティ料金, 設備費

設備費は耐用年数や利率を考慮し、一年あたりの設備償却として評価した。設備の耐用年数 t [年], 利率 r [%], 及び算出した固定費率[-]を Table 3.3 に示す。主機である発電設備の法定耐用年数である 15 年, 利率 3% に対し, 設備償却率 0.0838 となる。

Table 3.3 Fixed ratio

Service life: t [年]	Interest rate: r [%]	Equipment depreciation rate [-]
15	3	0.0838

電力料金は昼間の CGS 運用によって夜間の買電比率が上がる場合に多く選択される時間帯別料金とする。料金は東京電力管内の特別高圧電力契約を参考に設定し, Table 3.4 に各ユーティリティ料金を示す。

なお, 現在, 一般的には電力買取り価格は自家発電コストに比べて非常に低いため, 経済性の観点から当該地冷エネルギープラントからの送電による売電については行わない運用とす

る。

Table 3.4 Tariffs

Electricity			Gas
Basic charge	Usage charge (Daytime: hD)	Usage charge (Nighttime: hN)	Usage charge
$PrCp_{GRID}$	Pr_{GdD}	Pr_{GdN}	Pr_{Fl}
[JPY/kW・month]	[JPY/kWh]	[JPY/kWh]	[JPY/kWh]
1,631	16.7	12.22	6.48

3.4 シミュレーション結果

3.4.1 対象とする地域冷暖房システム需要想定

本章で想定する DHC の供給対象地域の業種別の床面積を Table 3.5 に示す。これは実際にアジア地区で計画された DHC を参考にしたものであり、概略規模としては大型の郊外型ショッピングセンターが 2~3 棟、加えて、それぞれ約 15 階建てのオフィスビルと集合住宅、通常クラスのホテルが 10 棟前後であり、最大電力負荷は 38,527kW である。

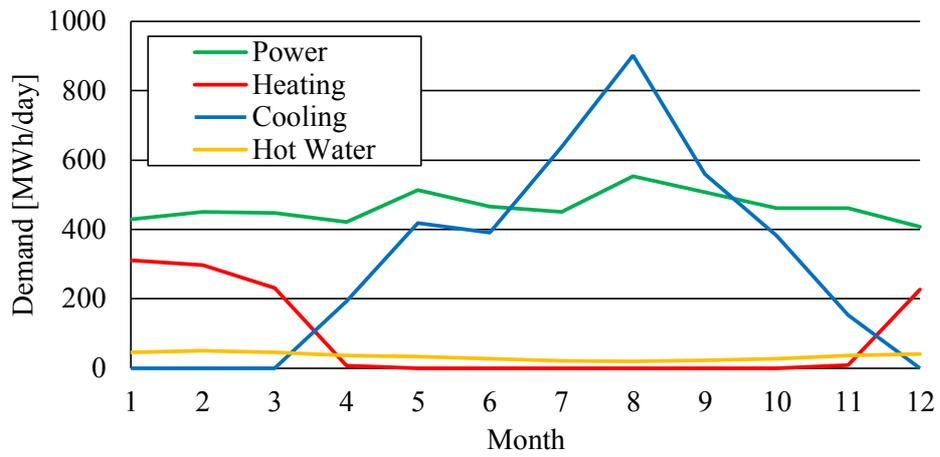
Table 3.5 Floor space according to the type of industry

Building type	Floor Area [$\times 10^3$ m ²]
Office buildings	320
Commercial facilities	360
Residences	120
Hotels	70
Total	870

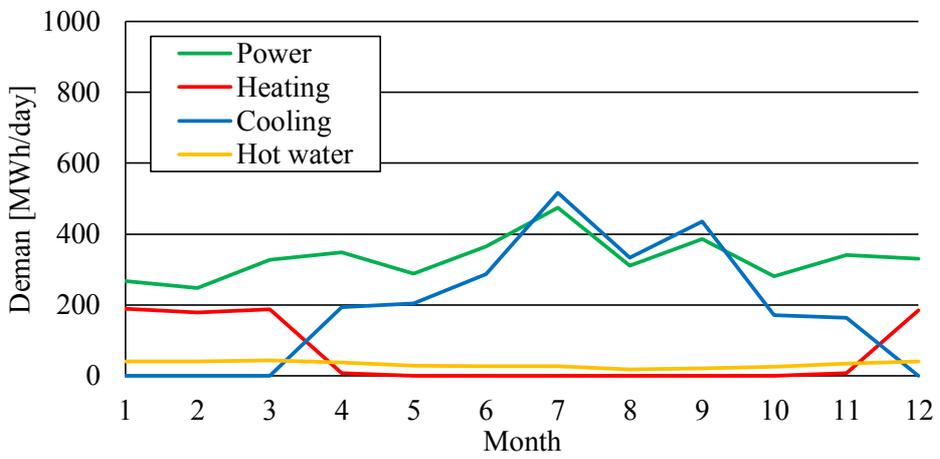
なお、本研究のシミュレーションでは、各月、日、時間に応じた 1 時間ごとの電力・暖房・冷房・給湯の各エネルギー需要を考慮し、文献データに基づいて平日・土曜日・休日の日別の負荷パターンを確立した。負荷データは日本における典型的な負荷データ[kW/m²・h]に想定した

各業種の延べ床面積を乗じたもので[3-16], 人口分布から関東・中部・近畿などの温暖な地域が想定される.

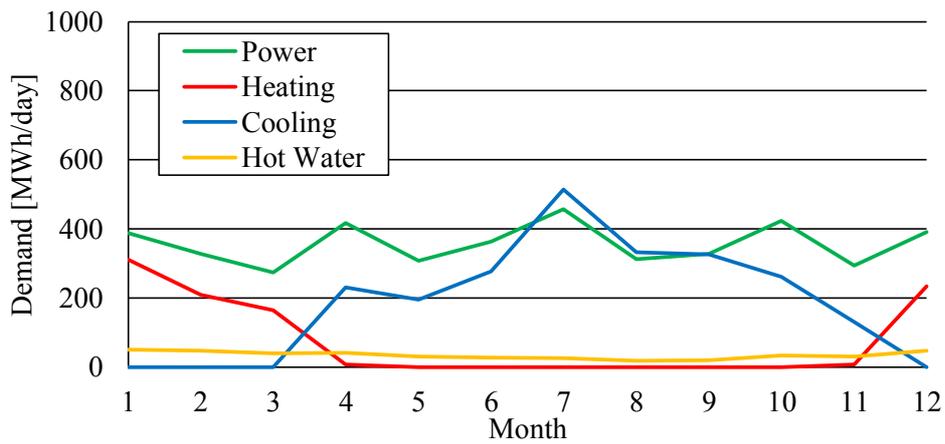
DHC の 1 年間の各月の平日, 土曜, 休日一日あたりの需要パターンを Fig. 3.3 に示す.



(a) weekday



(b) Saturday



(c) Off day

Fig. 3.3 Energy demand of assumed DHC

3.4.2 コストに対する影響

想定した負荷に対し、まず、故障を考慮しない単純な設備構成の最適化としてガスエンジンを導入しない場合と導入台数を1から6まで変化させた場合の年間運用コストを解析し、次にガスエンジンの故障を考慮して同様にガスエンジン台数を1から6まで変化させた場合の年間運用コストを解析した。それらの比較を Fig. 3.4 に示す。

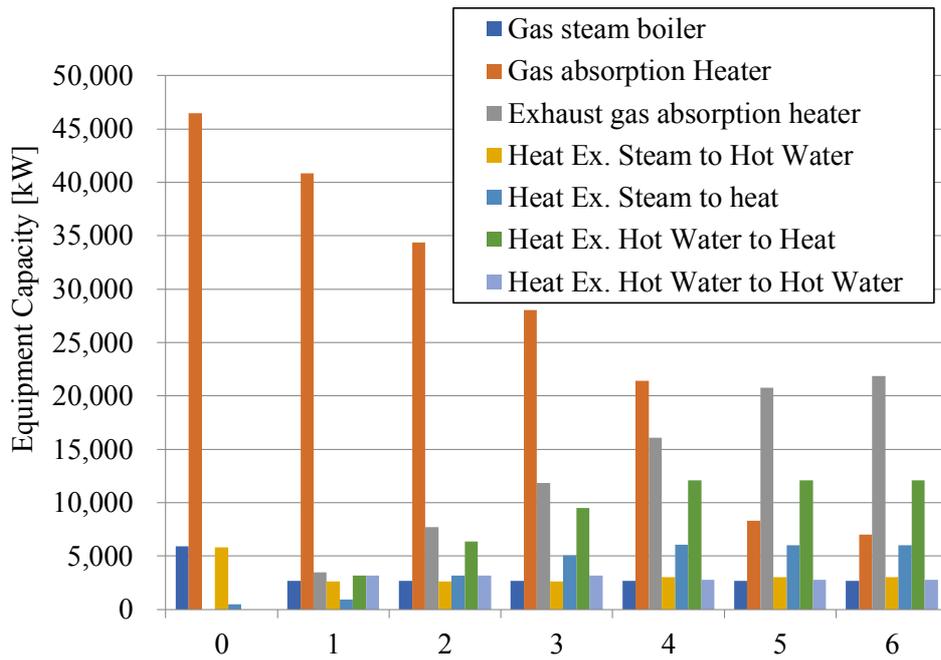
ガスエンジン故障を考慮しない場合は、ガスエンジン4台まではガスエンジン台数の増加に従い段階的に年間コストが下がり、5台からは増加に転じる。つまり、本研究の条件ではガスエンジン4台導入のときに最適機器構成となり、ガスエンジン5台以上の設備構成は過剰な設備であることが解る。これに対し、故障を考慮した場合はガスエンジン5台の設備構成が最も年間運用コストの安い最適構成となった。固定費と変動費の合計はガスエンジン4台が最も低いですが、ガスエンジンの想定外停止時に発生するペナルティを加えると5台案を上回る。これは、ガスエンジン4台の設備構成では5台案に比べてガスエンジンの想定外停止に対応できる容量が不足していることを示している。



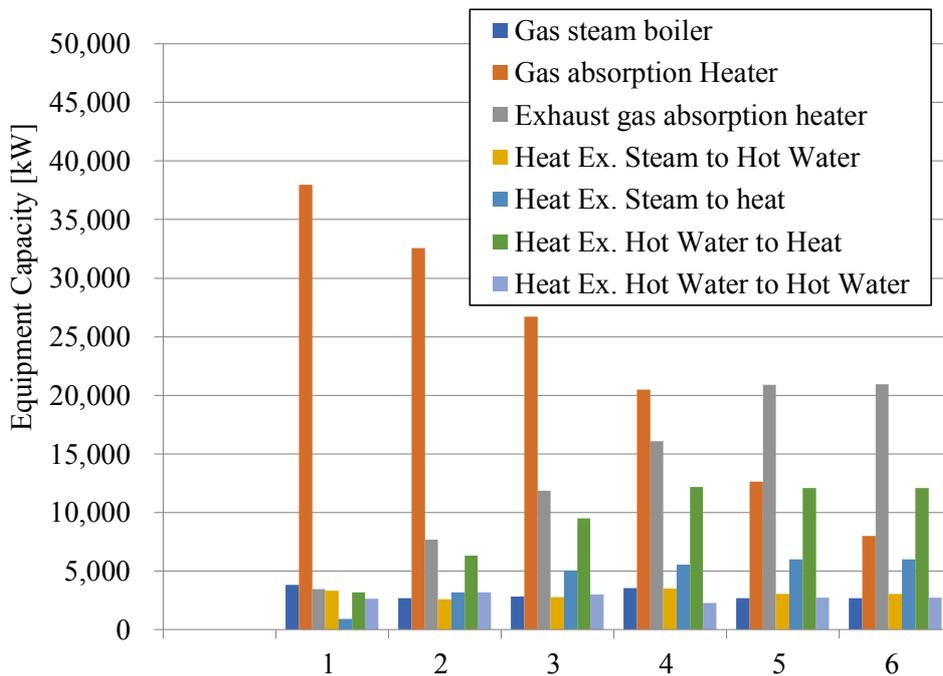
Fig. 3.4 Comparison of the system cost by considering failure

3.4.3 機器構成に対する影響

故障を考慮しない場合と故障を考慮した場合での熱供給設備容量を Fig. 3.5 に、冷水供給設備容量を Fig. 3.6 に示す。また、各設備容量の増加割合を Table 3.6 に示す。

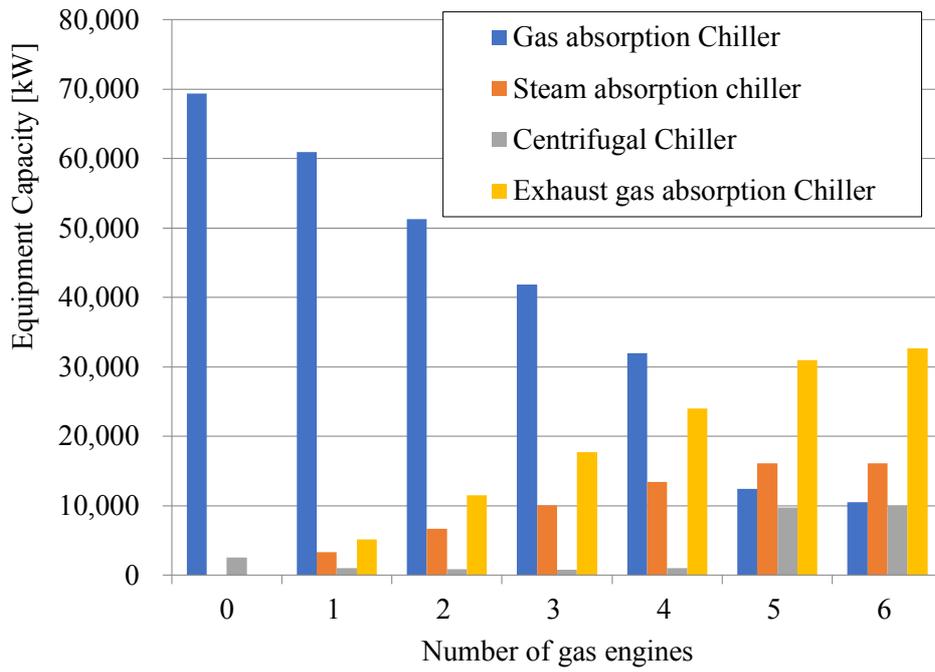


(a) Without considering failure

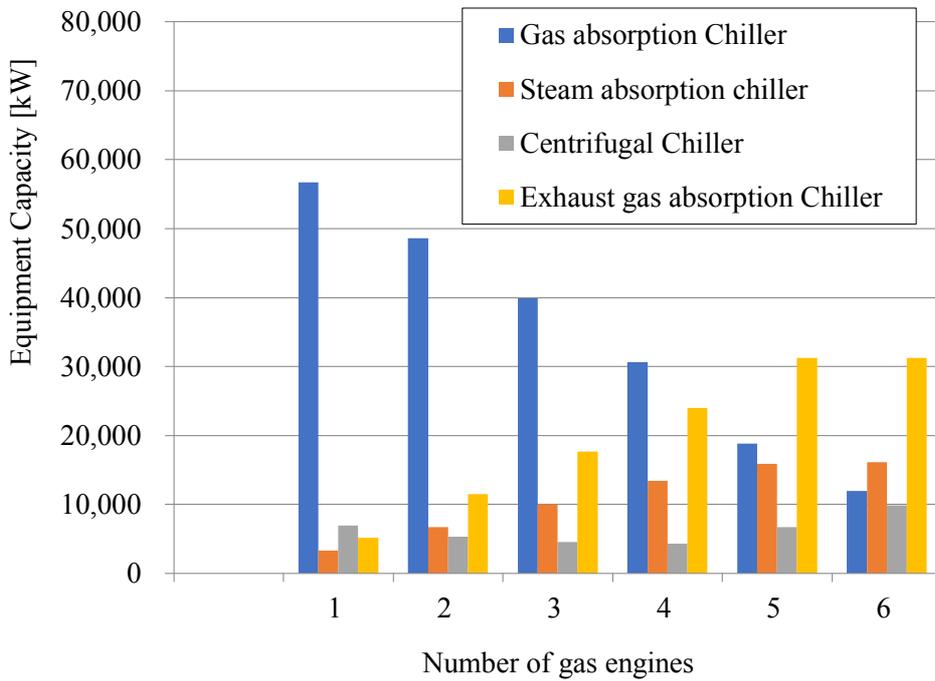


(b) With considering failure

Fig. 3.5 Capacity of heating and hot water supply equipment



(a) Without considering failure



(b) With considering failure

Fig. 3.6 Capacity of cooling equipment

Table 3.6 The ratio that the capacity of the apparatus increases by considering failure

Equipment		Number of Gas engines	1	2	3	4	5	6
Heating	Energy consumer	GBO : Gas steam boiler	144%	100%	106%	133%	100%	100%
		Gas absorption Heater (same of ABG as below)	93%	95%	95%	96%	152%	114%
	Energy transformer	Exhaust gas absorption heater (same of GEN as below)	100%	100%	100%	100%	101%	96%
		SZW : Steam heat exchanger for hot water supply	127%	100%	106%	116%	100%	100%
		SZH : Steam heat exchanger for heating	100%	100%	100%	92%	100%	100%
		WZW : Hot water heat exchanger for heating	100%	100%	100%	101%	100%	100%
		WZH : Hot water heat exchanger for hot water supply	83%	100%	95%	83%	100%	100%
Cooling	Energy consumer	ABG : Gas absorption chiller	93%	95%	95%	96%	152%	114%
		ABD : Steam absorption chiller	100%	100%	100%	100%	99%	100%
	Energy transformer	TCH : Centrifugal Chiller	691%	599%	573%	433%	69%	99%
		GEN : Exhaust gas absorption chiller	100%	100%	100%	100%	101%	96%

ガスエンジン発電設備の排熱を可能な限り有効利用する設備構成が高い経済性となる傾向にある。本研究の条件では故障考慮の有無にかかわらず、ガスエンジン 5 台以下のケースでは排熱投入型冷温水機はガスエンジンの容量に比例して増え、それ以上は増加率が緩やかにな

ることから、ガスエンジン 5 台が排熱を最大で有効活用できる容量であることがわかる。

故障を考慮した場合での各設備の増加割合についても、設備容量が過剰となるガスエンジン 5 台以上とそれより下の場合とで傾向が異なっている。ガスエンジン 5 台以上の場合は、故障を考慮するとガス吸収冷温水機の容量が増加している。一方で、ガスエンジン 4 台以下の場合は、ガス吸収冷温水機の容量は減少し、ターボ冷凍機、ガスボイラの容量が増加する。ガスエンジンが過剰にある場合、故障が発生してもバックアップの役割を果たす余剰設備が十分にあり、故障の影響はピーク容量よりも通常運用での排熱の不足という面が大きくなる。従って、故障により減少する排熱分については吸収式冷温水機の容量が増加する。一方、余剰の設備が無い場合は、まず、ピーク時の故障に対して供給能力の確保が必須であるが、時間的には限られているためにエネルギー効率に対して設備単価が安価なガスボイラやターボ冷凍機が導入される。そして、これらは通常運用時にもある程度は運用されるため、その分、ガス吸収式冷温水機の容量は減少する。

3.4.4 ペナルティが及ぼす影響

電力のペナルティ単価を 2800[JPY/kWh]から、同じく停電コストとして論じられる水準を踏まえ、2～3 倍となる 5600[JPY/kWh], 8400[JPY/kWh]へと変化させた[3-17]。その場合の年間コストへの影響を Fig. 3.7 に、また、ガスエンジン台数を変化させた場合の年間ペナルティ額を Fig. 3.8 に示す。

この規模のペナルティ単価の変更では、ガスエンジン 5 台導入時での年間の運用コストが最も低いという結果は変わらないが、ガスエンジン台数が増えるに従ってペナルティ単価の違いによる影響が小さくなっていく傾向にある。これは、台数増加によってガスエンジン故障の確率は上がるものの、実際には Fig. 3.3 に示すとおり複数台の同時故障の確率が非常に低いために影響が小さく、逆にガスエンジン台数が増えることで設備に余裕ができ、不足するエネルギー量が小さくなることを示している。

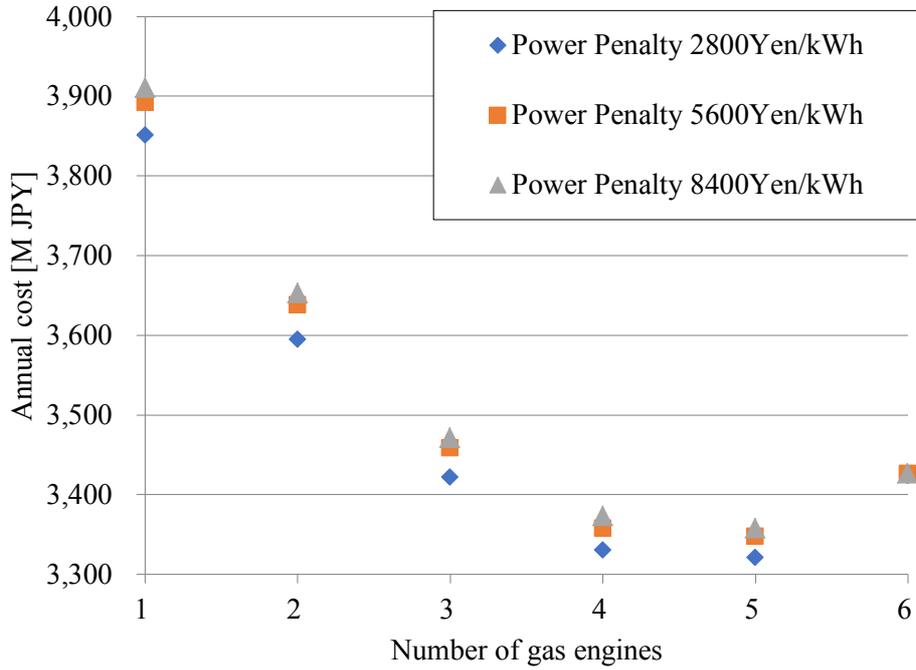


Fig. 3.7 Influence on annual cost of penalty cost changing

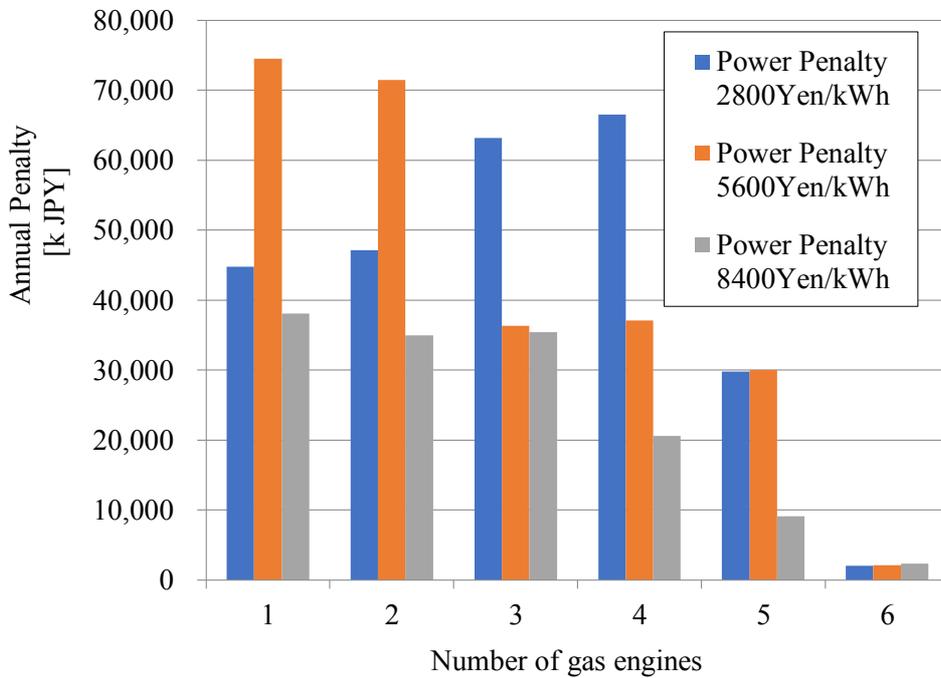


Fig. 3.8 Annual penalty cost, sum of Power, Heat, and Cooling

3.4.5 故障を考慮しない構成での故障時の評価

故障を考慮していない最適機器構成と、故障を考慮した最適機器構成に対して、故障が起こりうるシミュレーションを行った比較を Fig. 3.9 に示す。上述 3.4.2 の結果にあるとおり、故障を考慮していない最適機器構成でのガスエンジンは4台、故障を考慮した最適機器構成でのガスエンジンは5台である。故障を考慮していない設備構成では故障への対応が十分に出来ず、ガスエンジンが想定外の停止をすることで電力・熱・冷水が不足し、それぞれにペナルティが課される。故障を考慮しないガスエンジン4台での最適機器構成の年間コストは、故障を考慮したガスエンジン5台での最適機器構成のものよりも高くなった。この差はペナルティ単価が高くなるほど大きくなる傾向にあり、電力ペナルティを 2800[JPY/kWh], 5600[JPY/kWh], 8400[JPY/kWh]と変化させた場合、電力ペナルティ 2800[JPY/kWh]の条件で故障を考慮した場合の年間コストを100%とすると、それぞれ 101.2%, 105.3%, 109.4%と大きくなる。これを CGS 導入による経済効果でみると、Fig. 3.10 に示すとおりそれぞれのケースで 95%, 84%, 64%と減少する。予め故障を考慮した最適機器構成ではペナルティが占める割合が少なくなるため、故障を考慮した設備計画はペナルティ単価の変動に影響を受けにくく、経済的なリスクを回避できると評価された。

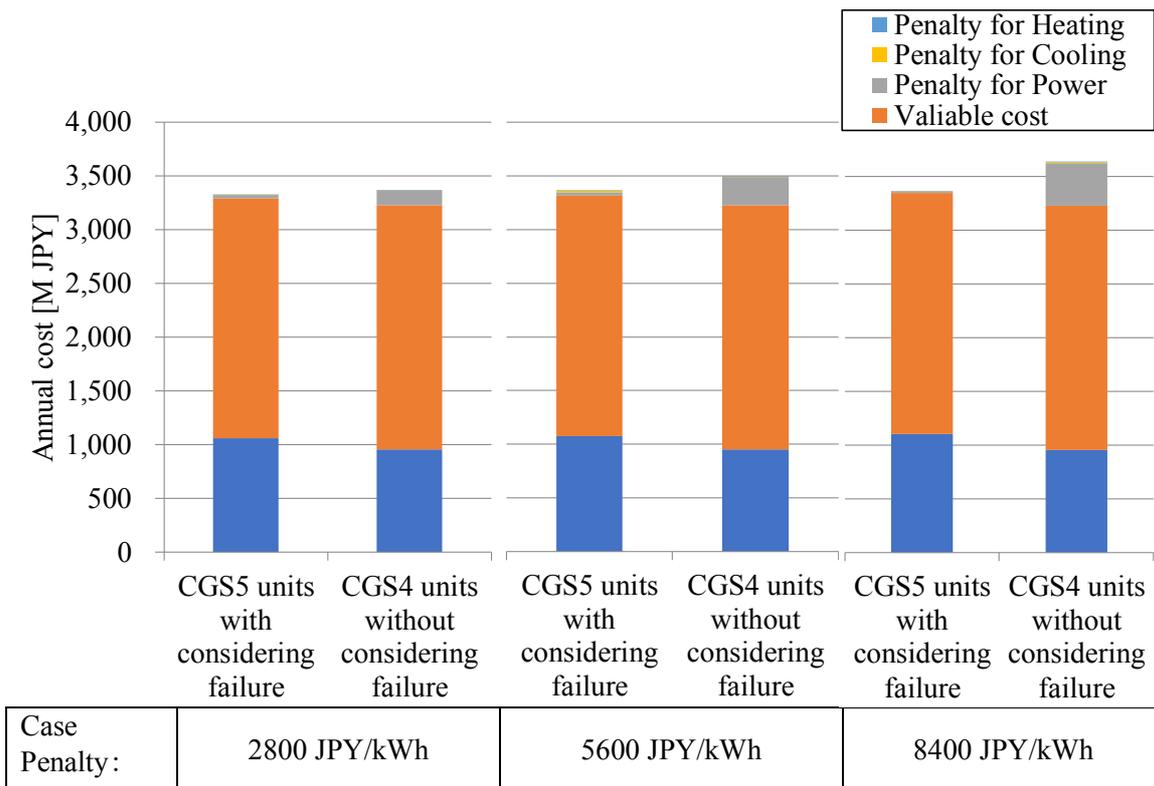


Fig. 3.9 Comparison of the annual cost by considering failure with changing power penalty unit cost

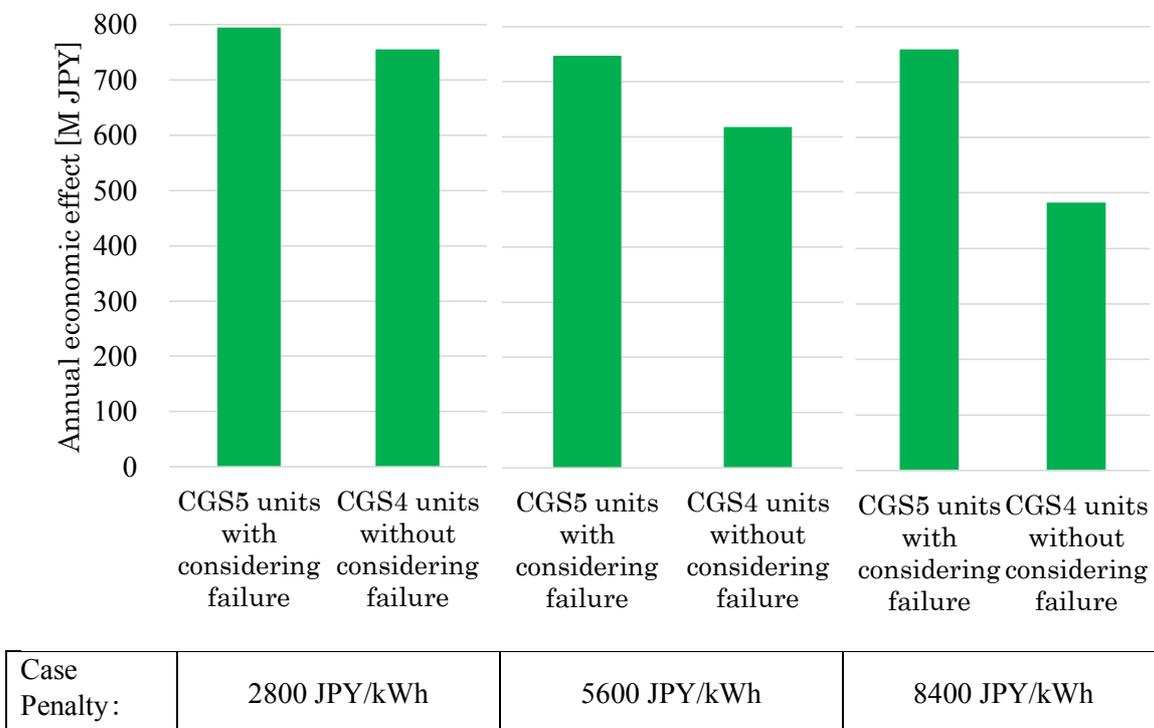


Fig. 3.10 Comparison of the economic effect by considering failure with changing power penalty unit cost

3.5 結論

本研究では複数セットのガスエンジンCGSが導入されるDHCにおいて、ガスエンジンの故障確率を考慮した最適設備成を解析した。

まず、故障を考慮した場合には夏季の電力デマンドと冷房負荷のピークにガスエンジンが停止することが考慮され、冷水供給能力不足をバックアップするために特に冷凍機の導入容量の増加が顕著となった。また、故障を考慮した場合の年間のペナルティの額はガスエンジン台数とペナルティ単価により変化するが、今回検証した範囲ではいずれの場合も年間コストの数パーセント内に収まった。これは、他の設備の余剰が増加したことによるバックアップ設備の容量増加も一因であるが、ガスエンジン台数の増加により故障の発生率は上がっても複数台数が同時に故障する確率は非常に小さいことにより、その影響が抑えられることも理由である。

今回の条件の地域冷暖房システムの経済性については、故障を考慮しない最適設備構成でのガスエンジン台数が4台に対し、故障を考慮する場合は5台であることが示された。つまり、故障の考慮により経済的に最適なガスエンジン台数は変わる場合がある事が明らかとなった。また、故障を考慮していない設備構成で故障を想定した場合、あらかじめ故障を考慮して計画された設備構成よりも年間コストが増加した。

参考文献

- [3-1] 一色拓人, 細野英之, 佐々木裕文; 地域冷暖房システムの最適運用に関する研究 (第2報) オプトパスの活用事例の紹介, 2016 平成 28 年度大会(鹿児島) 学術講演論文集, 2, 69-72
- [3-2] 関口圭輔, 中尾正喜, 藁谷至誠, 植草常雄, 羽山広文, 水冷パッケージ空調システムの信頼性評価に基づく冷却塔設計手法の研究 その2, 2007 日本建築学会環境系論文集, 日本建築学会, 72-617, 57-63
- [3-3] 羽山広文, 阿南陽介, 渡邊均, 森太郎, 木下学; 空調システムにおける信頼性と冗長構成に関する評価 2009, 日本建築学会技術報告集, 15-31, 817-822
- [3-4] 伊東弘一, 蒲生恵司, 横山良平; 機器故障を考慮した燃料電池コージェネレーション・システムの最適設備容量計画, 1998, 日本機械学会論文集 C 編, 64-619, 1021-1028
- [3-5] S. León-Aldaco; H. Calleja; J. Aguayo; C. Correa; E. Flores, Enhancement of the survival probability of a photovoltaic converter—An optimization approach, 2018, *al engineering* 69, 115-128
- [3-6] X. Fu; Q. Guo; H. Sun; X. Zhang; L. Wang; Estimation of the failure probability of an integrated energy system based on the first order reliability method, 2017, *Energy* 134, 1068-1078
- [3-7] X. Fu; X. Zhang; Failure probability estimation of gas supply using the central moment method in an integrated energy system, 2018, *Applied Energy* 219, 1-10
- [3-8] 梶山啓輔, 内山洋司, 能島雅史; エネルギーチェーン多層評価モデルによる分散型電源の総合分析, 第22回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス講演論文集, 2006, 195-198
- [3-9] 村岡 由華里, 大山 力, 需要成長の不確実性の下での分散電源を含む電源計画, 200, 3 電気学会論文誌. B, 電力・エネルギー部門誌 123(2), 162-168
- [3-10] ディペンダビリティ(信頼性)用語 JIS Z 8115:2000, 2000, 日本工業規格
- [3-11] 住友俊哉, 秋澤淳, 池上貴志, 中山政行, 業務用建物における固体酸化物形燃料電池コージェネレーションの導入効果, 2019, 98 巻 7 号 p. 149-156, 日本エネルギー

ギー学会 <https://doi.org/10.3775/jie.98.149>.

- [3-12] 天然ガスコージェネレーション機器データ 2015, 2015, 日本工業出版
- [3-13] Sam, N.; Simon, H., International comparison of fossil power efficiency and CO2 intensity - Update 2018.,2018, ECOFYS Netherlands B.V
- [3-14] 蟻生 俊夫, 後藤 久典; 需要家から見た供給信頼度の重要性と停電影響－国内需要家調査および首都圏停電調査にもとづく分析－, 2006, 電力中央研究所 研究報告書, Y06005
- [3-15] 建築環境・省エネルギー機構 (IBEC), スマートエネルギータウン調査 報告書 2012年 6 月,2012, 日本サステナブル建築協会 (JSBC)
- [3-16] 公益社団法人 空気調和・衛生工学会, 都市ガスコージェネレーションの計画・設計と運用, 2015, pp178 144~147
- [3-17] 平成 28 年度(2016 年度)取りまとめ, 2016, 調整力及び需給バランス評価等に関する委員会

Nomenclature

Index

d	Days	integer from 1 to 365
D	Days in the term for evaluation	365
En	Types of energies	PWR, WHW, STM, HTW, HET, COL
h	Hours	integer from 1 to 24
iC	Cool water supply equipment	ABD, ABG, GEN, TCH
iCG	CHP of Gas engines	integer from 1 to 6
iG	Gas consuming equipment	CHP, ABG, GBO, GEN
iH	Hot water supply equipment	CHP, SZH, SZW, WZH, WZW
iP	Power supply equipment	GRID, CHP
m	Month	integer from 1 to 12
N	Numbers of CHP of Gas engines	integer from 1 to 6
T	Hours in the term for evaluation	8760
w	Day types	Weekday, Saturday, and Holiday

Variables and parameters for the failure modeling

$A(T)$	Average availability in the term of T
\bar{A}	Average availability
FD_y	Expected value of days of failure pattern y
FP	Status in Failure
FP_y	Possibility of failure pattern y
$N(t)$	Numbers of CHP in operation in t
$n(t)$	Numbers of failure in t
$P_0(t)$	Possibility Equipment can be in operation in t
$P_1(t)$	Possibility Equipment cannot be in operation in t
pEw_{En}	Shortage of energy as penalty (En)[kWh]
Pr_{pn}	Unit price of penalty [JPY/kWh]
t	Time
y	Numbers of equipment in failure
Δt	Unit time
$\mu(t)$	Possibility Equipment to be in repair working in t
$\lambda(t)$	Possibility Equipment to be in Failure status in t

Variables representing the cost for the objective function

c_{Fl}	Cost of fuel gas [JPY]
c_{Gd}	Grid power monthly demand charge [JPY]
c_{Mt}	Maintenance cost of gas engine [JPY]
c_{Pn}	Penalty cost [JPY]
c_{annual}	Annual operating cost [JPY]
c_{fx}	Fixed cost [JPY]
c_{rn}	Variable cost [JPY]
$gOp_{iG,w,m,h}$	Operating state at each time as binary
qCp_i	Rated capacity of equipment [kW]
$qOw_{i,d,h}$	Power supply from equipment [kWh]
$qOw_{GRID,d,hD,m}$	Power supply from Grid in daytime [kWh]
$qOw_{GRID,d,hN,m}$	Power supply from Grid in nighttime [kWh]
r	Interest rate [-]
t	Service life [year]

Parameters

$Dm_{En,d,h,m}$	Energy demand in a time-domain (En) [kW]
$DmPw_{En}$	Peak of Power demand (En) [kW]
$PrCp_i$	Unit price of equipment (i) [JPY /kW]
$PrCp_{GRID}$	Grid, monthly demand charge [JPY /kW]
Pr_{Fl}	Unit price of fuel gas [JPY /kW]
Pr_{GdD}	Grid, usage fee for day-time [JPY /kWh]
Pr_{GdN}	Grid, usage fee for night-time [JPY /kWh]
$Pr_{iCG,ms}$	Cost of maintenance [JPY]
Pr_{mt}	Unit price of Engine maintenance [JPY /kWh]
$QEf_{i,En}$	Efficiency of equipment (i, En) [-]

第4章 中速/高速ガスエンジンコージェネのメンテナンスを考慮した 設備最適化

4.1 緒論

4.1.1 コージェネレーションシステム経済性評価の課題

本章では、発電設備の信頼性に大きく影響するメンテナンスに着目し、運用に対する影響を評価する。

現在、一般的に発電用に用いられているレシプロエンジンには、回転数により大きく中速・高速の二種があり、それぞれ特性が異なるが、従来、DHC に多く導入されているガスエンジンCGS 計画時の経済性検討では高速・中速どちらか一方のエンジンによる複数セットでの評価が行われ、各ユニットの運転時間の累積が均等になるように運用されてきた。また、メンテナンス費用は、発電量あたりの平均値を単価とした計算で評価され、実際に発生する交換部品の寿命や作業の頻度、コストの変動などが考慮されていない。

ガスエンジンも中速・高速のそれぞれで特性が異なるため、それらの混成によるCGS においてもそれぞれのイニシャルコスト、メンテナンス、熱・発電効率といった特性を複合的に考慮して経済性検討を行うことは、技術選択の幅を広げるという点で重要である。それら特性の中でも、本研究では特にメンテナンスプロセスに主眼を置き、従来は明確に運用用途が違う場合を除いてなされてこなかった高速・中速の混成での経済性シミュレーションを行い、その有用性を評価する。

4.1.2 メンテナンスプロセスに主眼を置いたシステムの最適化

エネルギー機器のメンテナンスの最適化に関する先行研究という視点では、まず、アベイラビリティと信頼性を確保するための火力発電のメンテナンス計画において、システムのアベイラビリティを維持するためにはメンテナンスに多額の投資が必要であり、プラントの収益に大きな影響を与える可能性があると報告されている[4-1]。また、火力発電所のガスタービンにおいて故障のリスクに応じてメンテナンススパンを延長することにより、メンテナンスコストの削減を検証している

報告もある。ガスタービンでは、重要部品である燃焼関連の高温部品の保守部品が高価なため、運用の実情を把握した上で、メーカー推奨ではなく自主的にメンテナンス計画を設定しているものである[4-2]。

本研究で提案するメンテナンスの最適化手法には、Fig. 4.1 に示すように 2 つの軸を持つ。1 つは対象期間中の各単位時間での運用コストの最適化であり、もう 1 つは経過時間に対する累積稼働時間の傾向を最適化することによる保守コストの最適化である。

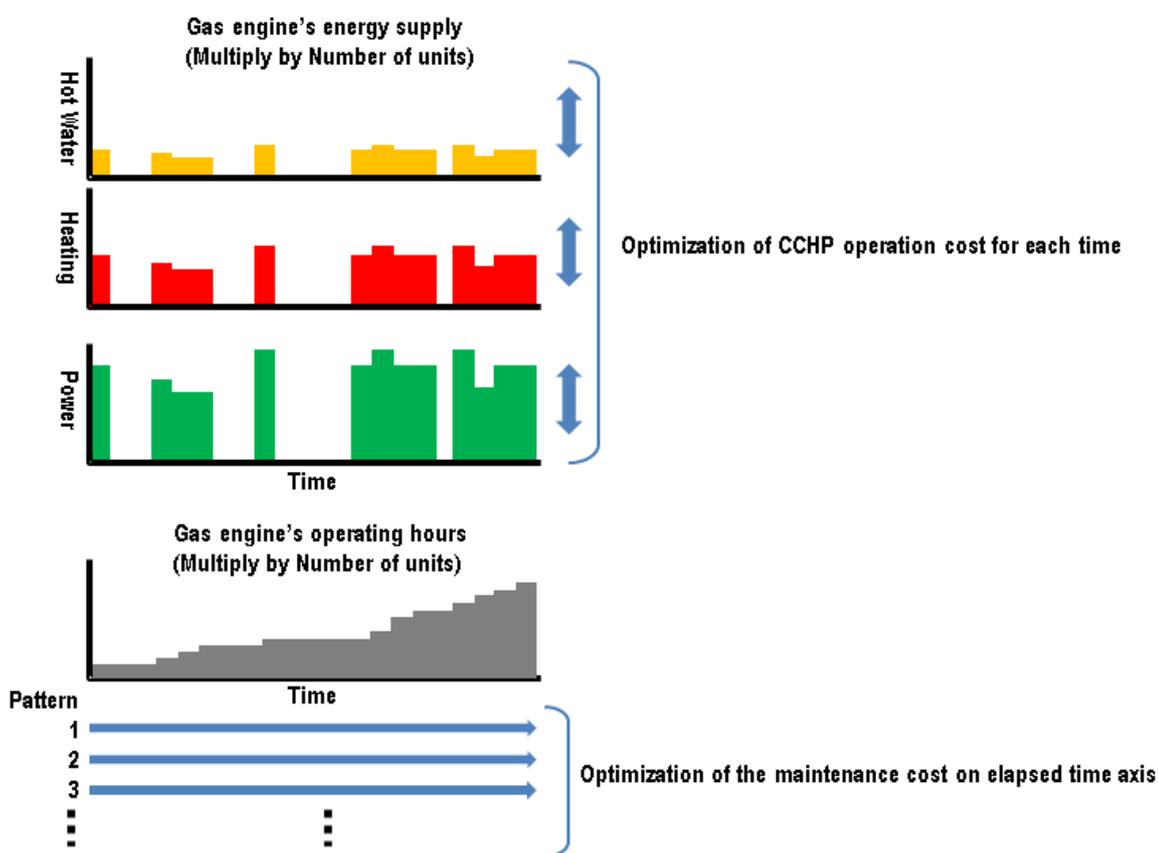


Fig. 4.1 The axes of optimization for CGS operation cost for each time and maintenance cost on elapsed time

上述のような従来の同型複数ユニットでの最適化で検証対象とされているのは第 1 の軸である。異なるタイプのエネルギー設備の混成運用という観点の先行研究としては、火力発電制御システムへの提案ではあるが、CGS の発電部分に焦点を当て、1 サイト内での異なるタイプの発電設備を効率運用するための制御理論の重要性が提起されている[4-3]。ただしこの事例では、

経過時間を考慮したメンテナンススケジュールの最適化の観点は含まれていない。

第2の軸として、複数ユニットが長期間稼働するといったCGSの主原動機と共通する特徴がある冷凍機についても特性の異なる建物の冷凍機の保守計画と機器更新のタイミングの最適化について、基礎研究[4-4]、及び実際の建物を考慮した[4-5]検証がなされており、運用の最適化により経済効果を引き出すことが示されている。また、機器のライフサイクルを考慮して更新タイミングの最適化の検証もなされており[4-6]、これらの先行研究では設備のメンテナンス最適化の際にさまざまなタイプのユニットの特性ごとにメンテナンススパンやコストなどの実際のメンテナンスプロセスが考慮されている。しかし、冷暖を入れ替える負荷の無い時期にメンテナンスに入る冷凍機と違い、CGSの主原動機は運転時間の累積でメンテナンスのタイミングが決まるため、各経過時間の運転の有無次第でメンテナンスのタイミングが変わり、仮にメンテナンス費節約のためにCGSの主原動機が稼働しない場合にはバックアップ機器の運転が必要になるなど、冷凍機にはない考慮すべき選択肢が多数存在し、複雑な条件となる。

4.1.3 シミュレーション手法

上述のとおりメンテナンスプロセスを考慮したCGS運用最適化において異なる種類を混成したガスエンジンの運用をベースに設備構成を最適化することは容易ではない。どのガスエンジンの組み合わせの最適設備構成が最もライフサイクルコストの削減に効果があるかの検証となる。

従来、シミュレーションにおいてメンテナンス費用は頻度や所要時間などを考慮せず発電量あたりの平均値の単価を用いて試算されてきた。しかし、本研究では今まで考慮されてこなかった頻度や所要時間を考慮し、費用を実際に交換部品や人件費のコストが発生するメンテナンス実行の都度で計算する方法をとった。この方法によりコスト変化が時間ごと詳細に算出され、使用期間を想定した上での経済的比較が容易という利点が存在する。

以上より、本研究ではDHCへの二種、複数台のCGS導入時の詳細なメンテナンスプロセスを考慮した経済的評価を行う。モデル化に際してはCGSを導入したDHCにおいて最適な設備構成を決定する。従来、CGSの原動機の設備コストの評価は線形で行われることが多いが、実際には、各社の製品ラインナップや在る一定容量を境界として機器構造が大きく変わり、容量比コストが線形にならないため、その点も検証を行う。

4.2 地域冷暖房システムにおけるガスエンジンコージェネレーションシステム運用

4.2.1 従来のガスエンジン運用・評価手法と新たな手法の提案

従来、CGS の主機となる発電設備が複数台導入された場合の運用は、いわゆる”ローテーション運用”と呼ばれるもので、基本的に各ユニットで運転時間に大きなばらつきが生じないように行われる。この運用では全ユニットが同じようなタイミングで同じ種別のメンテナンス作業を迎えるため、設備の管理が容易となり、必要となる補用パーツも全ユニットで共通のタイミングで揃えることが出来るために、費用の低減が見込めるなどのメリットがある。また、特殊な事例を除いて、設備の運用年数が決められることはないため、各ユニットの運転時間は均等に累積していく。メンテナンス費用はシンプルに発生した種別ごとに支払う場合もあるが、発電量にメンテナンス単価を乗じて決める方式が多くのユーザで採用されている。この方式では自家発・CGS の運用で得られたメリットの中から都度、経費としてメンテナンス費用を支払うという形になるため、運転費の変動が抑えられ、予算管理が容易となる。

これに対し、本章で提案する運用方法は、設備の運用年数を定め、運転費用の低減を目的とした運用とする。各時間のデマンドに対して各ユニットはそれぞれの累積運転時間とメンテナンスプロセスを考慮して運転・停止が決められるため、必ずしも各ユニットの運転時間は同一にはならない。また、メンテナンス費用は種別ごとに発生する。あらかじめ設備の運用年数を定めることで、事業実現性を評価が容易になり、また、例えば稼働開始から数年経過後の大規模メンテナンスを実施したにも関わらず、運用期間が終了してしまうというような無駄な支出を回避することができるというメリットがある。

4.2.2 中速機および高速機の特徴

本章で注目するエンジンの特徴はメンテナンスプロセスである。

メンテナンス種別ごとの内容にも依るが、一般的に中速機より高速機の方が短いメンテナンスでメンテナンスが実行され、また、早く次のステージに上がる傾向にある。

本研究で想定するガスエンジンの高速機・中速機のメンテナンスの実施目安を Table 4.1 に時間ごとに 6000 h まで示す。

Table 4.1 The schedule of gas engine maintenance

Maintenance stage		Operation hours[h]					
		1000	2000	3000	4000	5000	6000
High-speed type	Ah	✓		✓		✓	
	Bh		✓				✓
	Ch				✓		
Medium-speed type	Am		✓				✓
	Bm				✓		
	Cm						

4.3 コージェネレーション運用のモデル化

4.3.1 モデル化の特徴

中速機・高速機混成の各ケースで MIP によるシミュレーションを行う。複数の定式化条件を満たす最適解を見つけ、目的関数として表される総運用コストを最小化する。

空調関連設備などのメンテナンス作業が一般的に春や秋の設備稼働が必要とされない時期に実施されるのとは対照的に、ガスエンジンは累積稼働時間がメンテナンススパンに達したタイミングで作業に入る必要がある。このため、各設備にはガスエンジンのメンテナンス期間中もエネルギー供給を維持するための十分な容量が必要である。なお、ガスエンジン以外の設備は運転時間に関わらず経過時間でメンテナンスが行われるため、今回のメンテナンス費用の評価の対象外とする。

第 1 の軸として、本研究では CGS 運用最適化の他の先行研究と同様に CGS 内のすべての機器の設備減価償却費と年間運用コストの和を最小化するために負荷パターンを最適化する。本研究の最適化とは対象期間中の各単位時間において、負荷率を変動させて各ガスエンジンと他設備との運用を検証し、その結果から CGS 運用の総コストを最小化する最適解を得ることである。各ガスエンジンの負荷率は都度、0%または 50%から 100%まで連続的に変化し、与えられたすべての線形条件下での最適解が導かれる。

次に、経過時間を第 2 の軸とし、累積稼働時間によるメンテナンスタイミングの最適化について

でも考慮する。タイミングの最適化においては高速機と中速機の特性の違いを考慮して対象期間内のメンテナンススケジュールを作成する必要がある。計画的に運用を行った上で各ガスエンジンの運転時間は経過時間軸方向に累積され、メンテナンススパンに達するとメンテナンスコストが発生する。

実際のメンテナンスプロセスを考慮してガスエンジン CGS の運用を最適化するには上記の 2 つの軸を組み合わせる必要がある。つまり、各単位時間での負荷に応じた運転パターンだけでなく、経過時間に累積された稼働時間も含めた最適化が必要である。

これらによる最適化での変数変動の影響は稼働時間カウントの変数はメンテナンススケジュールが稼働時間によって決定されるために経過時間の方向に発生し、各時間単位の DHC 設備運転最適化の設備負荷率変数は主として各単位時間の運転コストに影響するものの、ほとんど経過時間に影響しない。

今回の検証では推定年間負荷パターンは毎年繰り返されるが、各ガスエンジンの維持費は累積運転によって決定されるため、ガスエンジンの運転・停止の判断は対象期間中の全単位時間に対して検討する必要がある。さらに、CGS のすべての冷暖房・給湯に最適な機器構成・容量を導き出すには単位時間ごとの各ガスエンジンの出力変動も考慮が必要である。DHC の CGS 運用の事業実現性を評価するには、計画された機器構成である一定の期間を想定してシステムのパフォーマンスを評価することが望ましい。ただし、前述のように想定対象とする機器が多く、システムの運用期間が長くなると最適化は複雑になり検討に必要な演算リソースが大きくなる。

本研究で提案している手法は、ガスエンジンのメンテナンスプロセスを考慮する CGS 運用において最適化によって異なるタイプのガスエンジンの混成での運用がどのように制御されるかに焦点を当て、従来の単一タイプの設計よりも高速機と中速機の混成が優位性を持つ可能性の検証を目標としている。まず、最低限の必須条件下でこの最適化手法が効果的であることが明確になることにより、次の段階として最適化の CGS 運用期間を延長し、ガスエンジンのタイプ選択をより大規模化すれば、同様の検証により長期での最適運用解が得られる。従って、本研究では、まず検証対象期間を 365 日とする。また、1 日の 24 時間は 4 時間ごとに Index とする h で示される 6 つの単位時間領域に分割される。 h は 1~6 で $h \leq 4$ は hD で表される昼間、 $h \geq 5$ は hN で表される夜間である。

4.3.2 目的関数

対象となる DHC の設備構成を MIP により最適化を行う。年間運転費用[JPY]を目的関数として、これを最小化する。年間運転費用は固定費[JPY]と変動費[JPY]の和である。

$$C_{annual} = C_{fx} + C_{rn} \quad (4.1)$$

固定費は第3章の式(3.10)、変動費は式(3.11)のとおりで、電力の従量料金、ガス料金はそれぞれ式(3.12)、式(3.13)のとおりであるが、メンテナンス費は運転時間に応じてメンテナンスが開始された際に加算される。

$$cMt = \sum_{icG,ms,d} (Fbg_{icG,ms,d} \times Pr_{icG,ms}) + \sum_{icG,ms,d} (Nbg_{icG,ms,d} \times Pr_{icG,ms}) \quad (4.2)$$

4.3.3 制約条件

各制約条件は、第3章と同じとする。

4.3.4 ガスエンジンメンテナンスプロセスのモデル化

メンテナンスプロセスでは、交換部品ごとにまとまったメンテナンス種別が部品寿命を基準に周期的に行われる。また、一般的に設備は導入当初は故障率が高い傾向にあるため、一度の初回メンテナンスだけは通常メンテナンスと異なる早めの時期に実施される事例もある。その点を踏まえ、本研究では各メンテナンス種別 ms に対応する変数を初回と通常メンテに個別に定義する。

初回、通常のメンテナンスにおいて、それぞれの開始日、作業日、終了日の関係性は次のとおり。

$$Fwk_{icG,ms,d} = Fwk_{icG,ms,d-1} + (Fbg_{icG,ms,d} - Fed_{icG,ms,d}) \quad (4.3)$$

$$Nwk_{icG,ms,d} = Nwk_{icG,ms,d-1} + (Nbg_{icG,ms,d} - Ned_{icG,ms,d}) \quad (4.4)$$

メンテナンス作業は、メンテナンススパンを超えない範囲で作業日の最初の単位時間 (1[unit-h])から開始とするため、初回と通常メンテナンスにおける各種別のメンテナンススパン [unit-h]からの前倒しの範囲は 6[unit-h]より小さい。

$$Ftl_{iCG,ms,d} < 6 \times Fbg_{iCG,ms,d} \quad (4.5)$$

$$Ntl_{iCG,ms,d} < 6 \times Fbg_{iCG,ms,d} \quad (4.6)$$

ガスエンジンのメンテナンスは稼働時間カウンタがメンテナンススパンに達した場合に実施されるため、稼働時間のカウンタは 0 または正の数である。

$$oHr_{iCG,ms,d,h} \geq 0 \quad (4.7)$$

各号機*iCG*の各メンテナンス種別*mS*用にガスエンジンの稼働時間カウンタ[unit-h]と、その最大値となるメンテナンススパン[unit-h]、初回メンテナンスが実行された以降の状態の関係性は次式のとおり表される。

$$oHr_{iCG,ms,d,h} \leq Fyp_{iCG,ms} \times (1 - Ffn_{iCG,m,d}) + Nyp_{iCG,ms} \times Ffn_{iCG,ms,d} \quad (4.8)$$

$$Ffn_{iCG,ms,d} = Ffn_{iCG,ms,d-1} + Fbg_{iCG,ms,d} \quad (4.9)$$

カウンタはガスエンジンの運転により増加していくため、条件*h*>1 においては、次式のとおり。

$$oHr_{iCG,ms,d,h} = oHr_{iCG,ms,d,h-1} + gOp_{iCG,d,h} \quad (4.10)$$

メンテナンススパンに達するとメンテナンスが始まり稼働時間カウンタは 0 に戻る。なお、時間帯 1[unit-h]においては、メンテ開始も考慮する必要があるため、条件*h*=1 では、次式のとおり。

$$\begin{aligned}
oHr_{iCG,ms,d,1} &= oHr_{iCG,ms,d-1,6} + gOp_{iCG,d,1} \\
&\quad - Fbg_{iCG,ms,d} \times Fyp_{iCG,ms} + Ftl_{iCG,ms,d} \\
&\quad - Nbg_{iCG,ms,d} \times Nyp_{iCG,ms} + Ntl_{iCG,ms,d}
\end{aligned} \tag{4.11}$$

上述の考え方をまとめるとイメージは Fig. 4.2 のとおり。

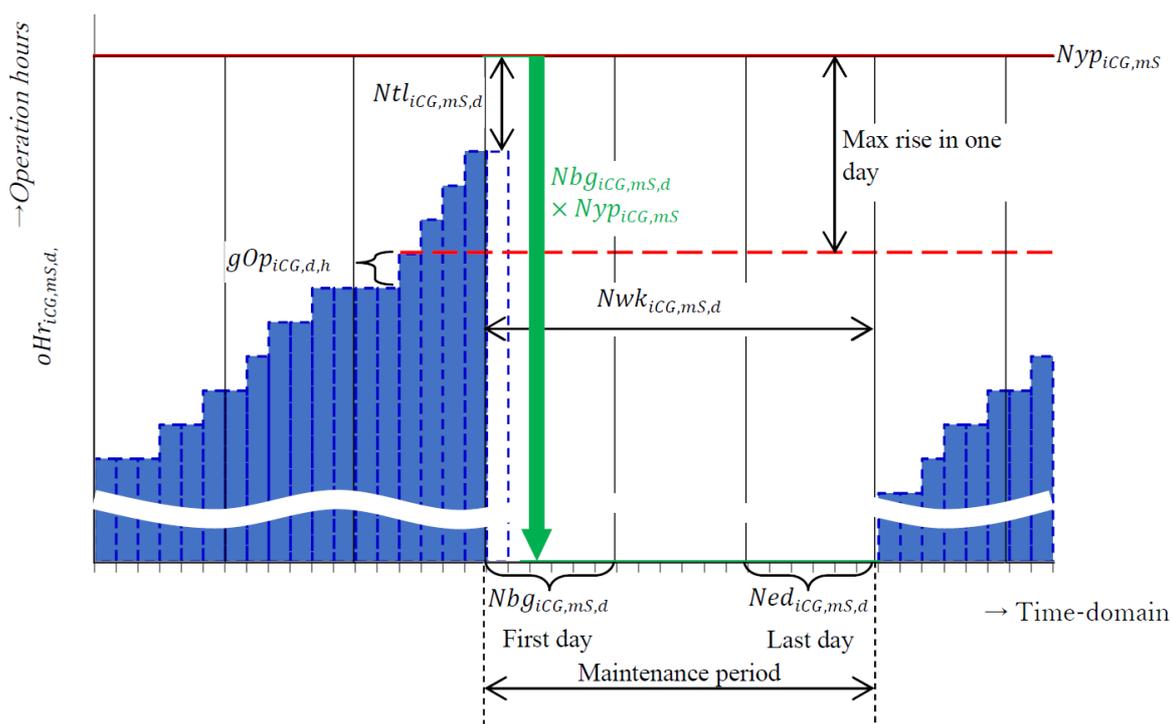


Fig. 4.2 Variables related to operation counter and maintenance

各時間の*iCG*号機において稼働とメンテナンスは同時に発生しないため、条件は次のとおり。

$$gOp_{iCG,d,h} + Fwk_{iCG,ms,d} \leq 1 \tag{4.12}$$

$$gOp_{iCG,d,h} + Nwk_{iCG,ms,d} \leq 1 \tag{4.13}$$

各時間の*iCG*号機に入るメンテナンスが重なる事は無いため、条件は次のとおり。

$$\sum_{mS} Fwk_{iCG,mS,d} \leq 1 \quad (4.14)$$

$$\sum_{mS} Nwk_{iCG,mS,d} \leq 1 \quad (4.15)$$

メンテナンス開始は、終了日から各メンテステージ*mS*に対応する所要日数*Wd(mS)*前に開始される。

$$Fbg_{iCG,mS,d-Wd(mS)} = Fed_{iCG,mS,d} \quad (4.16)$$

$$Nbg_{iCG,mS,d-Wd(mS)} = Ned_{iCG,mS,d} \quad (4.17)$$

4.3.5 パラメータの設定

a) ガスエンジン

導入するガスエンジンは中速・高速の選択が可能なレンジである送電出力 3800kW を想定する。導入の総数は 3 とし、*iCG* = 1~3として示される。つまり、想定される負荷に対して 3800kW のガスエンジン[4-7, 4-8]が 3 ユニットで構成されるモデルとする。

b) メンテナンスのパラメータ

本研究で想定した高速機・中速機のそれぞれ 3 種類のメンテナンス種別の諸元を Table 4.2 に示す[4-9, 4-10, 4-11]。また、メンテナンス初回作業については通常メンテの半分の周期で行われるものとした。

Table 4.2 Maintenance elements

Items	Type of engine						
	Parameters	High-speed type			Medium-speed type		
Maintenance Stage	<i>mS</i>	Ah	Bh	Ch	Am	Bm	Cm
First's span[h]	<i>Fyp_{iCG,mS}</i>	1000	2000	4000	2000	4000	8000
Regular's span[h]	<i>Nyp_{iCG,mS}</i>	2000	4000	8000	4000	8000	16000
Working days	<i>Wd(mS)</i>	3	7	12	2	3	12

c) 設備費, ユーティリティ料金

電力, ガスなどのユーティリティ料金, 及び設備費の固定費率の定義は第 3 章と同じとする.

4.4 シミュレーション結果

4.4.1 地域冷暖房システムの需要および設備の想定

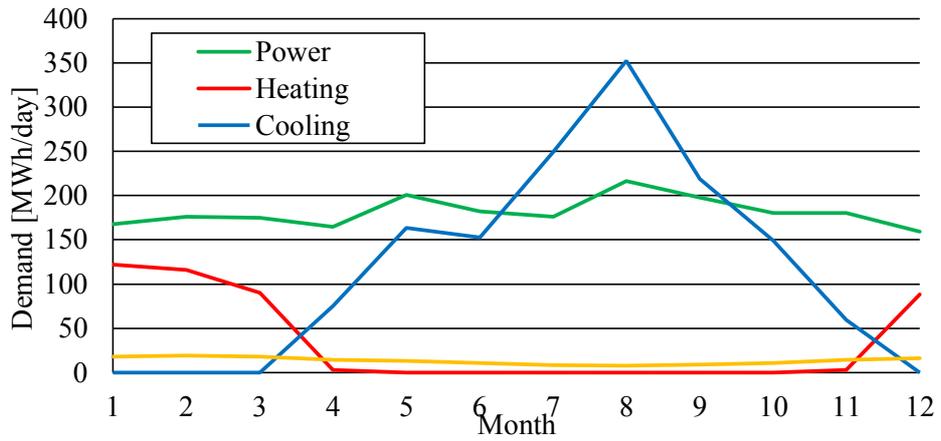
本章で想定する CGS は, 想定するガスエンジンの総出力から, ピーク電力需要が全体で約 15,000kW である DHC をカバーする規模とする. 負荷パターンの前提条件, 作成手法は 3 章と同じであるが, 本章では一日を6つの単位時間に分割するため, 演算には 4 時間ごとの平均値を用いた.

想定する DHC の供給対象地域の業種別の床面積を Table 4.3 に示す.

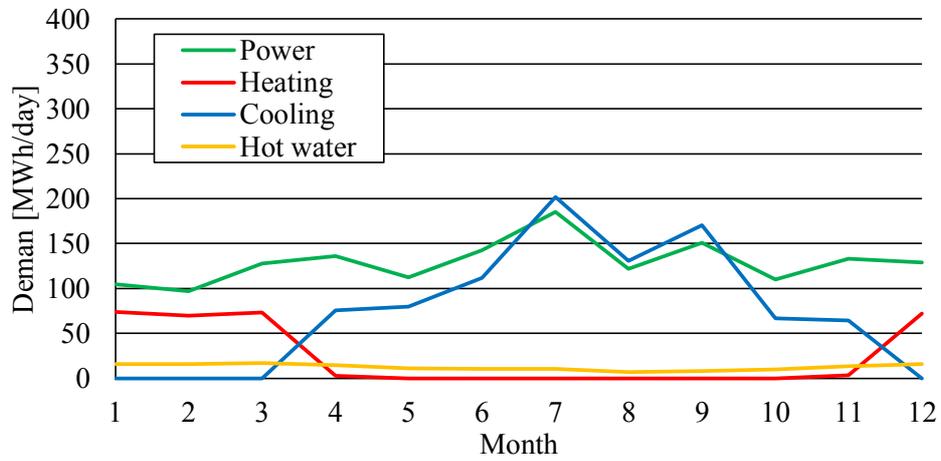
Fig. 4.3 に DHC の 1 年間の各月の平日, 土曜, 休日一日あたりの需要パターン, Fig 4.4 に冬季と夏季の一週間の需要変動の例を示す.

Table 4.3 Floor space according to the type of industry

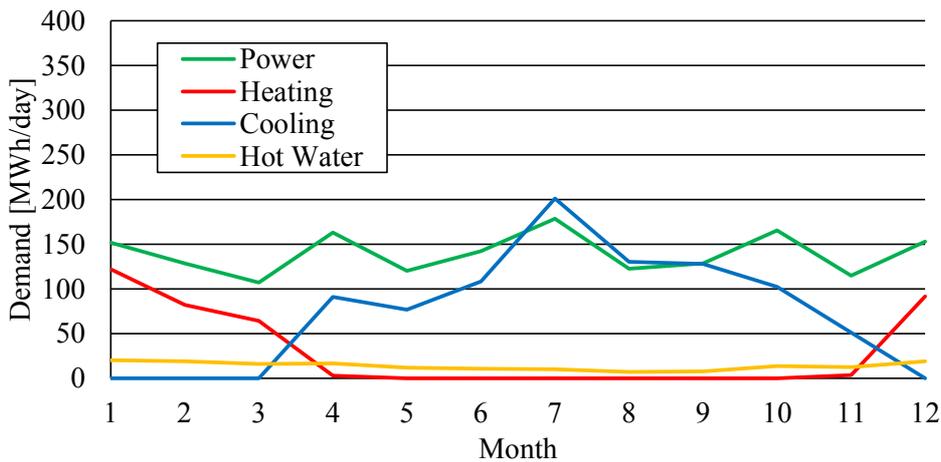
Building type	Floor Area [$\times 10^3$ m ²]
Office buildings	125
Commercial facilities	140
Residences	45
Hotels	30
Total	340



(a) weekday

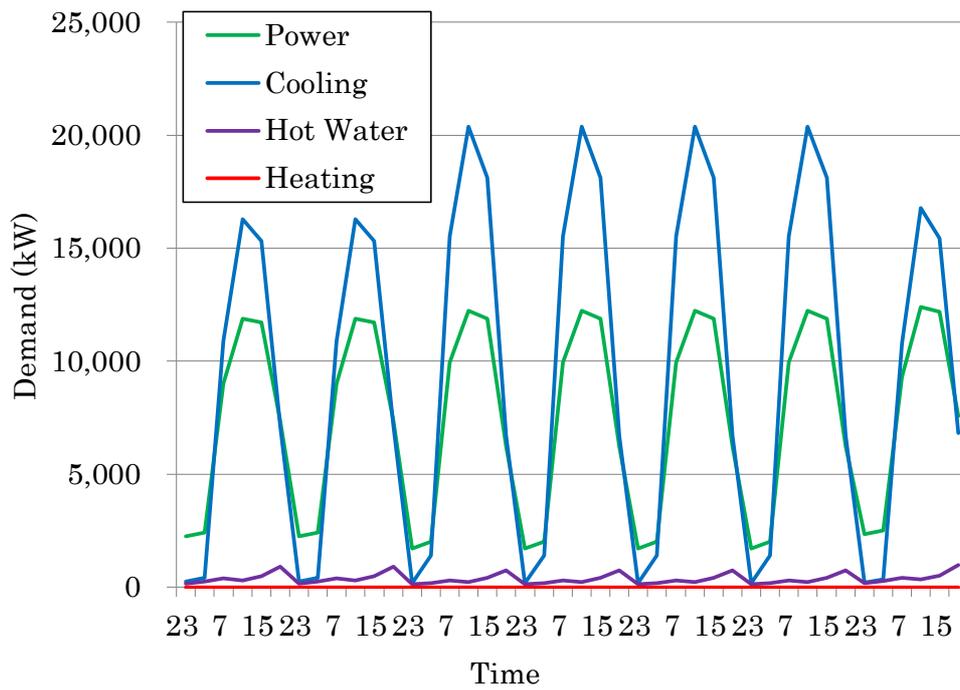


(b) Saturday

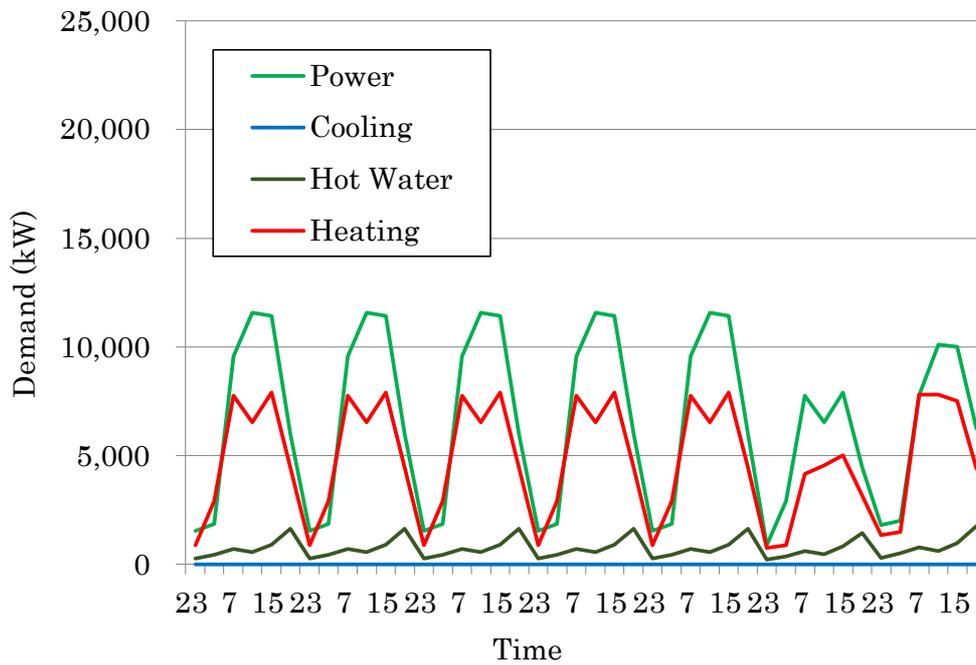


(c) Sunday

Fig. 4.3 Demand per day of assumed DHC



(a) Winter case



(b) Summer case

Fig. 4.4 The sample pattern of a week of assumed DHC

4.4.2 ケース設定

本研究ではガスエンジンの組み合わせの効果も検証するため、高速機と中速機を組み合わせ、高速のみ 3 台、高速 2 台・中速 1 台、高速 1 台・中速 2 台、中速のみ 3 台の 4 つのケースを検証する。これらは、それぞれ H3, H2M1, H1 M2, M3 と略称する。

検討した高速機と中速機の組み合わせを Table 4.4 に示す。その内の 1 つは H3 の従来の運用手法であり、高速機すべてが均等に運転される。その他のケースは新たな手法によりメンテナンスプロセスを考慮して最適化したものである。

Table 4.4 Case settings

Case	High-speed type	Medium-speed type	Note
Conventional	3	0	Equal operation
H3	3	0	} Optimized
H2M1	2	1	
H1M2	1	2	
M3	0	3	

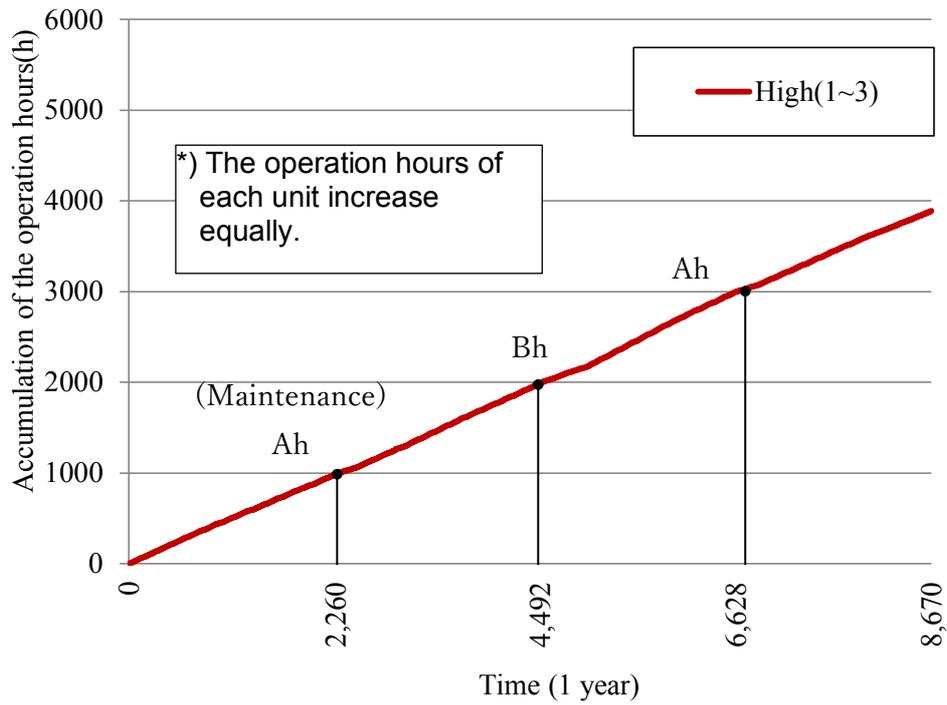
4.4.3 ガスエンジン運転時間と稼働率

シミュレーション結果として、各構成でのガスエンジンの稼働状況を示す。なお、グラフ中の横軸は 1 日を 4 時間ごとに区切った単位時間の連続した値である。

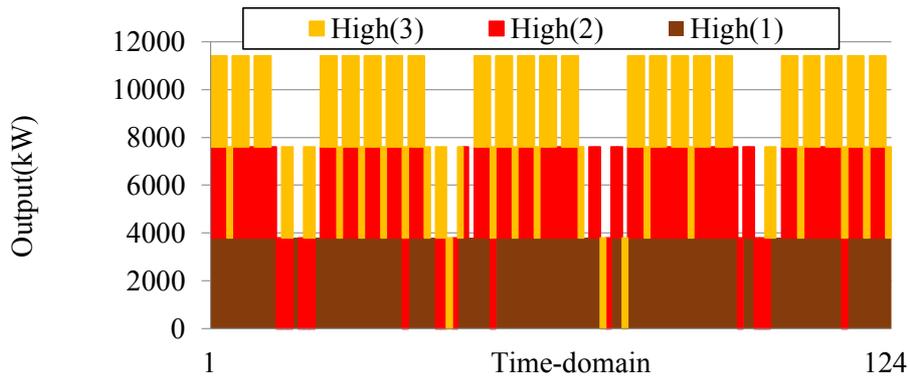
最初のステップとして従来のケースを H3 のケースと比較し、高速タイプの同じガスエンジンを使用した最適化されたケースと最適化されていないケースの違いを確認する。

Fig. 4.5 に Case: Conventional, Fig. 4.6 に Case: H3 の運転結果を示す。なお、(a): 運転時間の推移、(b): 例としての 8 月の一定期間(単位時間: 1275 から 1458)の各ガスエンジンの運転の累積詳細、(c): 電力供給からみたガスエンジン運用パターンである。

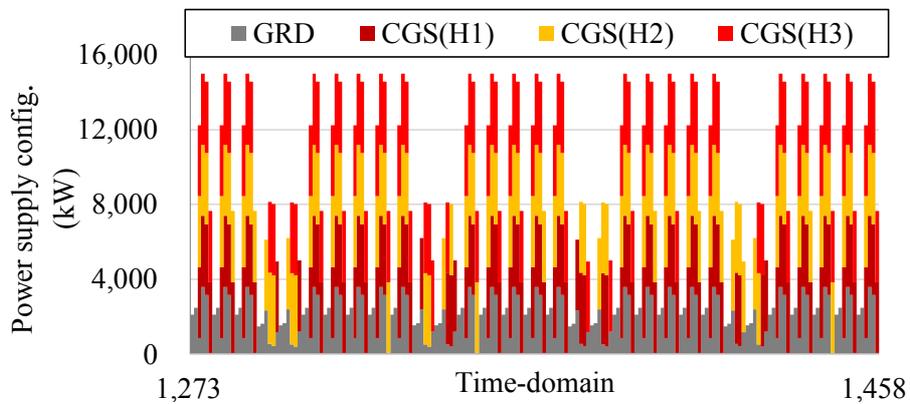
1 年間の CGS からの熱供給と給湯の 1 日あたりの統合値と 1 年間の排熱の 1 日積分値について、Fig. 4.7 に Case: Conventional, Fig. 4.8 に Case: H3 の結果を示す。



(a) Transition of operation hours and maintenance timings

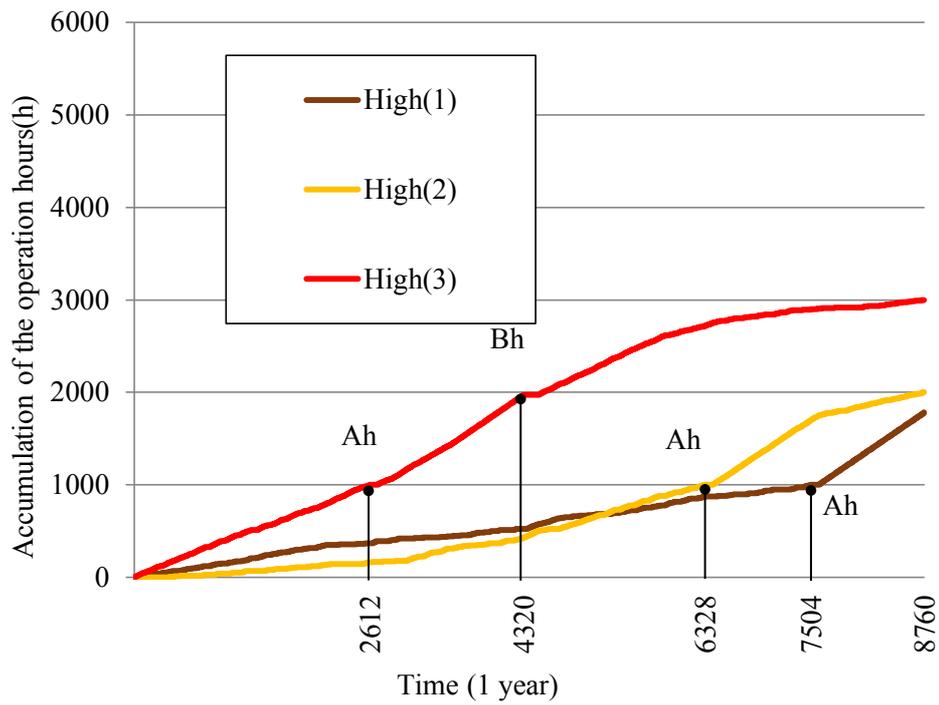


(b) The sample of operation configuration

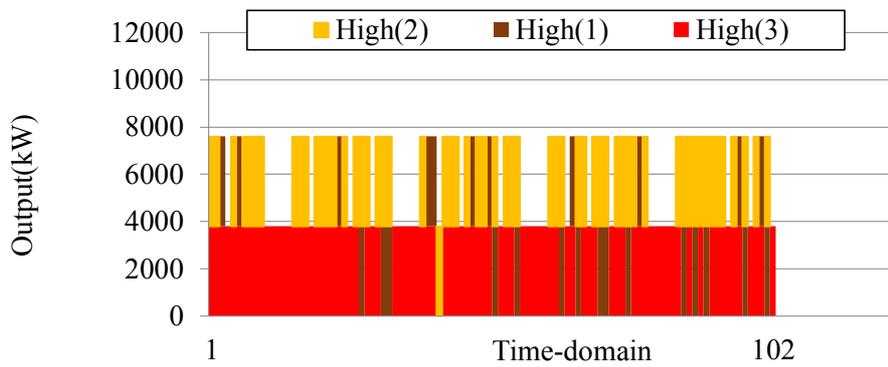


(c) Power supply configurations in August

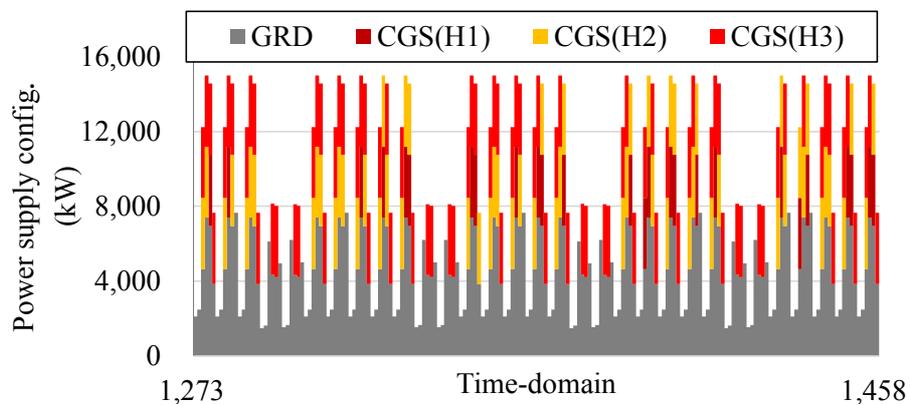
Fig. 4.5 The operation for Conventional operation of H3



(a) Transition of operation hours and maintenance timings

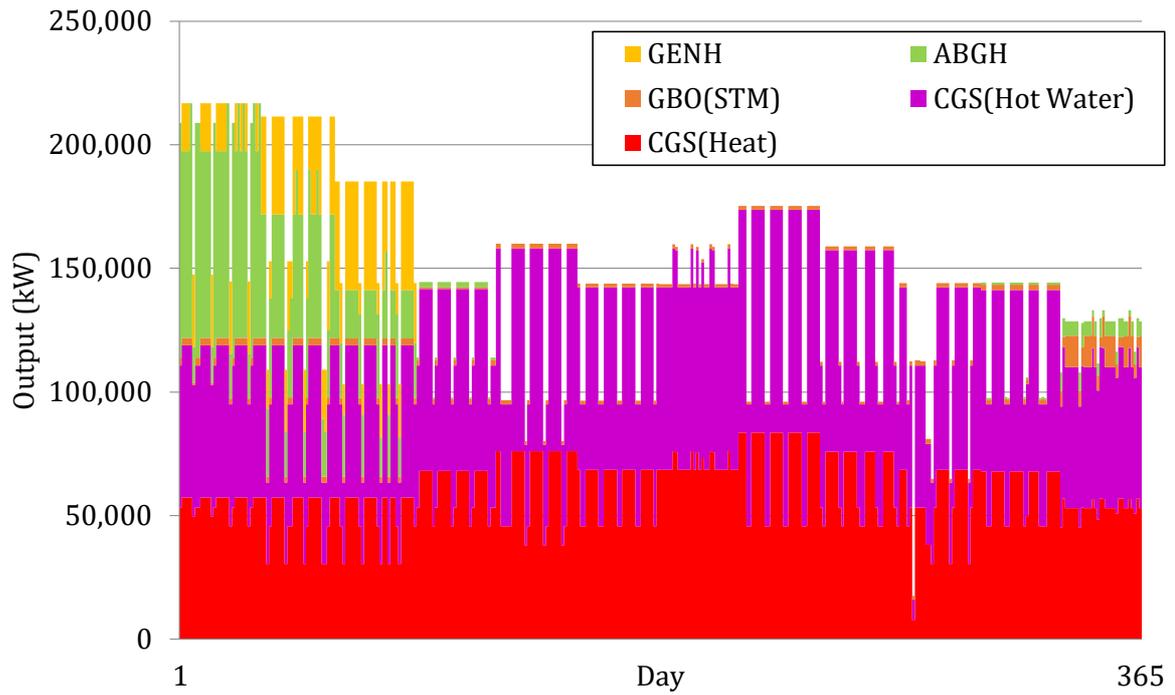


(b) The sample of operation configuration

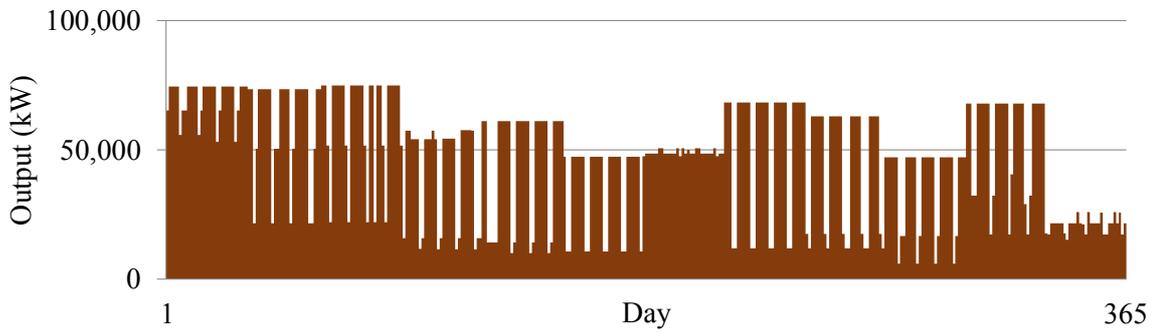


(c) Power supply configurations in August

Fig. 4.6 The operation for Optimized operation of H3



(a) heat and hot water supply



(b) wasted heat from co-generated heat

Fig. 4.7 Conventional operation of 3 units of High-speed type

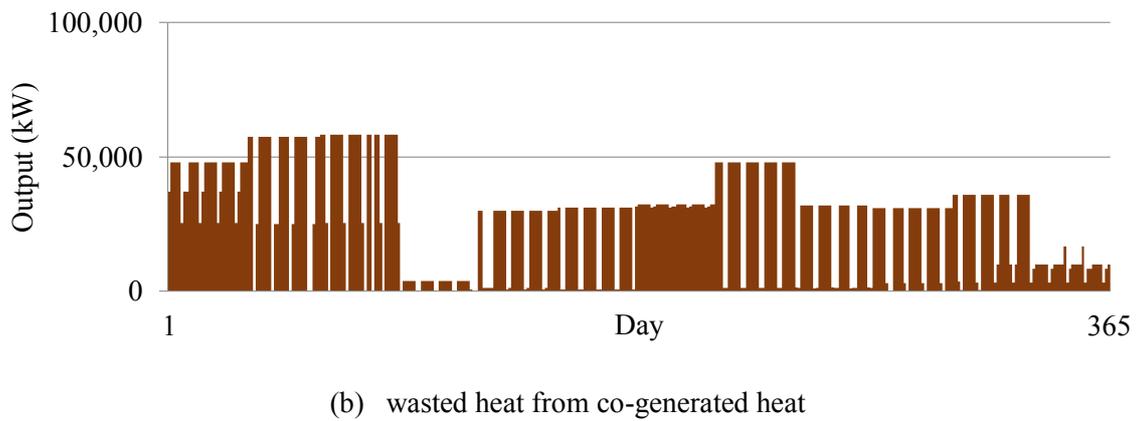
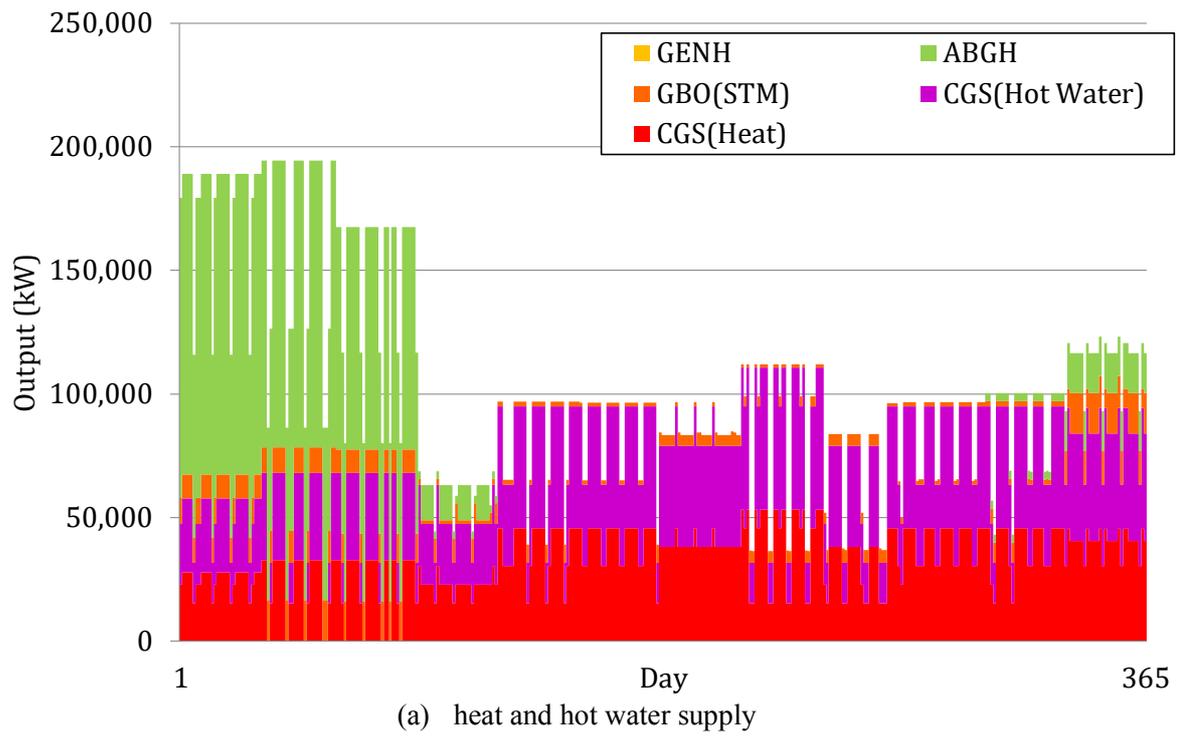


Fig. 4.8 Optimized operation of H3 with maintenance process

CGS の設備構成容量の比較を Fig. 4.9 に示す。

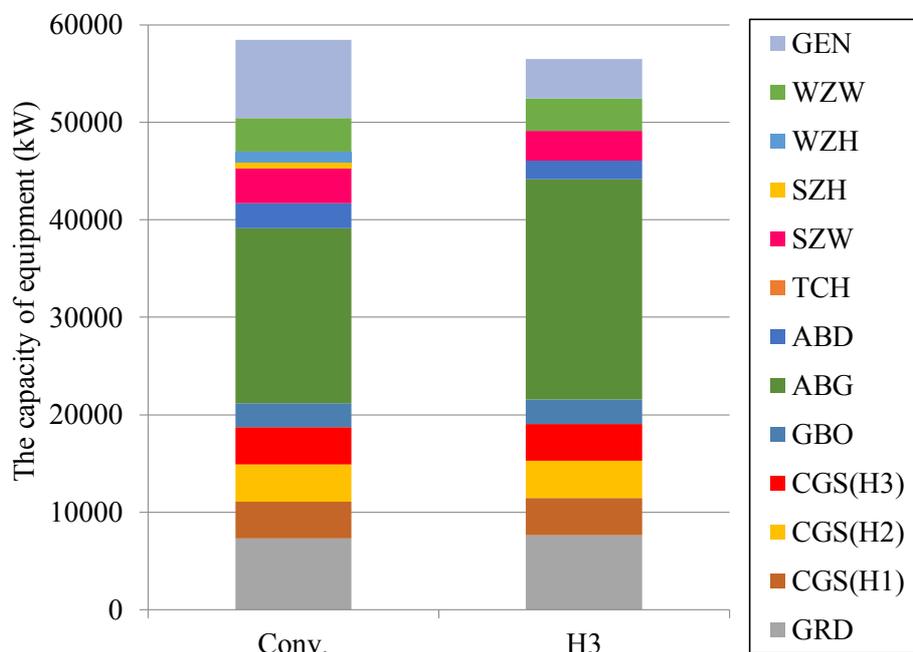


Fig. 4.9 Comparison of equipment configurations in capacity

稼働時間については、従来手法の場合は各ガスエンジンが同じように制御され、夏季の事例でもすべてのガスエンジンは 124 の時間領域で稼働している。対照的に、最適化された場合の各ガスエンジンは個別に制御され、夏季の事例では 102 の時間領域でのみ動作する。これは、メンテナンスプロセスを考慮した場合には、同時に 2 台だけを運転した上で不足分を他設備でバックアップする方が経済的であることを示している。

Fig. 4.7 と Fig. 4.8 の比較から、従来手法ではガスエンジンの運転を抑制しないために、CGS の排熱が過剰に発生していることがわかる。これはエネルギーのロスが多いことを意味するが、これを抑制するにはガスエンジンの容量を小さくする必要があり、その場合は CGS 導入の効果が薄れる。

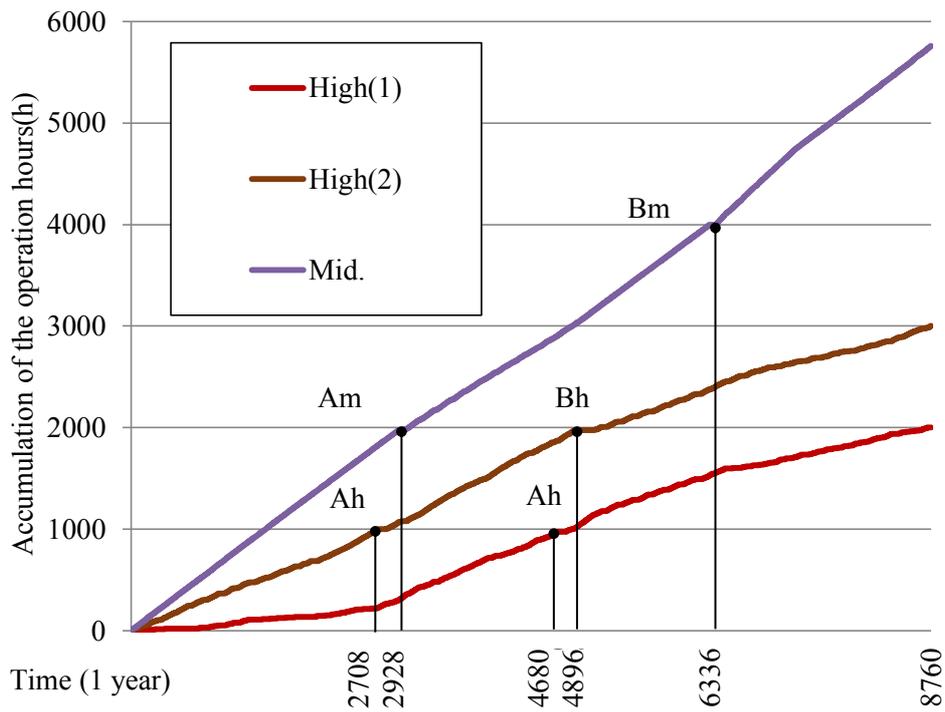
Fig. 4.9 に示すように、電源設備については最適化の場合の系統からの受電電力の比率が従来手法の場合よりも大きい。また、従来手法でガスエンジン排熱を有効利用するために排熱投入型吸収式冷温水機 GEN を大容量で設置しているのとは対照的に、最適化ではガス吸収式冷温水機 ABG の運用比重を上げている。これらは、ガスエンジンのメンテナンスも考慮しての総合的な判断によりガスエンジンの運転を抑制していることが分かる。つまり、ガスエンジンの

運用とメンテナンスを包括的に捉え、経済的に優位な設備構成としている。

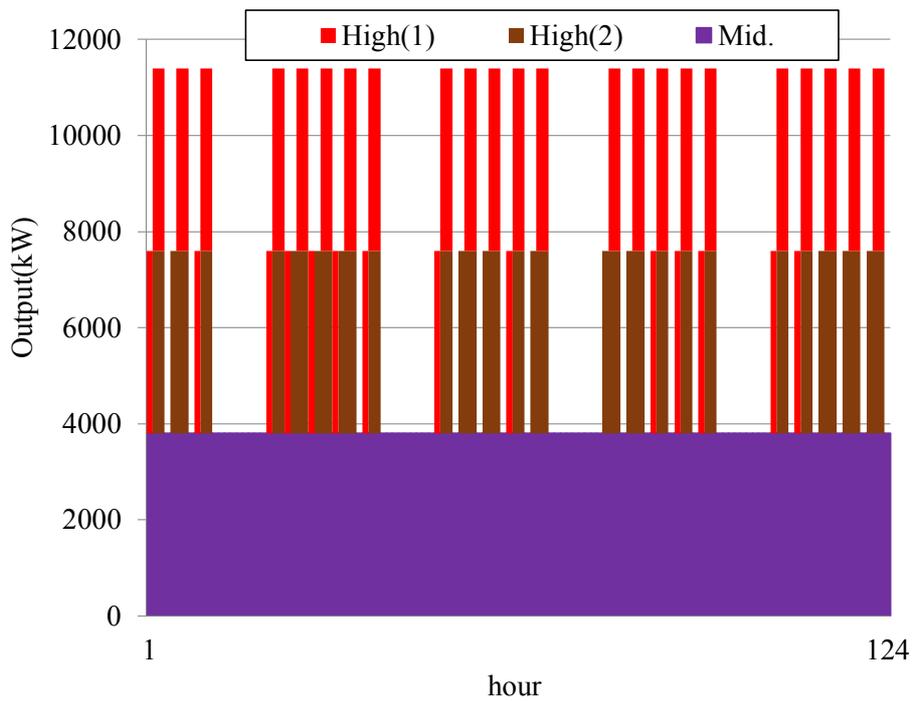
運転時間の観点では、3号機がベースロードとして、また残りの2台は稼働時間が片側に偏らないように運転されており、定常的に2台がエネルギーを供給しており、CGSが他設備容量を一定量削減できている。

これらの結果、従来手法の場合にはメンテナンス Ah が 6 回、Bh が 3 回、1 年間で合計 9 回が行われるのに対し、Ah が 3 回、Bh が 1 回のみの場合である。Fig. 4.6(a)に見られるように、1号機と2号機は2000hの運転時間を超えないように運転され、3号機についてはBhの最初のメンテナンスは実施するが、2回目のメンテナンスを考慮して3000h未滿で稼働が完了するように制御されている。こういった結果から、最適化制御によりメンテナンスコストが削減できていることが明示された。

次項以降、他の組合せケースでの運転パターンの結果と、それぞれ例としての8月の一定期間(単位時間:1275から1458)の各ガスエンジンの運転の累積詳細をFig. 4.10～Fig. 4.12に示す。

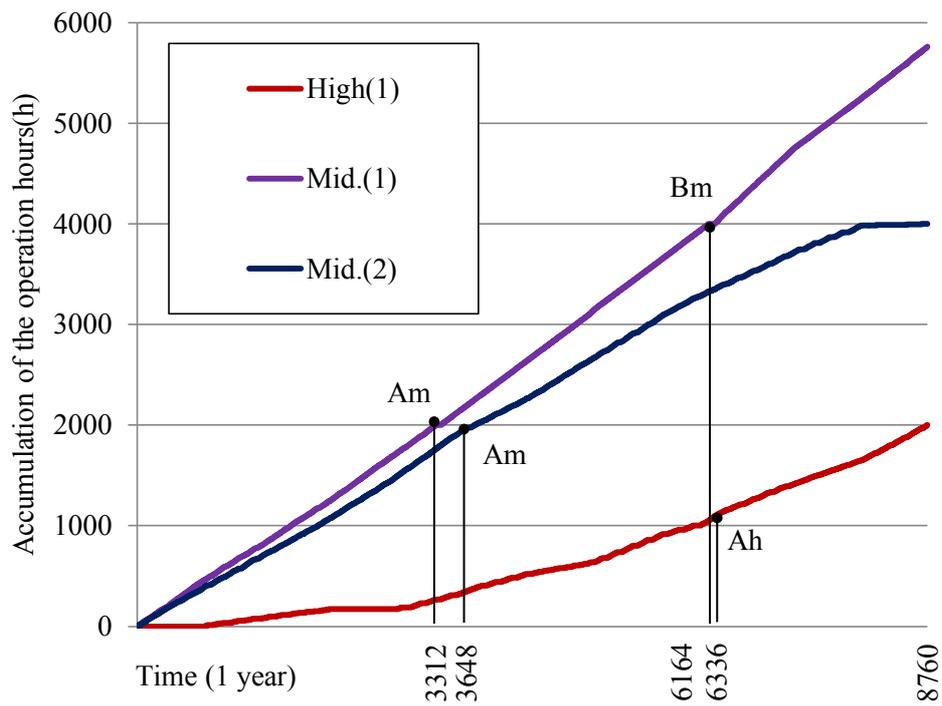


(a) Transition of operation hours and maintenance timings

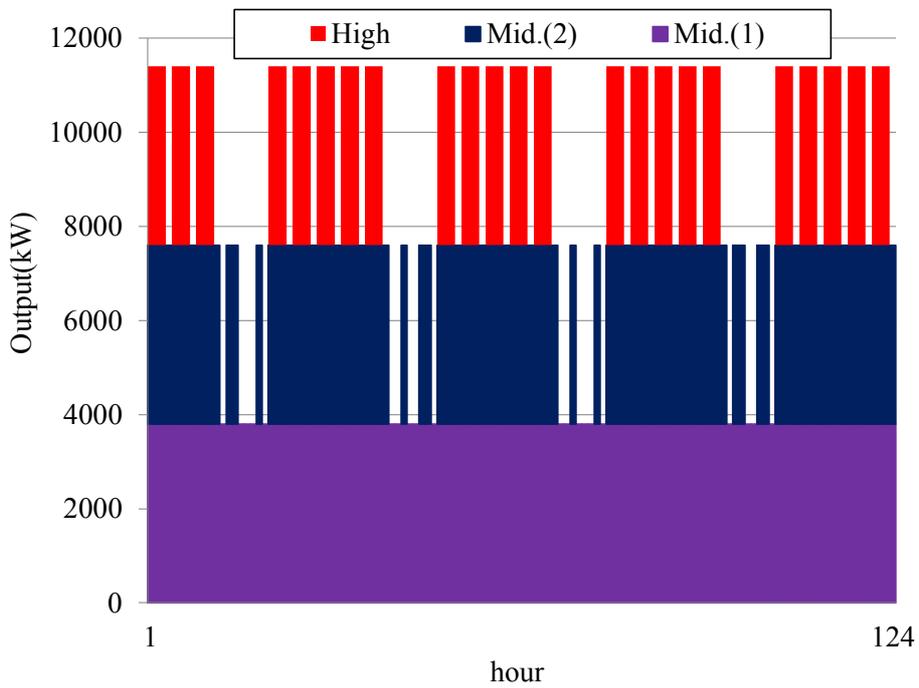


(b) The sample of operation configuration

Fig. 4.10 The operation for Optimized operation of H2M1

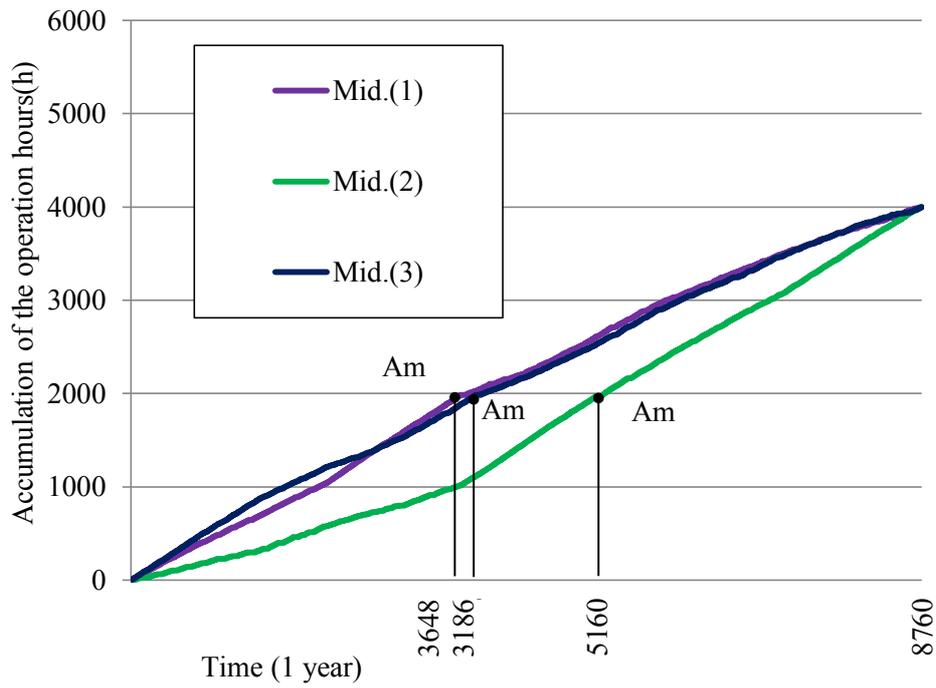


(a) Transition of operation hours and maintenance timings

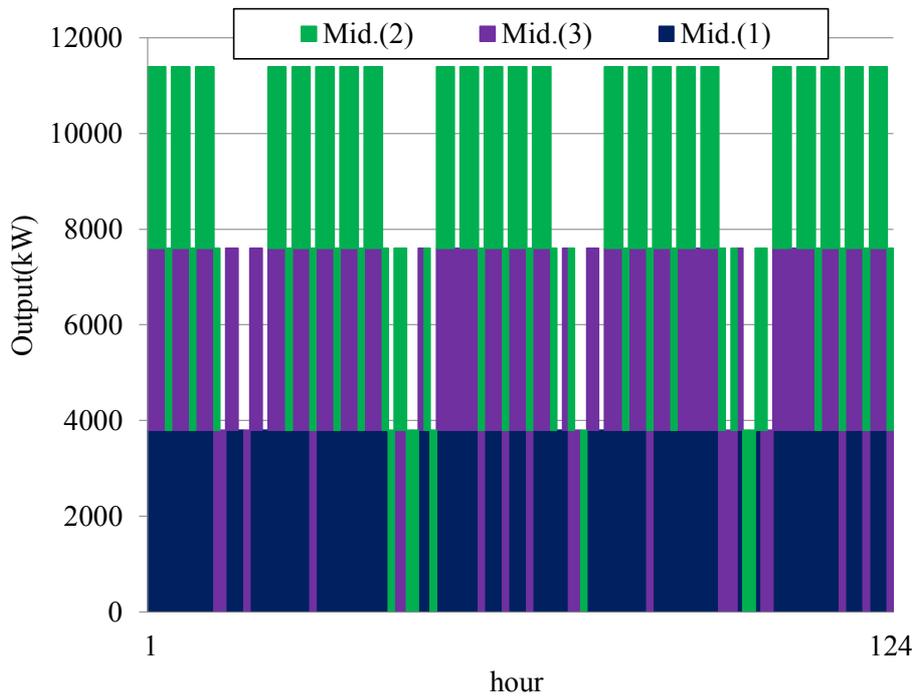


(b) The sample of operation configuration

Fig. 4.11 The operation for Optimized operation of H1M2



(a) Transition of operation hours and maintenance timings



(b) The sample of operation configuration

Fig. 4.12 The operation for Optimized operation of M3

最適化を行った場合の各ケースの年間稼働率と負荷率平均を Table 4.5 に示す。これらは中速機の導入が多いほど年間稼働率は上昇し、一台もないケースでは極端に下がることがわかった。また、どのような組合せの構成であっても高速機の稼働率は中速機に比べて非常に低くなり、混成運用の場合は中速機が優先運用されていることが分かる。また、負荷率平均はいずれも約 97%であり、稼働している際は常にほぼ最大出力となる部分負荷運転が少なく効率の良い稼働状況であり、本研究で想定した需要とガスエンジン出力のバランスは適切であったことも分かる。

Table 4.5 Annual operation rate and average load factor

	H3	H2M1	H1M2	M3
Annual operation rate	25.0%	40.0%	43.7%	44.6%
Average load factor	96.9%	97.6%	97.0%	97.7%

なお、最適化を行った場合の各ケースのガスエンジンの運転状況は次のとおり。

•Case: H3

H3 構成では最適化の他ケースと比べて非常に年間稼働率が低くなった。この主な要因としてメンテナンスが挙げられる。混合構成では中速機が高速機の低稼働率の役割を担っていたが、中速機が存在しない全て高速機の H3 では、全体的になるべくメンテナンスを回避すべく稼働が抑制される結果となった。仮に M3 構成のように三台で均等に 4000 h 稼働すると計 9 回のメンテナンスが入り莫大な費用が発生することになる。

•Case: H2 M1

この場合も H1M2 の場合と同様に高速機の年間稼働率が低く、高速 1 号機が 22.3%、高速 2 号機が 33.1%であり、中速 4 号機は 64.6%であった。ここから高速機よりも中速機が優先稼働されたことがわかる。

本ケースでも高速 1 号機はメンテナンス Bh を、高速 2 号機はメンテナンス Ch を回避すべく最適化して稼働している。

•Case: H1M2

年間の稼働率は 43.7%、稼働時の負荷率平均は 97.0%であった。

しかし、高速 1 号機の年間稼働率は 21.6%でありその分を中速 4 号機が年間 64.7%稼働していることがわかった。ここから H1M2 構成でも H2M1 の場合と同様に、高速機よりもメンテナンススパンが優位な中速機が優先稼働されたことがわかる。

本ケースでも高速 1 号機はメンテナンス Bh を、中速 5 号機がメンテナンス Bm を回避すべく稼働が制御されたことがわかる。

•Case: M3

M3 構成では 3 台共が 4000 h でのメンテナンス Bm を回避すべく分散して稼働していることがわかる。またメンテナンス Am が同時期に発生しないように中速 5 号機は当初に稼働を抑制されている。負荷率はほぼ 100%であるため部分負荷運転のない効率の良い稼働状況であると言える。

4.4.4 運用コストの比較

各ケースのガスエンジン構成においての対象期間 1 年間での総運用コストにおける設備費・変動費・メンテナンス費の構成を Fig 4.13 に示す。

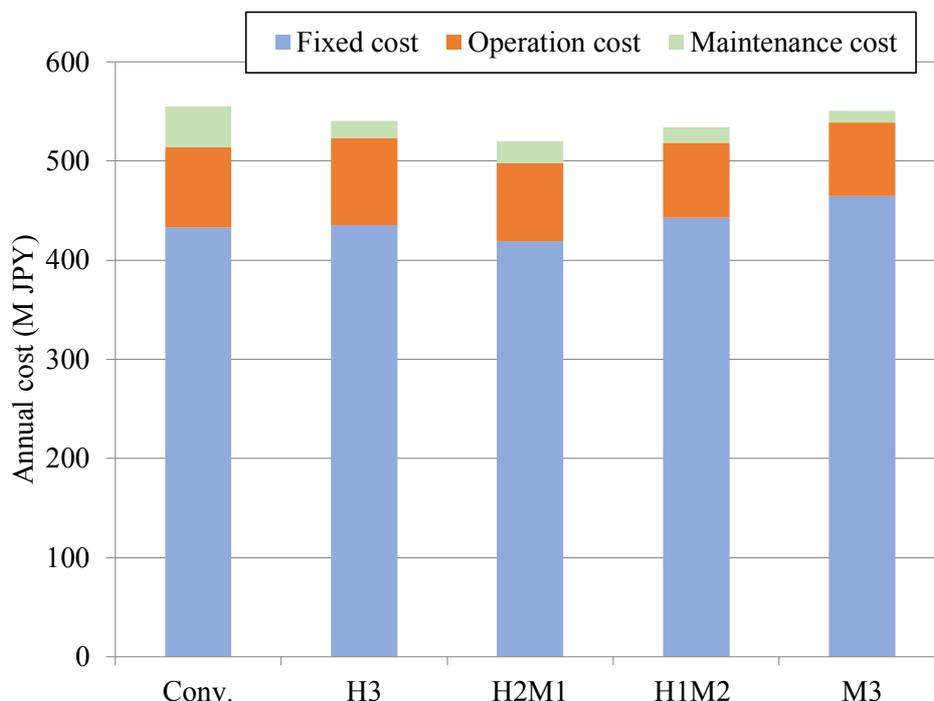


Fig. 4.13 Comparison of total annual cost

結果としては、M3、H3、H1M2、H2M1の順に総コストが下がり、H2M1構成が最も低くなった。高速機と中速機の混成運用は、高速機或いは中速機の単一種のみの運用より経済的に運用できることがわかった。変動費＋メンテナンス費は高速機の比重が高くなるにつれ増加している。変動費はガス代と系統電力費であるため、高速機が多くなるにつれてガスと系統電力が多く使われていることになる。中速機自体は初期費用が割高ではあるものの、多くの時間で運転され、エネルギー供給量も大きいために他設備の容量を抑えることができ、総合的に減価償却費を減らすことで経済性が高くなっている。対照的に、高速機のみの場合では、ガスエンジンの稼働時間抑制により他の電気設備や熱供給設備の容量増加により設備の減価償却費が増加している。高速機の比率が高くなると、その特性から運転費・メンテナンス費が増加する。H3での従来手法とメンテナンスプロセスを考慮した最適化手法の比較からは、メンテナンスコストの節約の効果は小さくない事が分かる。メンテナンスプロセスを考慮した最適化によるガスエンジンの稼働時間が抑制は、その分、他の設備の運用コストが増加するが、メンテナンスコストを削減するという両面の影響があった。またこの結果からは、これらのケースは同じH3の機器構成であるものの、メンテナンスのためのガスエンジン停止のタイミングが異なるために、バックアップ機器の容量の変更に伴い、設備の減価償却費も変更されることも示された。

4.4.5 時系列コスト変化

合計コストの時系列変化を Fig 4.14 に示す。なお、この中で、段状になっているのはガスエンジンのメンテナンスが行われているタイミングである。

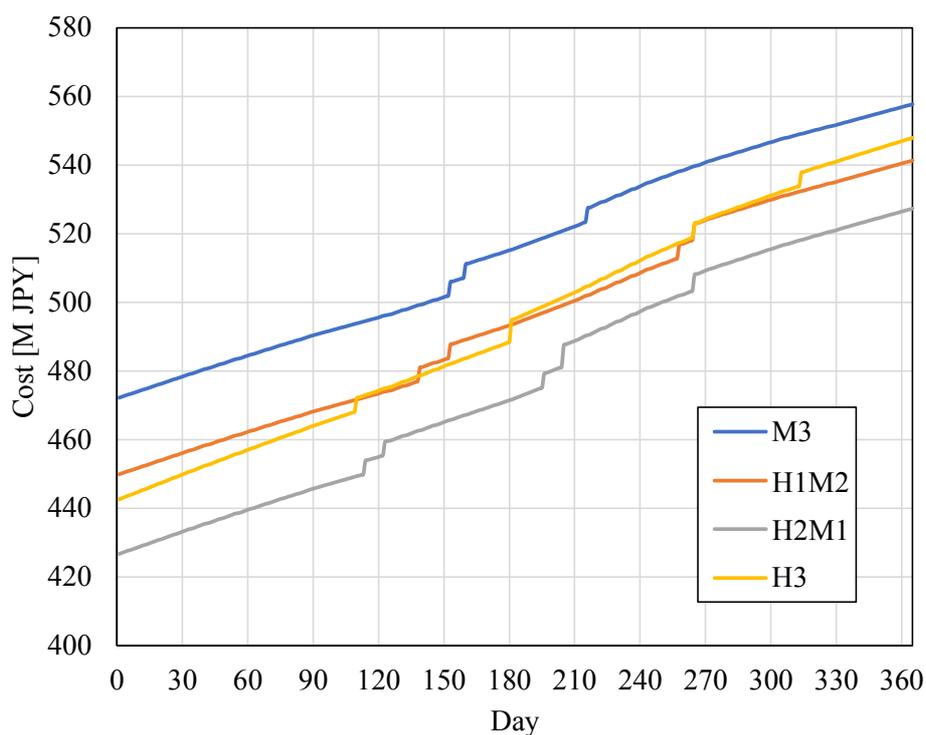


Fig. 4.14 Transition of costs for the optimized cases

これを見ると 0 日目 (=初期の設備費)から検証対象期間の最後まで, 常に H2M1 構成が最も経済的に運用されていることがわかる. H1 M2 構成と H3 構成の比較では, 当初は H3 が H1M2 に比べて経済的であるものの, 180 日を過ぎたあたりから逆転し, H1M2 の方がわずかに経済的となった.

4.4.6 最適化による暖房・給湯・冷房機器の設備容量

最適化による暖房・給湯の設備容量 Fig 4.15 に, 冷房機器の設備容量を Fig 4.16 に冷房機器を示す.

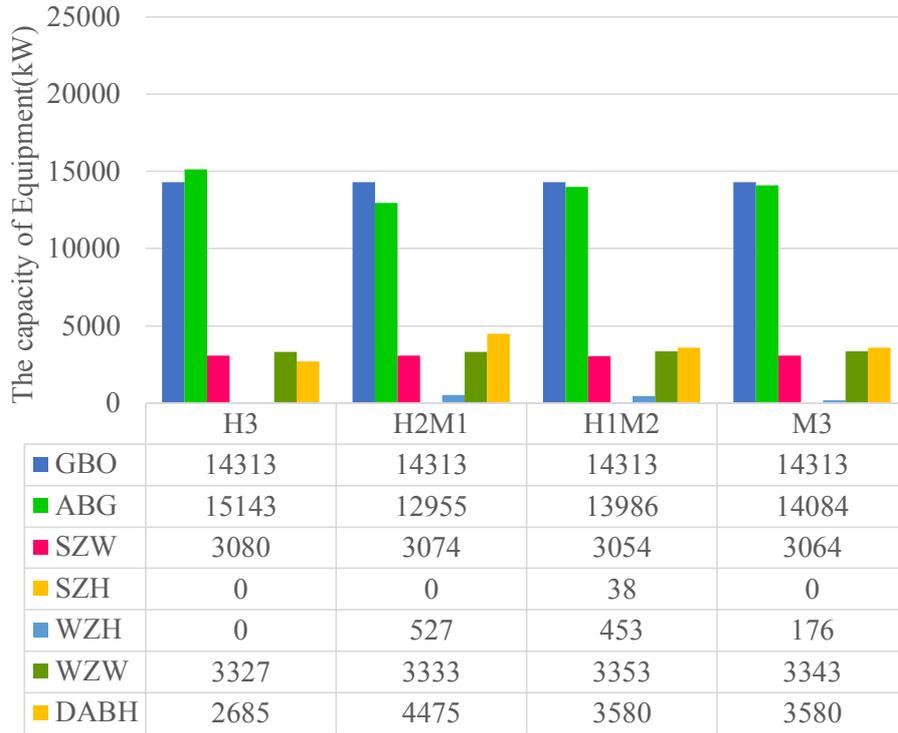


Fig. 4.15 The capacity of heating energy supply equipment

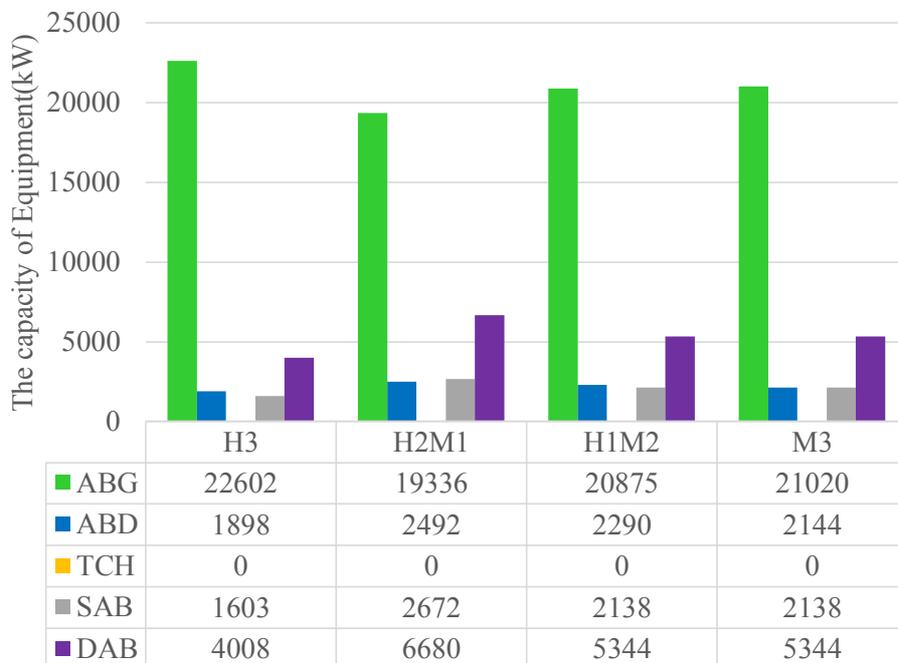


Fig. 4.16 The capacity of cooling energy supply equipment

暖房・給湯機器においては、ガスボイラ GBO、蒸気給湯熱交換器 SZW、温水給湯熱交換器 WZW では大きな違いは見られなかった一方で、H3 構成においてガス吸収冷温水機(温水供給 ABGH)が増加し、温水暖房熱交換器 WZH が導入されなくなった。また排熱投入型冷温水機(ジェネリンク)の温水供給部分 DABH が減少している。これは H3 構成の場合、稼働率が極端に悪くなり排熱の供給量が少なくなったことが要因と思われる。排熱の不足により排熱のみを熱源とする WZH と DABH の最大出力が限られ、導入する機器容量も小さくなる。その場合、全体の暖房の供給能力を補うために必然的に ABGH の容量増加の必要が生じる。また ABGH はガス吸収冷温水機(冷水供給 ABG)と同一機器であるため、導入により冷水供給面でも効果があり全体的に設備費が抑えられる。そして、冷房機器においても ABG の容量増加により、ジェネリンクの冷水供給部分 DAB も減少していると考えられる。

H2M1 構成において ABG が減少し、DAB が増加している。これは暖房・給湯機器における H2 M1 構成での DABH が増加したことにも関係するが、DAB と DABH は同じジェネリンクの一部であるため、導入されれば設備費が抑えられる。ABG と ABGH も同一の機器であるが、ジェネリンクには排熱利用機能が備わっているため、M3 構成や H1M2 構成に比べて、H2M1 構成において排熱を多く利用する意図での最適化と推測される。

冷房機器においてターボ冷凍機は導入されなかった。これは排熱回収や熱供給側の要因が冷水供給側の設備容量に影響したものと、冷水のみに用途が限られるにもかかわらず設備費が割高であったことが影響していると推測される。

4.5 結論

本研究では、ガスエンジンの回転数による特性の違いとメンテナンスプロセスに焦点を当て、DHC に導入するシステムコストの観点で CGS の設備構成の最適化を行い、1 年の対象時間で最適化手法の有用性を確認した。メンテナンススケジュールと種別はエンジンの種類によって異なるため、実行可能な膨大な数の選択肢から経済性が最適となる機器構成と運用パターンを導き出すことは非常に複雑である。そこで、本研究では、MIP に基づく単位時間でのシステムの運用とメンテナンスプロセスを同時に考慮する最適化モデルを開発した。

このモデルを使用し、異なる二種、計 3 台のガスエンジンを組み合わせた CGS の年間コスト

を評価し、ガスエンジンの運用を確認した。

メンテナンス費が与える最適化に与える影響は多く、全てのガスエンジンの運用がメンテナンススパンに応じて決定されていることも確認できた。ガスエンジンの高速機・中速機を組み合わせたケースでは、中速機の発電効率が高く、運用コストが割安な事から、中速機が優先的に稼働することがわかった。一方、中速機の運転は対象期間の終盤に追加のメンテナンスが行われなように制限されている。高速機の少なくとも1つはメンテナンスBhに到達しないように運用される。この運用制御の考え方は従来の手法とは異なる。この結果から CGS の年間コストを最小限に抑えるには、中速機1台＋高速機2台の異なるタイプのエンジンの混合構成が効果的であることが確認された。

本研究の条件では結果に最も影響を与えているのは設備費であった。設備費の比率はいずれの構成の場合も非常に高く、合計コストの80%以上を占めた。設備費の中でも最も高価であるのはガスエンジンであり、高速機の方が割安であるため高速機比率が高い方が設備費は減少していくが、高速機3台構成の際はメンテナンス回避のために稼働率が大幅に減少し、その結果、系統電力の設備容量が増加し、中速機1台＋高速機2台のケースよりも経済性は上回らないことがわかった。つまり、今回の想定条件では高速機のみを導入では設備費が他と比べ小さく済むが、中速機と同様の運用はメンテナンス費により、後々、高コストとなることが推測される。

上述の事例は3台で1年間の運転で検討されたものになるが、本研究ではガスエンジンの種類に応じたメンテナンスプロセスの観点から CGS 設備構成の最適化を実施することに成功した。ここから、ユニット構成の規模を大きくし、対象期間をより長期間に延長して検証を行う事は意味がある。理論的には機器寿命と同程度の長期間にわたる運用を踏まえた経済性を把握するためには長期的な最適化の検証が必要であるが、バイナリ変数が非常に多い最適化のために非常に膨大な演算リソースが必要であり、将来にわたって解決する課題としたい。

本研究ではすべてのメンテナンス種別が1年以内に適用されるわけではないが、メンテナンスプロセスを考慮した設備構成最適化手法の有用性を検証するために、期間を1年と想定している。シミュレーション結果では多くのケースにおいて対象期間の終了時(8760時間)のガスエンジンの累積稼働時間はメンテナンス期間の1つと同じである。つまり、期間が延長された場合でもこのような制御理論によって大きなスパンでガスエンジンの運用が管理され、メンテナンスコストを抑制されることが想定される。さらに、この結果は従来は見落とされていた異なるタイプの

エンジンの混成運用と詳細なメンテナンスプロセスの組み合わせを検討する価値があることを示唆している。

ガスエンジン CGS の設備構成と運用の計画段階における経済性の最適化には、ガスエンジンの特性による影響は大きいため、それらを考慮することは重要である。本研究で提案した手法によって、メンテナンスプロセスを考慮して経済的設備構成と運用パターンは適切に最適化された。

参考文献

- [4-1] Melani H A, Murad C A, Netto A C, Souza G F M, Nabeta S I. Maintenance Strategy Optimization of a Coal-Fired Power Plant Cooling Tower through Generalized Stochastic Petri Nets. *Energies*. 2019; 12(19), 1-28
- [4-2] Fujii I. Maintenance and management of gas turbine equipment in combined cycle power generation, *GTSJ*, 2009; vol. 37 No.1
- [4-3] 田中俊彦,中本政志, 村田仁, 火力発電所の経済運用システム, 東芝レビュー6 月号, 2000 VOL.55 NO.6
- [4-4] 藤井祿子,赤司泰義,住吉大輔, 空調用熱源機器のメンテナンス計画に関する基礎的研究 空気調和・衛生工学会大会 学術講演論文集, 2013.3 巻 G-38, 2013, 空気調和・衛生工学会
- [4-5] 藤井祿子, 出井歩, 槌田豊, 伊勢博, 商業施設の空調用熱源機器メンテナンス計画に関する検討, 空気調和・衛生工学会大会 学術講演論文集 ,2014.9 巻 F-53, 2014, 空気調和・衛生工学会
- [4-6] 吉田修, 伊東弘一, 横山良平, ビル用エネルギー供給システムの最適更新計画問題構成と経済性分析, 2006年 72 巻 723 号 3618-3625, 日本機械学会
<https://doi.org/10.1299/kikaic.72.3618>
- [4-7] Jenbacher GmbH & Co OHG. Jenbacher J624 2-stage turbocharged.
http://www.iwk.ch/de/assets/contentfiles/news/bis2013/News/News_pdf/Factsheet_J624_TSTC_E_Juni_2010_screen.pdf
- [4-8] Mitsubishi heavy industries engine & turbo charger Ltd. KU30GSI.
http://www.mhiet.co.jp/en/products/engine/generation/plant/pdf/ku30gsi_en.pdf
- [4-9] Maintenance Schedule for Gas Genset, 2011, GE JENBACHER.
- [4-10] CAT G3500 Gas Engine Maintenance Schedule, 2007, CATERPILLER.
- [4-11] Services, Wärtsilä Netherlands B.V. Engine section. Maintenance schedules. TECHNICAL BULLETIN, 2013; 99 Service information, Ref. WNL-Services. Document No. TBD620/99/7005.
<https://quantiparts.com/tech-support/deutz/TBD620/2-Maintenance%20Schedule/TBD620-99-7005.pdf>

Nomenclature

Index

d	Days	integer from 1 to 365
En	Types of energies	PWR, WHW, STM, HTW, HET, COL
h	Time-domain in a day	integer from 1 to 6
hD	$h \leq 4$ is day-time	integer from 1 to 4
hN	$h \geq 5$ is night-time	integer from 5 to 6
iC	Cool water supply equipment	ABD, ABG, GEN, TCH
iCG	CHP of gas engines	1,2,3
iG	Gas consuming equipment	CHP, ABG, GBO, GEN
iH	Hot water supply equipment	CHP, SZH, SZW, WZH, WZW
iP	Power supply equipment	GRID, CHP
mS	Maintenance stage	

Variables representing the cost for the objective function

c_{annual}	Annual operating cost [JPY]
c_{fx}	Fixed cost [JPY]
c_{rn}	Variable cost [JPY]
c_{Fl}	Cost of fuel gas [JPY]
c_{Gd}	Grid power monthly demand charge [JPY]
c_{Mt}	Maintenance cost of gas engine [JPY]

Variables for operation and gas engine maintenance

$Fbg_{iCG,ms,d}$	Status, the first maintenance first day	as Binary
$Fed_{iCG,ms,d}$	Status, the first maintenance last day	as Binary
$Ffn_{iCG,ms,d}$	Status, the first maintenance done	as Binary
$Ftl_{iCG,ms,d}$	Time moved forward the first maintenance	
$Fwk_{iCG,ms,d}$	Status, the first maintenance working day	as Binary

$gOp_{iCG,d,h}$	Status, gas engine in operation as Binary	
$Nbg_{iCG,MS,d}$	Status, regular maintenance first day	as Binary
$Ned_{iCG,MS,d}$	Status, regular maintenance last day	as Binary
$Ntl_{iCG,MS,d}$	Time moved forward regular maintenance	
$Nwk_{iCG,MS,d}$	Status, regular maintenance working day	as Binary
$oHr_{iCG,MS,d,h}$	Gas engine running hours count [unit-h]	
qCp_i	Rated capacity of equipment [kW]	
$qOw_{i,d,h}$	Power supply from equipment [kW]	

Parameters

$DmEW_{En,d,h}$	Average energy demand in a time-domain (En) [kW]
$DmPW_{En}$	Peak demand (En) [kW]
$Fyp_{iCG,MS}$	The first maintenance span [unit-h]
$Nyp_{iCG,MS}$	Regular maintenance span [unit-h]
$PrCp_i$	Unit price of equipment (i) [JPY /kW]
$PrCp_{GRID}$	Grid, monthly demand charge [JPY /kW]
$PrFl$	Unit price of fuel gas [JPY /kW]
$PrGdD$	Grid, usage fee for day-time [JPY /kWh]
$PrGdN$	Grid, usage fee for night-time [JPY /kWh]
$Pr_{iCG,MS}$	Cost of maintenance [JPY]
$QEf_{i,En}$	Efficiency of equipment (i, En) [-]
r	Interest rate [-]
t	Service life [year]
$Wd(mS)$	Days of maintenance work [days]

第5章 中速/高速ディーゼル発電設備の負荷分担の最適化

5.1 緒論

5.1.1 マイクログリッド発電システムの課題

本章では発電用途に常用運用されているディーゼル発電設備の運用効率に注目する。

ガスパイプラインが整備されていない遠隔地の MG では、その規模や燃料の備蓄性の良さから石油燃料で稼働するディーゼル発電設備(DG)が多く用いられている[5-1]。これらは大規模グリッドで用いられているようなガスタービンコンバインドサイクル(GTCC)のような大規模発電設備に比べて定格発電効率が低い。また、その限られた設備で電力安定供給のために想定外の設備停止や負荷急増に備えた運用を行う必要があり、運転中のユニットの定格出力の合計が実際のデマンドよりも大きく裕度を採るように運転ユニットを設定した運用がなされる。一般的に内燃機関の発電設備は負荷率の低下に伴い発電効率も下がる事から、実際の運用時の効率は更に低く抑えられている。

発電所の運用コストでは燃料費が支配的であるため、例えば、運用手法を変える事によって発電所全体の運用効率が改善されれば大きな事業収益の改善効果が期待出来る。民生需要が支配的な規模の離島などの遠隔地における MG での電力供給は、地域における重要なインフラであり、発電所としての採算性が低い既存事業の継続性や未電化地域への新規展開という点から改善が望まれる。

また、近年、日本では国の進める国土強靱化計画など、インフラに関しての事前防災の充実が必要とされており[5-2]、他からの電力供給のバックアップが受けられない MG にとってはこの問題への取り組みも非常に重要な課題である。

信頼性の観点と、第4章で確認された中速・高速の混成による経済効果から、離島 MG における発電事業でのレジリエンス強化策として、同じくレシプロエンジンであるディーゼル発電設備の中速機と高速機の混成システムを想定し、経済性最適化の効果を検証した。ディーゼル発電設備が多く用いられる離島 MG のような独立した小規模の発電事業では、効率に優位性がある中速機が優先的に運用されている状況があり、その系統に対して高速機1台を追加する条件で

運用最適化の手法を導入した。

5.1.2 マイクログリッドのコスト最小化

MG の運用コストを最小化する最適化の先行研究については、再生可能エネルギーや排熱利用などが考慮され[5-3, 5-4]、また部分負荷運用についても考察されているが[5-5]、その多くは、設備導入時の設備計画の最適化である。運用コストについて最適化検討した事例では、実際には負荷率によって変動する発電設備効率が常に一定で検討されているものがあるが[5-6, 5-7, 5-8]、これでは運用中の負荷率次第では効率が逆転する状況などが考慮されない。複数の発電所の経済負荷配分の等 λ 法[5-9]など、区分線形近似で高い精度の近似を行うには燃費カーブが直線に近くなる発電設備の高負荷率域に限定される。非線形の燃費カーブを区分線形近似した線形計画法による複数の発電所運用の最適化事例もあるが[5-10]、演算時間短縮を目的とした演算負荷低減ために区分の数は抑えられ、近似精度が高くない。更に区分線形近似を効率カーブで行った場合は燃費算出が非線形になるという問題もある。

本研究では、MIP によって低負荷率域で運用される発電設備の負荷分担の最適解を導くため、DG の燃費カーブ[5-11]において高精度の線形近似が困難な低負荷率域の非線形カーブについても、低い演算負荷と高い精度の近似を両立して線形として表現する新たな手法を提案し、発電設備運用を最適化する負荷分担パターンを導く。

本研究で提案する制御手法は各発電設備ユニットの上位制御装置における負荷分担制御装置への制御ロジックとして組み込む前提とする。まず、予め年間の1時間デマンドの最小値から最大値までを目途に 1kWh 単位の各デマンド値に応じて稼働すべき発電設備のユニットと各機の負荷分担割合を決めマトリクスを作成しておき、実際の運用ではそれに従いデマンドに応じて各ユニットの運転/停止と負荷分担を制御する。マトリクス上の発電設備の組合せパターンはある程度のデマンド変動幅の範囲内では変化しないが、デマンドが継続的な増加・減少に伴い、ある数値を境界として運転ユニットの組合せは変わり、各ユニットはそれに従って運用される。なお、送電を中断させる事なく運用中の発電設備構成を変える作業は発電所では定常的に行われており、また、今回対象とする規模の DG では起動から数十秒、或いは数分で負荷分担が可能であるため、工場のような短時間で大きな変動負荷のない MG では十分に対応可能と考える。Fig. 5.1 に制御システム構成のイメージを示す。

前述のとおり、独立した MG の発電設備は予備率を確保して低負荷運用される。そこで、本

研究では, DG の燃費特性において線形近似が困難な低負荷率域も含めて高い精度の近似を行い, 混合性数線形計画法によって各ユニットの負荷分担を最適化する手法を提案する.

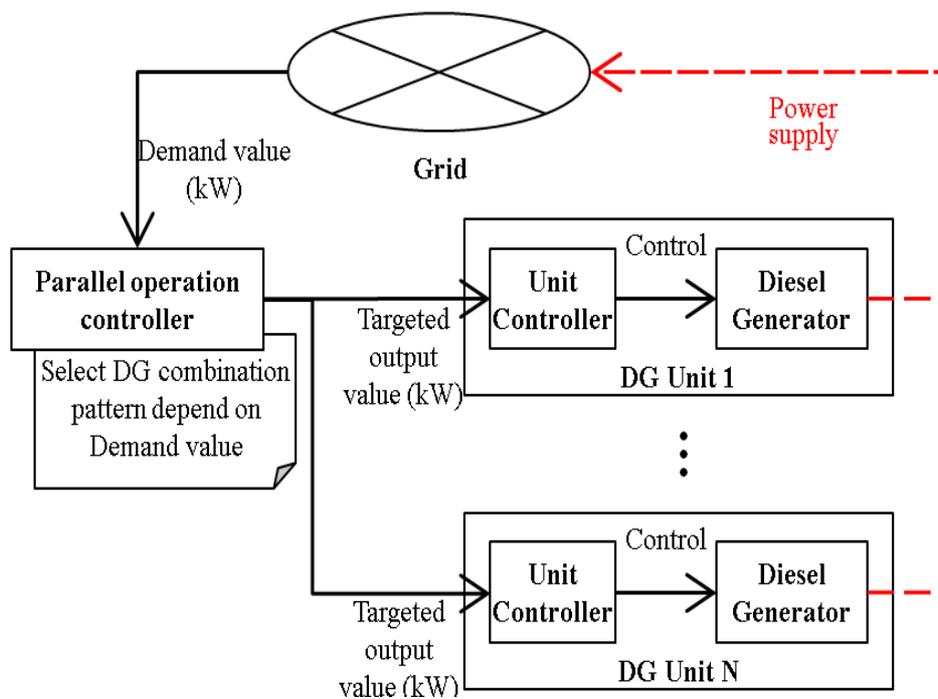


Fig. 5.1 Structure image of the control system

5.1.3 マイクログリッドのレジリエンス強化

MGなどで常用運用されるDGとしては効率に優位性がある中速機が優先的に採用される一方で, 一般的に高速機は設置工事も簡便で, 出力あたりの導入コストが割安であると言う導入時の経済的優位があり, 設備導入時のハードルは低く出来る. そこで, 本研究ではMGにおける発電事業の設備運用コスト低減を目的としてDGの中速機と高速機を混合したシステムにおける負荷分担最適化の効果を検証する.

MGへの発電設備追加によるレジリエンス強化の先行研究としては, これまでにMGの電力安定供給の実証研究としてDGに再生可能エネルギーと蓄電池を導入したケースや[5-12], 島嶼国に対して離島型風力発電とそのマネジメントシステムの実証プロジェクトが行われ[5-13], 再生可能エネルギーと蓄電池のモデルでの運転コスト最適化の検証や[5-14], 島嶼部での実証試験も行われている[5-15].

しかしながら, こう言った慣性力を持たない発電設備が全ての又は高い比率で電力供給を担

う事については、電力品質低下の懸念が論じられている[5-16]。これらの再生可能エネルギーや蓄電池を接続する技術については導入後の運用コスト低減は期待出来るが、再生可能エネルギーは単独のシステムでは電力の安定供給が難しく、蓄電池は既存の発電設備と比べると出力に比して価格が割高であり[5-17, 5-18]、導入コストへのファイナンススキームが提示されている。また、法定耐用年数が6年と短いためにMGが構成される遠隔地においては導入時や数年に一回の電池交換が高コストとなり、収益性が重要となる一般市場での普及には至っていない。

そこで、本研究では実現可能なレジリエンス強化策として、より低コストで電力の安定供給が可能な回転機である高速のDGの増設を検討する。なお、追設する高速機についても外部指令による起動・停止、負荷率増減、同期・連系機能を有する仕様とし、この設備を常用運用することを想定する。

以上のとおり、本研究ではMGにDGを追加設置し、併せて各ユニット運用時の負荷分担を最適化することにより発電所運用コストの大部分を占める燃料費を削減する可能性を評価することを目的とする。また、低負荷率から高負荷率までの燃料消費特性を精密に考慮した混合性数計画法に基づく最適化モデルを提案する。

5.2 マイクログリッドにおける原動機の運用

5.2.1 想定するマイクログリッド

想定するMGは、以下のような条件とする

- 他所から電力供給が行えない離島などの遠隔地に立地する
- MGの電力供給は複数台の数百から2000kW程度のDGで行われている
- 発電設備の運用は燃料費及びメンテナンス費の総和を最小にするように制御される
- 発電設備の運用に際しては電力の安定供給のためにユニットの故障などによる計画外の離脱を考慮する
- 電力負荷は民生用途が支配的であり、製造業のような産業はほぼ無い

5.2.2 従来の発電設備運用の考え方

常用DG導入を計画する際、発電設備の段階的な導入に伴って異容量の発電設備が連系

運用される事は珍しい事では無い。そこで、本研究では相対的に大型と中型の発電機が組み合わせられる状況を想定する。

本研究の対象としているような小規模の独立 MG では基本的には発電効率を優先した設備計画が行われるため中速機が優位である。また、各ユニットの起動停止はオペレータによる操作、或いはタイマーにより行なわれている事例が多く見られた。

負荷分担については、発電機の体格比による割合で決める事も可能だが、本研究では基本的には慣性力の大きなユニットを若干多く分担させるいわゆる“ベースロード運用”を想定する。実際の負担率設定についても発電設備の構成次第で様々だが、大容量機 1 台は他のユニットよりも負担率が 10%程度高い運用とし、その他は同じ負担率で均等に分担すると仮定する。

5.2.3 新たな発電設備運用手法の提案

本研究では複数台の中速機のみまたは中速機に 1 台の高速機を組み合わせ、年間の運用コストを最小にする運用手法を提案する。従来システムのように均等に負荷を分担させるのではなく、原動機の燃料消費特性に応じて負荷分担を最適化する点に特徴がある。

まず、予め年間の 1 時間デマンドの最小値から最大値までを目途として 1kWh 単位の各デマンド値に対応した稼働すべきユニットとそれらの負荷分担割合を最適化したマトリクスを作成しておく。実際の運用ではデマンドに応じてそのマトリクスに従った各ユニットの運転/停止と負荷分担の制御を行う。マトリクス上の発電ユニットの組合せパターンはある程度のデマンド変動幅の範囲内では変化しないが、デマンドが継続的に増加、または減少していけばある数値を境界として運転ユニットの組合せは変わり、各ユニットはそれに応じて運用される。

なお、送電を中断させる事なく運用中のユニット構成を変える作業は発電所では定常的に行われており、また、今回対象とする規模の DG では起動から数十秒、或いは数分で負荷を分担する事が可能となるため、これらは本研究で想定する様な MG における負荷変動には十分に追従可能と考えられる。

5.2.4 中速機および高速機の特徴

追加で導入検討する発電設備は常用機種を前提とする。負荷率を $x[\%]$ とした発電効率 $gEf(x)$ については、実際の燃費カーブとデータを参考に、中速機、高速機それぞれに、Table 5.1 に示す数値を代表値と設定し、式(5.1)、(5.2)にて Fig. 5.2 のとおり多項式で近似した[5-11,

5-19]. ここで η は実際の機械性能の不揃いを考慮する数値であり、ユニットによって異なる値を与える。なお、運転最低負荷率を 25[%]と想定する。

中速機：

$$gEf(x) = 0.2014 \times \left(\frac{x}{100}\right)^3 - 0.5934 \times \left(\frac{x}{100}\right)^2 + 0.6143 \times \frac{x}{100} + 0.1856 - \eta \quad (5.1)$$

高速機：

$$gEf(x) = -0.4502 \times \left(\frac{x}{100}\right)^4 + 1.6633 \times \left(\frac{x}{100}\right)^3 - 2.2825 \times \left(\frac{x}{100}\right)^2 + 1.4166 \times \frac{x}{100} + 0.0288 \quad (5.2)$$

Table 5.1: The estimated representative values of efficiency

Load factor \ Type	Medium-speed	High-speed
100%	40.8%	37.6%
75%	39.8%	36.7%
50%	37.0%	34.6%
25%	30.5%	26.5%

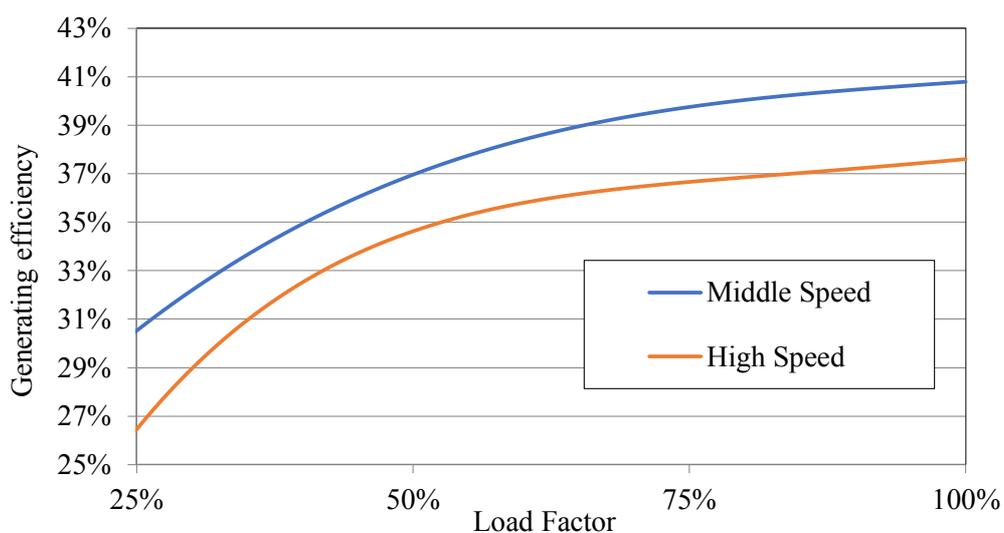


Fig. 5.2 The performance curve of DGs

5.3 発電設備運用の最適化モデル

5.3.1 モデル化の特徴

本研究では、線形近似が困難な DG の低負荷率域の燃費特性を高い精度で近似し、MIP によって経済性の観点から発電設備運用を最適化する負荷分担を導く点に特徴がある。

MIP に基づく最適化にあたっては、各ユニットの出力を離散化し、出力の選択をバイナリ変数によって表現した。この解法は非線形の最適化ではないため、最適性が担保されるとともに応用性が広いという有用性を持つ。

ユニットごとに負荷率を離散的に選択することにより、負荷を満たしつつ柔軟に出力を組み合わせることを可能とした。固定的な従来の運用決定に比べて自由度が高いため、より経済性の高い解が導出できると期待される。

また、MG のレジリエンス対応としてユニットの計画外停止を考慮する。電力負荷に対して最小限の台数の発電設備の運転で電力供給を行えば、各発電設備の負荷率が上がり燃費も良くなるが、他からのバックアップ給電が無い独立 MG では、その際に故障などによる計画外の停止が起こると系統に停電が発生する。そのため、本研究では系統運用の制約条件として、最大容量のユニットが計画外停止により離脱する場合でも、残りのユニットの総出力で負荷を満足できるよう設定することで供給信頼性を確保する。想定する計画外停止の台数は1台とした。連系運転中ユニットにおいて、需要に対して常に総定格容量が最大定格容量ユニット1台分相当の余裕を確保した状態となるよう運転ユニットを決定する。

本研究では燃料費特性が異なる DG の中速機と高速機を混合したシステムに対し、提案手法を適用して負荷分担の最適化を導出する。

5.3.2 目的関数

発電事業において経済性は大きく売電収入とコストに依るが、本研究では発電所の経済性評価として年間変動費の最小化を評価基準とする。年価法によるプラントの経済性評価にはプラントの年間固定費と年間変動費を算定する必要があるが、固定費は増設する発電設備価格が支配的であるため、運転費用の削減効果を基に投資回収を指標とする。

年間変動費の主要項目は発電所の稼動に必要な燃料費と設備メンテナンス費および人件

費より構成される。人件費は本研究での想定する内容では差がないと考えられるために除外した。年間変動費は各ユニットの運用方策を決定すれば算定できる。ここでは、増設によるユニット構成の変化と併せ、従来と本研究の制御手法での運用コストを比較し、その効果を評価する。

目的関数は次の通り表現される。各月において平日、土曜、休日の種別で各1時間での負荷を考慮する。すなわち年間で864パターン(24時間, 12ヶ月, 3日種別)の各1時間帯の負荷を与える。それに対する各ユニットの出力が変数となる。

変動費である年間の運転費用[JPY]は、年間の燃料費[JPY]、メンテナンス費用[JPY]の和となる。

$$cOp = cFl + cMt \quad (5.3)$$

燃料費は各ユニットの負荷率と発電出力から次式で求められる。ここで、 $gEf_{iG,w,m,h}$ は式(5.1), (5.2)で与えられた燃費特性を表す関数である。

各ユニットの1時間平均の負荷率と発電出力[kW]の関係は、各発電設備*iG*の定格出力[kW]、各時間における運転状態(バイナリ)、各発電設備*iG*の1時間平均の負荷率[%]を用いると次式のとおり。

$$gPw_{iG,w,m,h} = GCp_{iG} \times gOp_{iG,w,m,h} \times \frac{gLR_{iG,w,m,h}}{100} \quad (5.4)$$

燃料費[JPY]は発熱量あたりの燃料単価 [JPY/kW・h]、対象とする月の各日種別の日数、設備の発電効率の関数を用いると次式のとおり表される。

$$cFl = Pr_{Fl} \times \sum_{iG,w,m,h} \left(\frac{gPw_{iG,w,m,h}}{gEf_{iG}(gLR_{iG,w,m,h})} \times day_{w,m} \right) \quad (5.5)$$

メンテナンス費用はエンジンの交換部品費用が支配的であり、発電設備の負荷率に関わらず運転時間単位に基づいて発生する。メンテナンス単価[JPY/kWh]を用いて次式となる。

$$cMt = Pr_{Mt} \times \sum_{iG,w,m,h} (G Cp_{iG} \times gOp_{iG,w,m,h} \times day_{w,m}) \quad (5.6)$$

従来型の運用でも、提案する手法でも、年間変動費を最小化するように負荷分担を決定する。

5.3.3 制約条件

本研究では、従来手法と提案する最適化手法の二つのモデル化を行う。それぞれに対して、下記が制約条件として課される。

- 現在の電力デマンドと発電容量が等しくなること。
- 運転中、最大容量機の一台が離脱しても残った運転中のユニットの定格容量の合計がデマンドを上回ること。

5.3.4 従来の負荷分担当手法のモデル化

従来の運用手法としては前述の通り、大容量機一台 $iG = L$ のみを他ユニットより 10% 高い負荷率でのベースロード運用、残りのユニットの負荷率については均等とする。なお、ユニット $iG = L$ 以外他ユニット iG の集合を AG とする。ユニット $iG \in AG$ の負荷率は共通であり、ユニット $iG = L$ と合わせて負荷を賄う。各ユニットの負荷率は次式を満たす。

$$gLR_{L,w,m,h} = gLR_{iG \in AG,w,m,h} + 10 \quad (5.7)$$

$DmPw_{w,m,h}$

$$= \sum_{iG \in AG} \left(G Cp_{iG} \times gOp_{iG,w,m,h} \times \frac{gLR_{iG}}{100} \right) + G Cp_L \times gOp_{L,w,m,h} \times \frac{gLR_L}{100} \quad (5.8)$$

運転時の余裕を見込むため、運転状態にあるユニット内で最大の定格出力を持つユニットが急に停止した場合でも残りの運転中のユニットのみで需要を賄うことが出来る制約を設ける。これは次式で表現される。

$$DmPw_{w,m,h} \leq \sum_{iG} (G Cp_{iG} \times gOp_{iG,w,m,h}) - \max_{iG} (G Cp_{iG} \times gOp_{iG,w,m,h}) \quad (5.9)$$

なお、実際の計算においては最大定格出力のユニット 1 台がベースロード運転されるので、その 1 台が脱落考慮の対象となる。以上の条件の下、負荷に応じて各ユニットの負荷率を出来るだけ高くなるように選択する問題となる。

5.3.5 最適負荷分担手法のモデル化

本研究で提案する手法では各ユニットは任意の負荷率を取れるようにモデル化する。負荷分担の最適化にあたっては各ユニットの負荷率を離散化し、その選択をバイナリ変数によって表現する。

式(5.1), (5.2)のとおり発電設備の負荷率と効率の関係は非線形である。MIP で取り扱うため、効率を負荷率 1%単位で離散化した。

各ユニットの負荷率[%]は次式で表される。各ユニットの単機の最低運転負荷率 B_{pt} は 25[%]とする。

$$gLR_{iG,w,m,h} = pt \quad (pt \text{は整数}) \quad (5.10)$$

$$B_{pt} \leq pt \leq 100 \quad (5.11)$$

全ユニット iG について、Index である pt が採り得る全ての値に対する式(5.1), 或いは式(5.2)から導かれる各計算結果 $gEf_{iG,pt}$ を事前にパラメータテーブルとして用意した。これらに対応する各ユニット iG , 各 pt に対応するバイナリ変数 $gOp_{iG,pt}$ の 0 又は 1 による解の選択が即ち計算結果の選択となる。つまり、各時間において各号機 iG に対して B_{pt} から 100 までの整数である pt が一つ選択されることにより各ユニットの負荷率を決定する。各時間におけるユニット iG において選択される pt は唯一つ、或いは全く選択されないの、次の条件となる。

$$\sum_{pt} gOp_{iG,pt,w,m,h} \leq 1 \quad (5.12)$$

本研究の提案手法のイメージを Fig. 5.3 に示す。

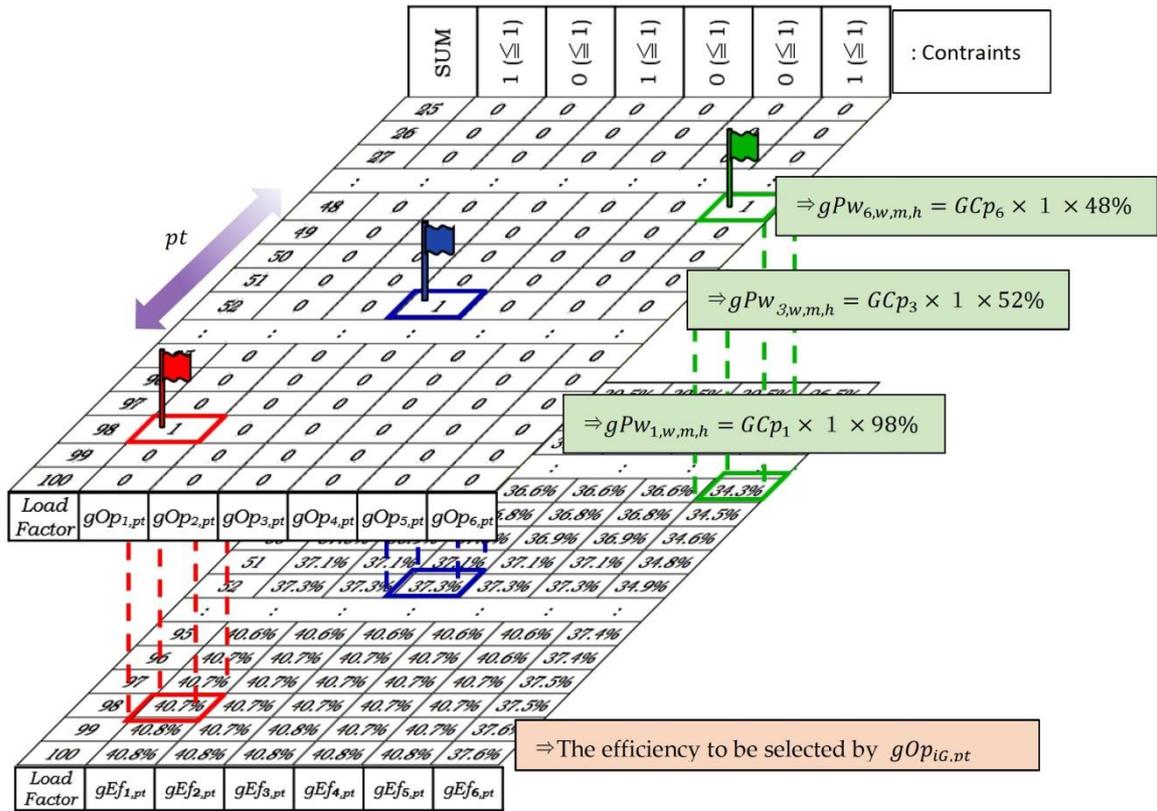


Fig. 5.3 The image of parameter selection with binary variable

なお、本研究の事例では計算結果である各パラメータ間には、式(5.1)或いは式(5.2)という非線形な効率カーブの関係性が存在するが、本手法は各パラメータ間に関係性が無くてもバイナリ変数によって線形として扱うことが可能であり、応用性が高い。また、本手法は高精度化も容易である。例えば、本研究の事例では pt が25から100の負荷率1%単位の分解能だが、 pt を250から1000に設定し、事前にそれらに対応するパラメータを用意すれば、負荷率0.1%単位の分解能に対応可能となる。

次に、運転条件として、選択された各ユニットの発電出力の合計は、デマンドを上回る。

$$DmPw_{w,m,h} \leq \sum_{iG} gPw_{iG,w,m,h} \quad (5.13)$$

$$gPw_{iG,w,m,h} = GCp_{iG} \times \sum_{pt} \left(gOp_{iG,pt,w,m,h} \times \frac{pt}{100} \right) \quad (5.14)$$

連系運転中の最大定格出力のユニットが急に脱落した場合でも、残りの運転中のユニットのみで需要を賄える次式の条件を与える。

$$DmPw_{w,m,h} \leq \sum_{iG} \left(GCp_{iG} \times \sum_{pt} gOp_{iG,pt,w,m,h} \right) - \max_{iG} \left(GCp_{iG} \times \sum_{pt} gOp_{iG,pt,w,m,h} \right) \quad (5.15)$$

式(5.14)で表される発電出力の合計は負荷率が 1%刻みのため負荷に一致しない。このずれはベースロード運転するユニット $iG = L$ が出力を調整し、最終的に需給を一致させる補正を行う。

5.3.6 パラメータの設定

a) ディーゼル発電設備

前提条件として与那国島を参考に既設の定格出力 $GCp_{1,2} = 550\text{kW}$ が 2 台、 $GCp_{3,4,5} = 950\text{kW}$ が 3 台の合計 5 台(DG1~5) の中速機が運用されているものとし、そこに高速機 1 台(DG6)を連系運用する構成とする。高速機の発電容量 GCp_6 を 200kW から 800kW の 100kW 単位で変化させて解析する。

中速機の性能の不揃いを表す η_{iG} は次の通り仮定した。この不揃いを考慮すると、常に運転される最大容量のユニットは $iG = 3$ である。

$$\begin{aligned} \eta_1 &= \eta_3 = 0 \\ \eta_2 &= \eta_4 = 0.005 \\ \eta_5 &= 0.01 \end{aligned} \quad (5.16)$$

b) 運転費用の単価

発電設備の燃料は A 重油を想定し、発熱量あたりの単価は沖縄電力の実績を参考に $Pr_{Fl} = 7.14[\text{JPY/kWh}]$ とした。メンテナンス単価 $Pr_{mt}[\text{JPY/kWh}]$ は、発電設備の回転速度、設備容量によって異なる傾向があり、Table 5.2 のとおりとした。

Table 5.2 Maintenance cost for generators

Engine type	iG	Capacity [kW]	Maintenance unit price [JPY/ kWh] : Pr_{mt}
Medium speed	1,2	550	2.2
	3,4,5	950	2.0
High Speed	6	≤ 500	2.5
		> 501	2.4

5.4 シミュレーション結果

5.4.1 マイクログリッドの電力負荷想定

本研究では年間の電力消費量が 10,000MWh 程度の離島などの独立した MG を対象地域想定した。日本で言えば与那国島と同程度の規模となる[5-1]。実際の与那国島の状況を参考に、島内には住居のほか、オフィス、物販店舗などが混在し、それぞれの延べ床面積を Table 5.3 のとおり想定した。概略の規模としては小規模なオフィスが 20 カ所、物販店舗が 30 カ所、診療所や小規模な医院が 7 カ所、住居や民宿施設が 400 カ所程度である。

電力負荷は沖縄地域の典型的な原単位[kWh/m²・h]に、想定した各業種の延べ床面積を乗じて算出した[5-20]。Fig. 5.4 に夏季、中間季、冬季の各期間の平日における各1時間の平均値による負荷パターンの例を示す。1 時間負荷の年間最大値は 1965kW、最小値は 655kW である。

Table 5.3: Floor space according to the type of building

Building type	Floor space [m ²]
Offices	2,000
Shopping stores	3,000
Clinics	2,100
Residences & Hostels	40,000
Total	47,100

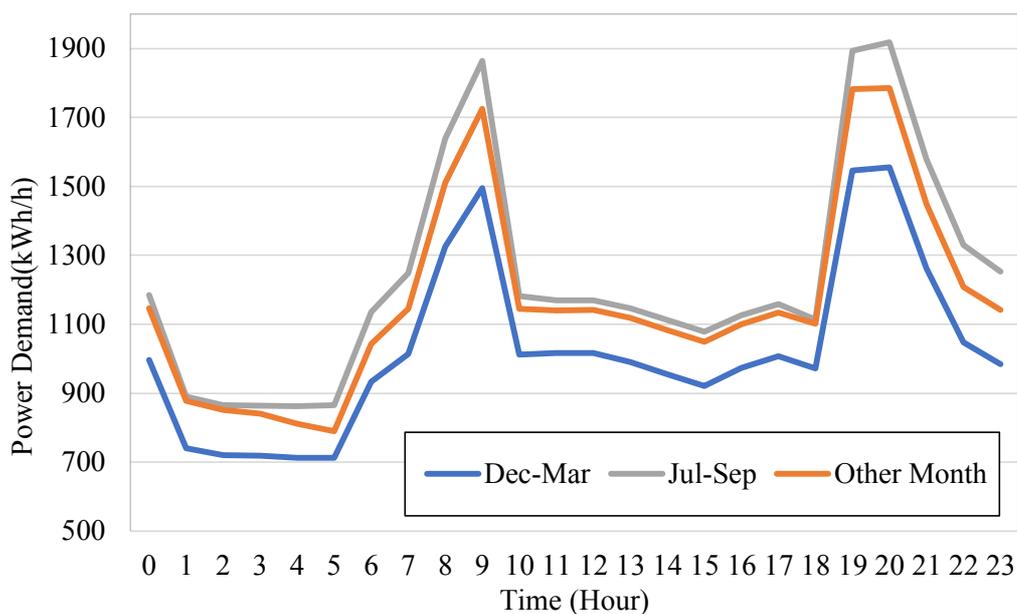


Fig. 5.4 Power load pattern, averages for three seasons of weekdays

5.4.2 ケース設定

評価のケース設定を Table 5.4 に示す.

Case 0 はレファレンスケースであり, 中速機のみを従来型の手法で運用する. Case 1 は中速機のみを最適運用するケースであり, 従来の中速機で得られる改善効果を評価する. Case 2 及び Case 3 は中速機に高速機を連系したケースである. これらのケースを比較することによって高速機を 1 台追加することが経済性に与える効果を分析する.

Table 5.4 Case settings

Case	Operation	Medium-speed (Nos of units)	High-speed (Nos of units)
Case 0	Conventional	5	0
Case 1	Optimized	5	0
Case 2	Conventional	5	1
Case 3	Optimized	5	1

5.4.3 中速機のみの評価結果

a) 従来型の運用(Case 0)

まず, 中速機 5 台の従来手法による最小コストでの運用を評価の基準とする. 発電容量が最大で, 且つ最も効率が高い DG3 が常に運転されるユニットとなる. 式(5.9)を満足して運転コストが最小となる発電設備の選択を考えると, $DmPw$ の範囲 655~1965kW では Table 5.5 とおり導かれる.

各ユニットの負荷分担は式(5.7), (5.8)から導かれ, この場合の各中速機ユニットについての年間の稼働時間, 負荷率が 50%未満となるような低負荷運転時間の合計, 平均負荷率は Table 5.6 のとおりであり, 特に小容量機の低負荷率での運転時間が顕著である. また, 通年の最小容量から最大容量までの負荷分担パターンを Fig. 5.5 に示す.

Table 5.5: Selection of 5 units of Medium-speed DG based on load sharing under the conventional method

Operation Pattern	$DmPw$ [kW]	gOp_1	gOp_2	gOp_3	gOp_4	gOp_5	Supply Ability [kW]
1	1900~2050	1	1	1	1	0	3000
2	1500~1900	0	0	1	1	1	2850
3	1100~1500	1	0	1	1	0	2450
4	950~1100	1	1	1	0	0	2050
5	550~950	0	0	1	1	0	1900

Note : 0 for not selected, 1 for selected

Table 5.6: Operation Configuration of 5 units of Medium-speed DG operated by conventional method

iG	Annual Operation [h]	Annual Operation, less than 50% load [h]	Average load factor
1~2	7,544	6,634	46.8%
3~5	16,604	5,798	51.8%

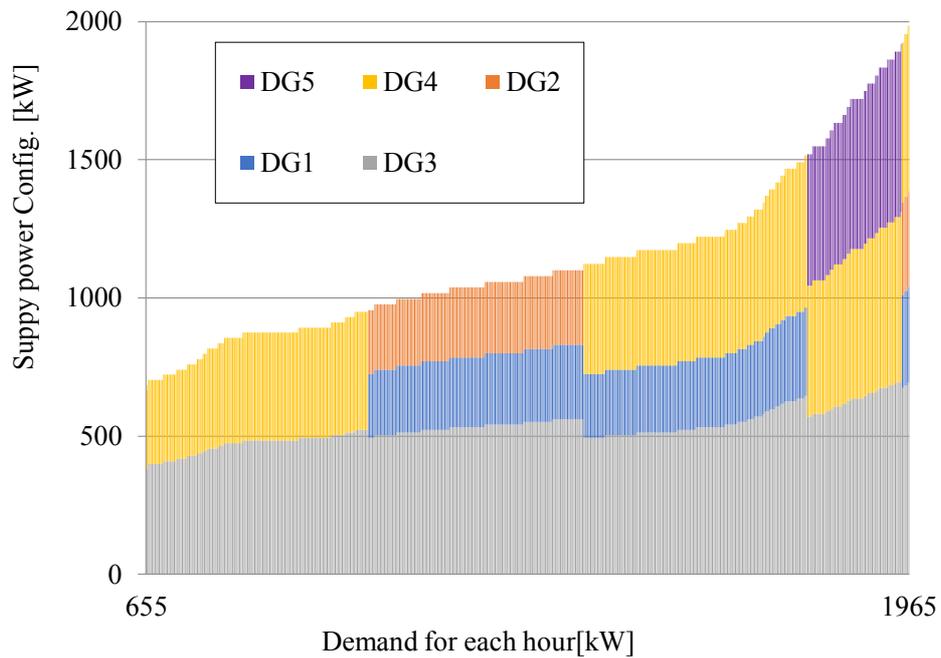


Fig. 5.5 Load sharing patterns of 5 units of Medium-speed DGs operated by the conventional method

a) 最適運用ケース (Case 1)

中速機5台構成での負荷分担制御を最適化した場合の負荷分担パターンを Fig. 5.6 に示す。運転されるユニットの構成は従来の運用手法と似た傾向となったが、最適化により運転中のユニットの中で性能による優先順位が付けられ、効率の良いユニットから優先的に負荷率を上げて運用されている。また、一部の負荷ではユニット間で負荷率の優先順位が入れ替わる状況が生じる。Case 0 と比較すると経済効果としては 1.2% の年間運用コスト削減効果が認められた。

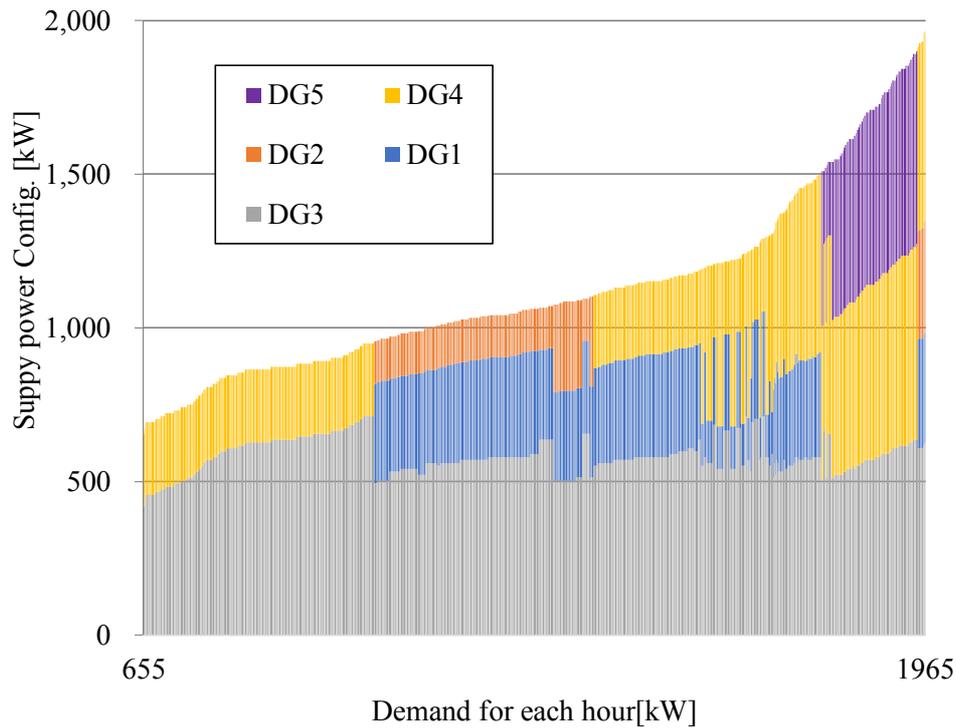


Fig. 5.6 Load sharing patterns of 5 units of Medium-speed DGs by the optimize method

5.4.4 高速機を連系した運用の評価結果

a) 従来型の運用(Case 2)

Case 0 と比較し、従来の制御手法のまま中速機 5 台に高速機 1 台を追加した Case 2 のコスト削減効果を Fig. 5.7 に示す。なお、高速型の発電容量を 200kW から 800kW と変化させ、容量による影響を調べた。

例として、高速機の容量が 200kW, 500kW, 800kW に対するユニットの選択を Table 5.7 に、需要に応じた負荷分担パターンを Fig. 5.8 に示す。

追加する高速機の容量を変えても全体的に似た傾向のユニット構成での運用となる。一方で、Fig. 5.7 に示すとおり、経済効果は追加する高速機の発電容量によって大きく変動する。式 (5.1), (5.2) に示すとおり、同出力帯では高速機は中速機よりも効率が低いため、容量が中速機と近い 500kW, 800kW の場合には導入効果が無い。一方で、既設中速機の容量と追設する高速機の容量が離れるに従って経済効果が増大する。特に小容量になるほど大きい。必要な発電出力が中速機にとっては効率が悪化する低負荷域であっても、小容量の高速機にとっては

定格容量に近く高効率運用が可能となるケースでは、燃料費の削減効果がある。

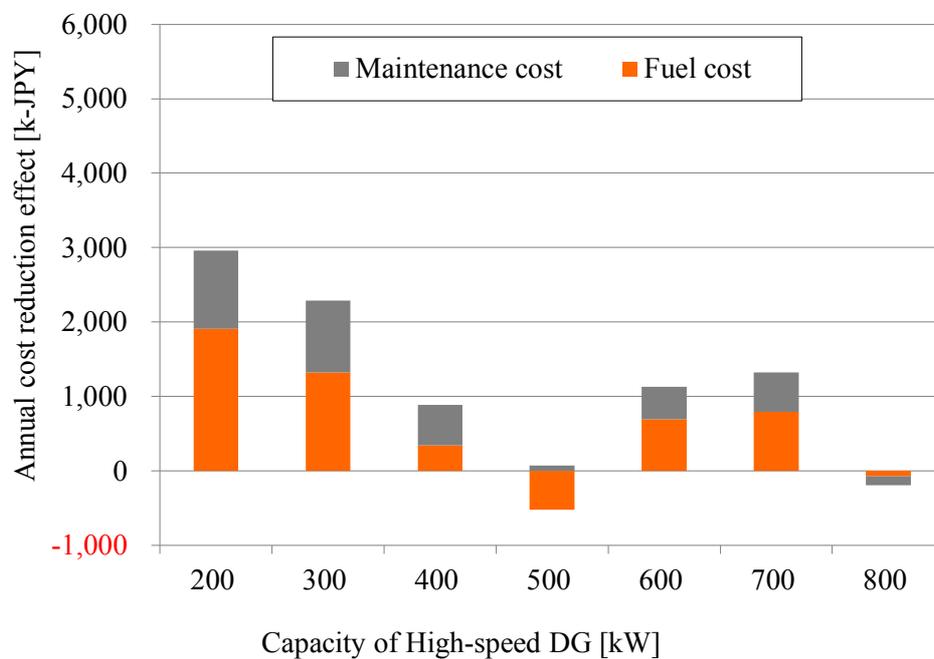


Fig. 5.7 Annual cost reduction effect on operation cost when connecting a high-speed DGs under the conventional method

Table 5.7 Selection of 6 units of DG based on load sharing under the conventional method

(a) 5 units of Medium-speed + 200kW High-speed DG

Operation Pattern	<i>DmPw</i> [kW]	<i>gOp</i> ₁	<i>gOp</i> ₂	<i>gOp</i> ₃	<i>gOp</i> ₄	<i>gOp</i> ₅	<i>gOp</i> ₆	Supply Ability [kW]
1	1900~2050	1	1	1	1	0	0	3000
2	1700~1900	0	0	1	1	1	0	2850
3	1500~1700	1	0	1	1	0	1	2650
4	1300~1500	1	0	1	1	0	0	2450
5	1150~1300	1	1	1	0	0	1	2250
6	1100~1150	0	0	1	1	0	1	2100
7	950~1100	1	1	1	0	0	0	2050
8	750~950	0	0	1	1	0	0	1900
9	550~750	1	0	1	0	0	1	1700

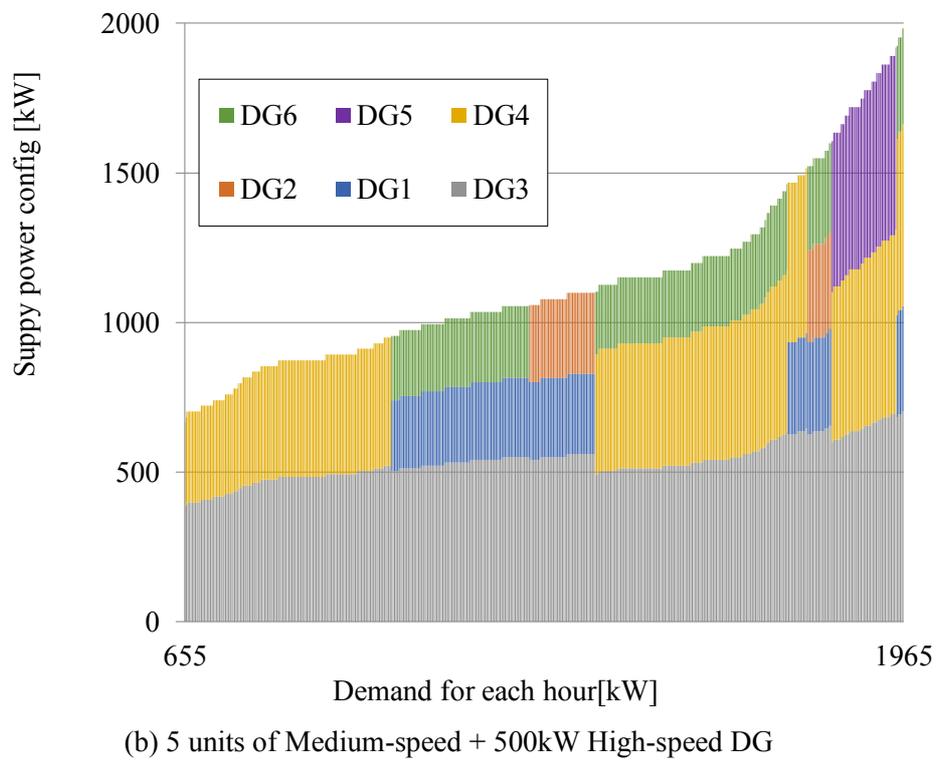
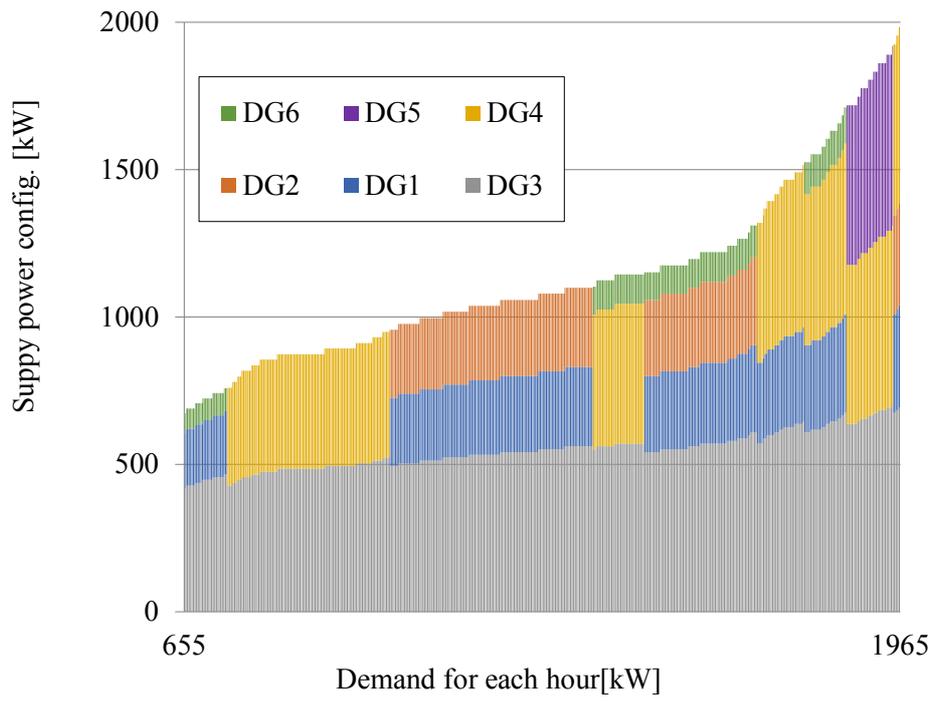
(b) 5 units of Medium-speed + 500kW High-speed DG

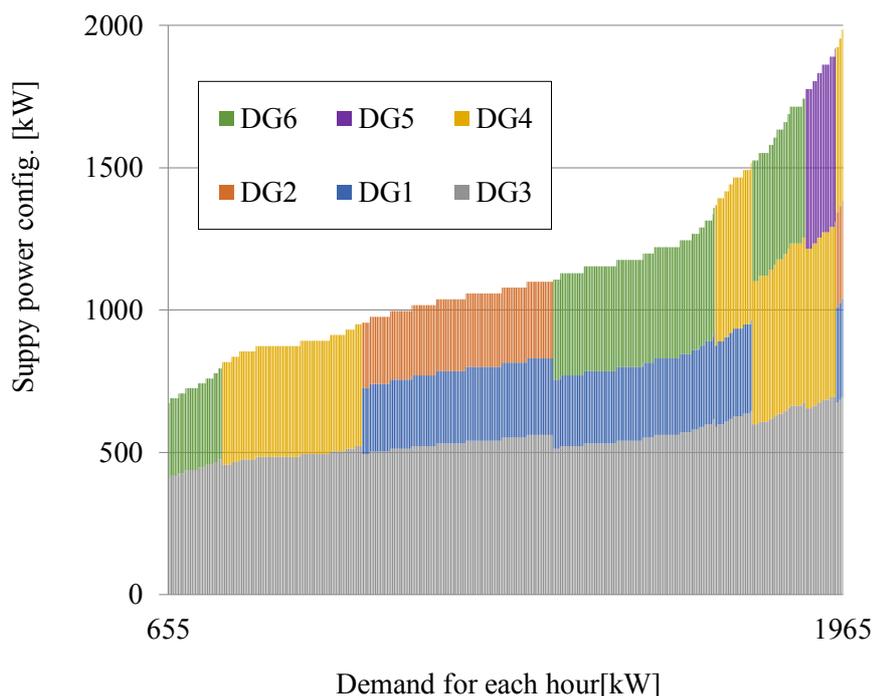
Operation Pattern	<i>DmPw</i> [kW]	<i>gOp</i> ₁	<i>gOp</i> ₂	<i>gOp</i> ₃	<i>gOp</i> ₄	<i>gOp</i> ₅	<i>gOp</i> ₆	Supply Ability [kW]
1	2000~2050	1	1	1	1	0	0	3000
2	1900~2000	1	0	1	1	0	1	2950
3	1600~1900	0	0	1	1	1	0	2850
4	1500~1600	1	1	1	0	0	1	2550
5	1450~1500	1	0	1	1	0	0	2450
6	1100~1450	0	0	1	1	0	1	2400
7	1050~1100	1	1	1	0	0	0	2050
8	1050~1050	1	0	1	0	0	1	2000
9	550~950	0	0	1	1	0	0	1900

(c) 5 units of Medium-speed + 800kW High-speed DG

Operation Pattern	<i>DmPw</i> [kW]	<i>gOp</i> ₁	<i>gOp</i> ₂	<i>gOp</i> ₃	<i>gOp</i> ₄	<i>gOp</i> ₅	<i>gOp</i> ₆	Supply Ability [kW]
1	1900~2050	1	1	1	1	0	0	3000
2	1750~1900	0	0	1	1	1	0	2850
3	1500~1750	0	0	1	1	0	1	2700
4	1350~1500	1	0	1	1	0	0	2450
5	1100~1350	1	0	1	0	0	1	2300
6	950~1100	1	1	1	0	0	0	2050
7	800~950	0	0	1	1	0	0	1900
8	550~800	0	0	1	0	0	1	1750

Note : 0 for not selected, 1 for selected





(c) 5 units of Medium-speed + 800kW High-speed DG [kW]

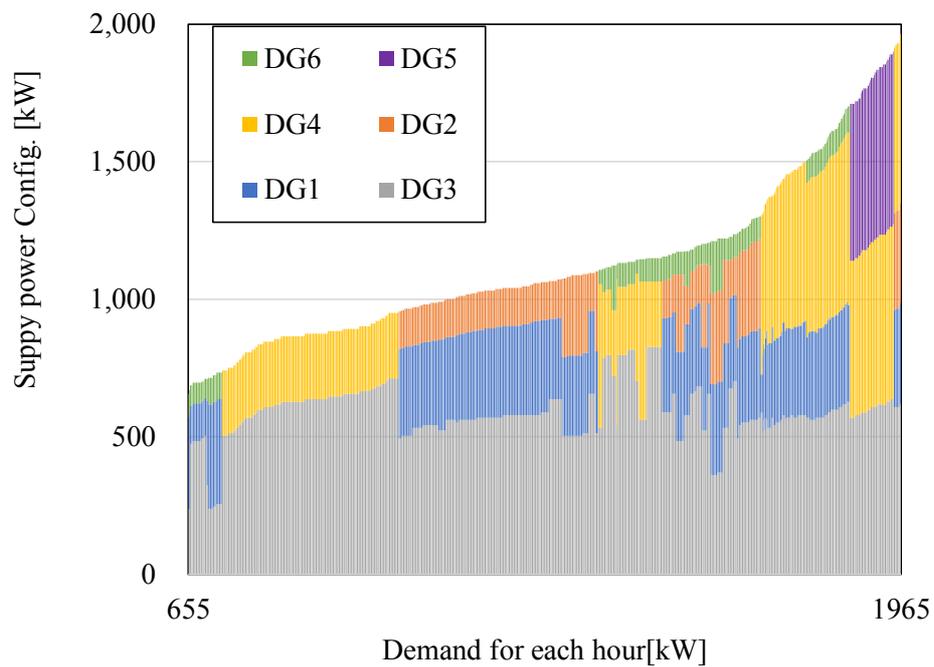
Fig. 5.8 Load sharing patterns of 5 units of Medium-speed with 1 set of high-speed DG by the conventional load sharing method

b) 最適運用ケース(Case 3)

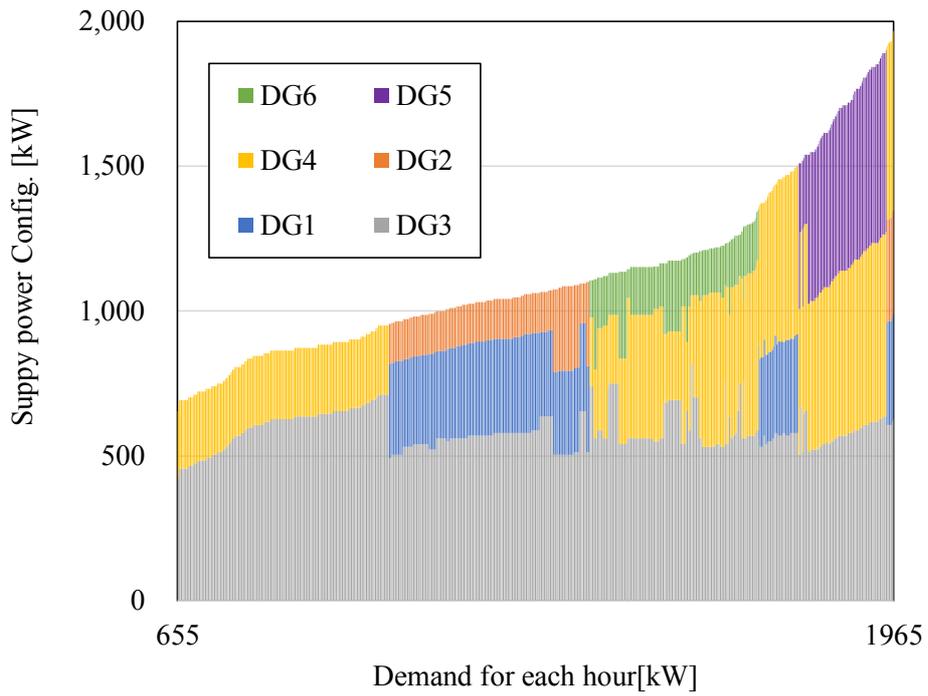
高速機の容量が 200kW, 500kW, 800kW の場合の需要に応じた負荷分担パターンを Fig. 5.9 に示す. 最適化による運転ユニットの負荷分担は Fig. 5.5 及び Fig. 5.8 に示す従来手法の結果と比較すると大きく異なる構成となった.

Case 0, Case1, Case 3 について各ユニットの年間の稼働時間, 負荷率が 50%未満となるような低負荷運転時間の比率を Fig. 5.10 に示す. 従来法での Case 0 と比較して最適化を行った Case 1 と Case 3 では中速機の運転時間の変化は小さいが, 低負荷運転の比率が大きく抑制され最適化の効果が現れている. 大容量の中速機が高効率で運転することによる経済効果は得られるが, その反面, 高速機の運用が抑制されるため, 定格容量が大きくなるに従って運転負荷率が下がる傾向となった. 高速機 500kW, 800kW のケースでは高速機の運転は抑制される. これは負荷分担の最適化によると, 効率の低い高速機の定格容量が中速機と近く, 運転しても効果が小さいためである. これらは, 従来法 Case2 での評価と同じく高速機にとって高効率で運用できる出力域が代替の対象となる中速機と重なるために, 中速機よりも高い効率で運転出来

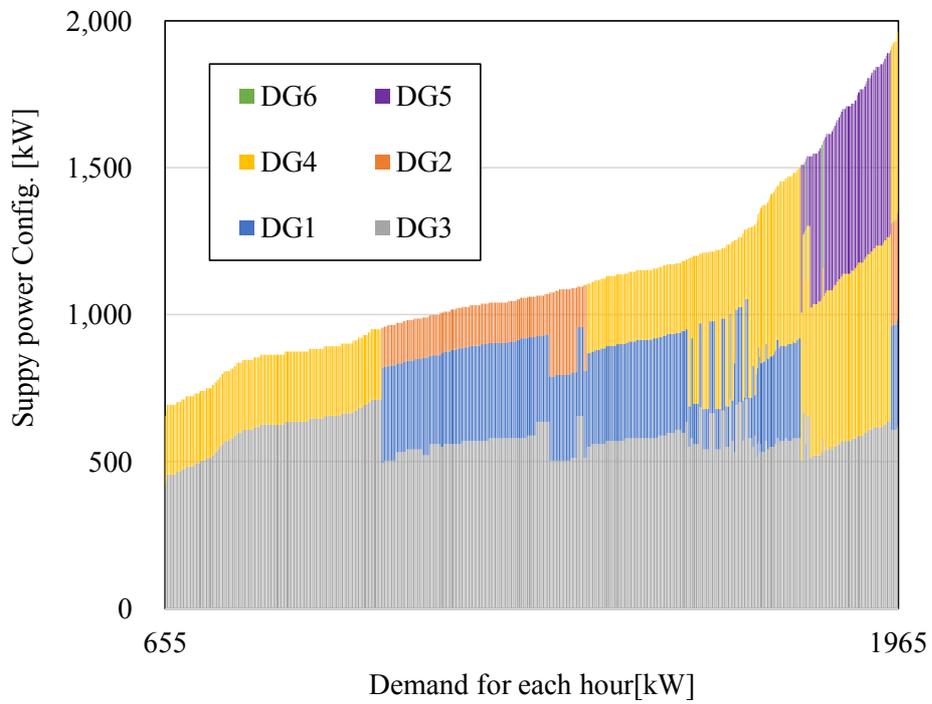
る状況が限られるためである。その他のケースでは高速機の運転は従来手法に比べて全体的に低いものの、中速機の低負荷での運転時間が占める割合が大きく減少しており、運転される中速機はそれぞれが高い負荷率となるように負荷を分担されている。全体的に出力に応じた効果が現れている。需要の変化に柔軟に対応して運転構成を変えて、高速機を効果的に運用することで経済性を高めていると言える。



(a) 5 units of Medium-speed + 200kW High-speed DG

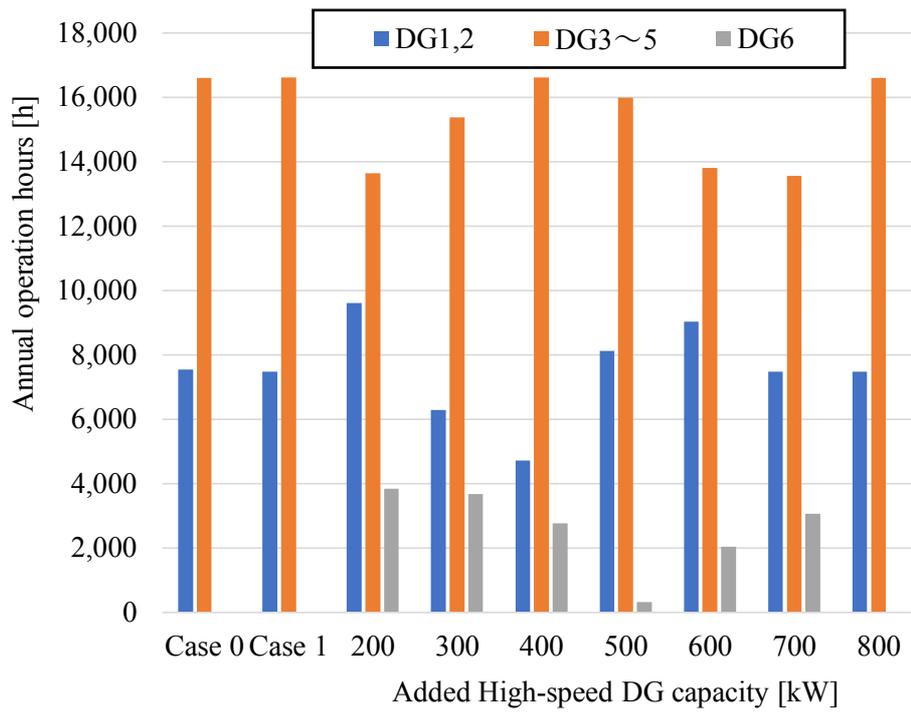


(b) 5 units of Medium-speed + 500kW High-speed DG

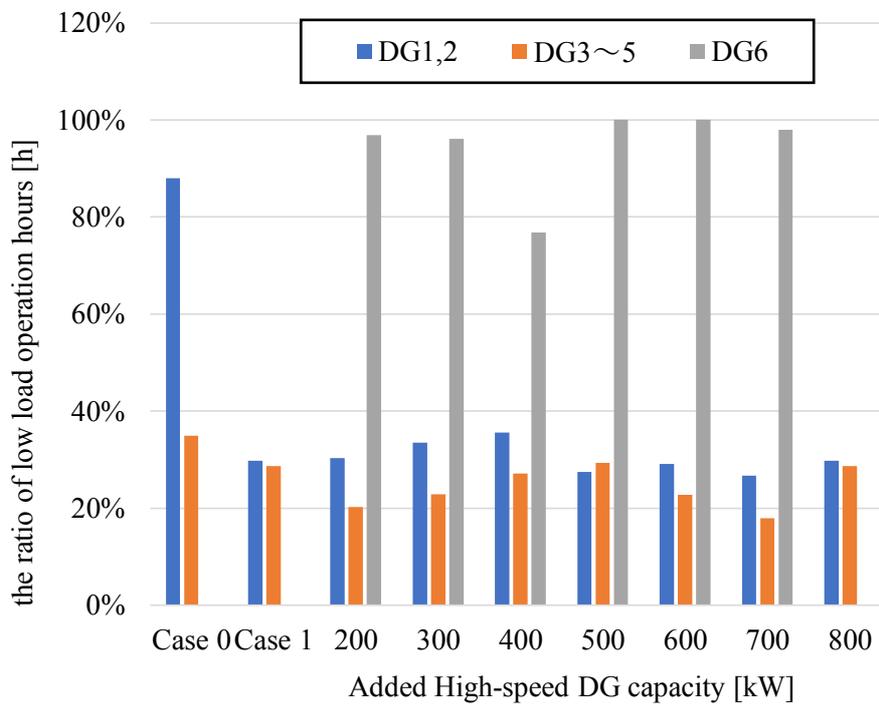


(c) 5 units of Medium-speed + 800kW High-speed DG

Fig. 5.9 Load sharing patterns of 5 units of Medium-speed with 1 set of high-speed DG by the optimized load sharing method



(a) Annual operation hours



(b) The ratio of low load operation hours as less than 50% load factor

Fig. 5.10 Annual operation hours of 5 units of Medium-speed with 1 set of High-speed DG by the optimized load sharing method

5.4.5 高速機追加の効果

中速機のみを運用する Case 0 の年間運用コストを基準として、高速機を追加設置して負荷分担の最適化の運用を行った Case 3 の年間コスト削減効果を Fig. 5.11 に示す、また、本研究は運用効率の向上による燃料消費量の削減に焦点を当てているため CO₂ の削減効果も併せて Fig. 5.12 に示す[5-21].

負荷分担を最適化した Case 3 では従来手法での負荷分担運用の Case 2 と異なり、高速機を追加した全ケースで変動費削減効果が得られる。ただし、高速機の容量によっては高速機の運転が限定され、最適化手法のみを導入した Case 1 の効果とほぼ同じとなる。高速機の定格容量の違いが与える影響は Case 2 と同様であり、小容量の 200kW が最も費用削減効果が大きい。Case 0 に比べて 1.9%、Case 1 に比べて 1.1% の削減量が期待できる。比較的小規模な高速機を追加することが有効である。

投資回収の観点では高速機の価格を \$150/kW[5-22]、設備の運用期間を日本の法定耐用年数である 15 年と見た場合、最適化を行わない Case 2 では投資回収が見込めるのは 200kW の高速機のケースのみになるが、最適化を行う場合は、200kW~700kW のケースにおいて、高速機追加に対して投資回収が見込めるレベルである。ただし、Case 1 だけでも、既存の中速機の燃料コスト削減が期待できる。また、CO₂ 排出量は従来制御で中速機のみ運用では年間約 7,000t-CO₂ となるので、削減効果は 1~2% 程度となった。

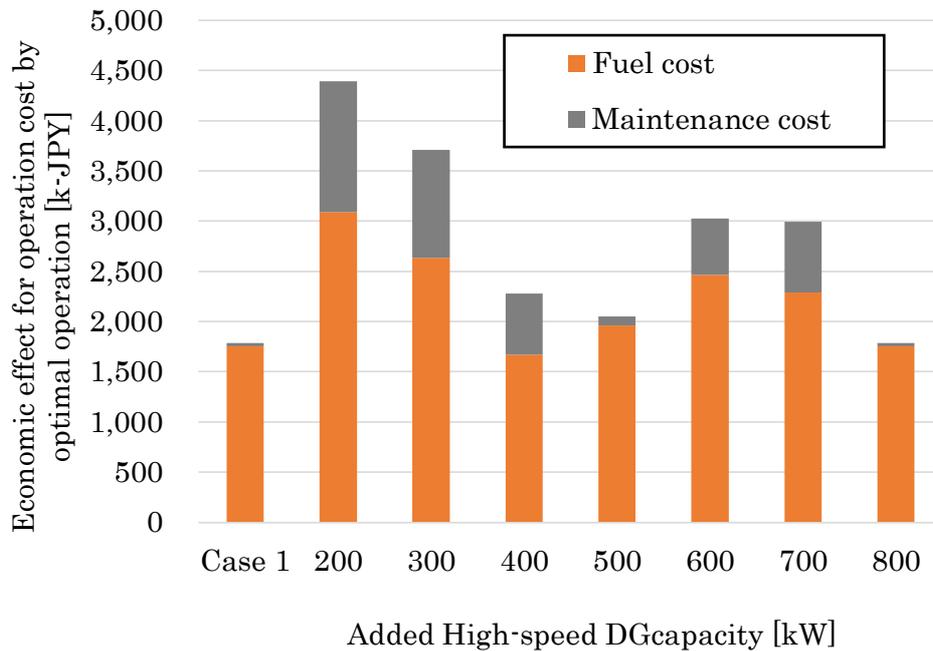


Fig. 5.11 Cost reduction effect on operation cost when connecting a high-speed DG with optimized load sharing in comparison with conventional method without high-speed DG

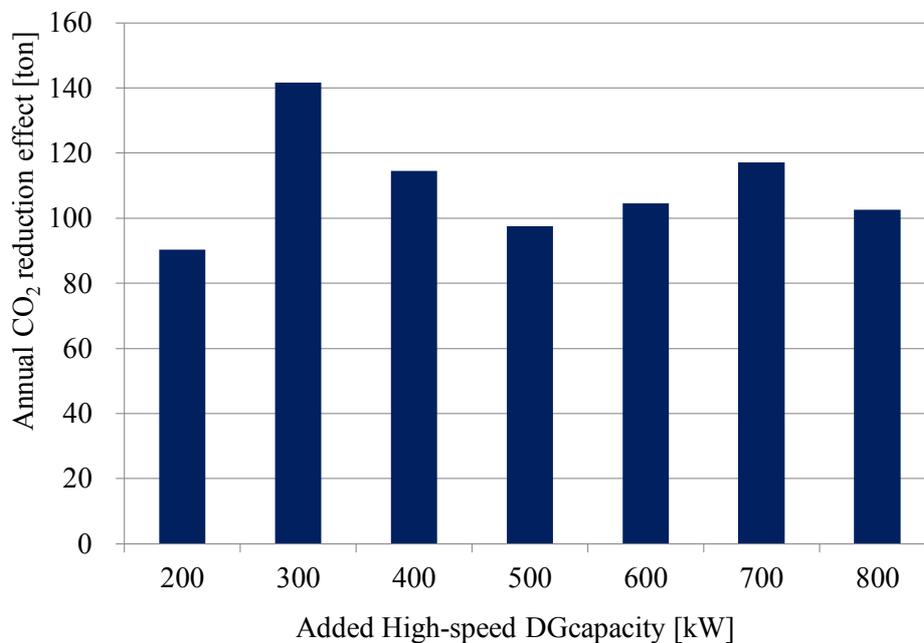


Fig. 5.12 Annual CO₂ reduction effect on operation cost when connecting a high-speed diesel generator with optimized load sharing in comparison with conventional method without high-speed DG

5.5 結論

本研究では、中速 DG を常用運用する独立 MG に高速 DG を追加して連系運用するにあたって、負荷分担を最適化することによる経済効果を評価した。

本研究で対象とした離島のような、民生負荷が支配的で大規模需要家が存在しないような地域の MG は、その地域の戸数規模が違っていても、負荷パターンは類似している。また、それに対して系統電力品質維持に見合った容量、及び台数の発電設備が運用されている点も同じ状況である。

本研究は、予備率を考慮した運用のために複数台の中速機が低負荷運用となる点に着目し、一台の比較的小容量の高速機を組み合わせることで最適運用を図る事によって経済性を改善できる事を導いた。この結果は既存の電力事業だけでなくオフグリッド地域の電化事業に対しても有用と考えられる。

一般に、発電設備の導入においては、想定する負荷パターンに応じた適切な設備容量を選定しなければ経済効果が得にくい傾向にある。本研究の負荷分担の最適化によって、別の条件で決定された設備容量構成の場合であっても、高速機の追加で一定程度の経済効果を得られることが示唆された。従来の制御手法では、組込む高速機の定格容量によって経済効果は大きく変わり、容量によっては効果が出ない場合もある。それと対照的に、負荷分担を最適化することで、その容量と負荷パターンの違いによる経済効果の減少を抑制し、高速機の容量に依らず運転費削減効果を見込めることが示された。ただし、高速機の容量は中速機よりも小容量であるほど効果が大きい。その理由は連系運転中の中速機を高効率域で運用させるために分担する負荷を小さく抑えられる高速機としては小容量の方が多くのパターンに対応可能となり、効果が大きいためである。加えて、その場合、高速機が小容量であれば高負荷域で運用出来るからである。最適化の結果、実際に小容量機との負荷分担によって中速機の低負荷域での運用が抑制され、高効率域での運転が増加している事が確認出来た。

中速機と比べて高速機は定格出力の発電効率が低く、メンテナンス単価が高い。それにもかかわらず、本研究により、負荷分担制御の最適化によって常用として独立 MG に連系運用して経済効果を上げられる事が明らかとなった。この結果から、一般的には常用運用機として採用されづらい面がある高速機に MG のレジリエンスの観点から役割が期待されることが認められた。

言い換えれば、単一種類の中速機だけで発電設備を構成するのではなく、小型の高速機を混在させる方がシステム的に有利である。また、従来の負荷分担法ではなく、システムの自由度を生かした負荷分担の最適化が効果的である。

本研究で示した手法は、あらかじめ需要に応じた負荷分担を計算しておき、その結果を逐次当てはめる方式である。各時点で最適化の計算は不要であり、容易に実装できる特徴があり、MG の運用改善にとって有用である。

参考文献

- [5-1] ランドブレイン, 小規模離島における全エネルギー再生可能エネルギー化可能性事業調査報告書 平成 26 年 3 月, 2014
- [5-2] 内閣官房, 防災・減災, 国土強靱化のための3か年緊急対策のパンフレット, 2019
- [5-3] 千葉 理恵, 棚橋 優, 西脇 修, 田中 英紀, コージェネレーションシステムの発電機台数制御パラメータの最適化に関する研究, 空気調和・衛生工学会 論文集, 2018, 43 巻 258 号, pp. 11-19
- [5-4] 戸川 卓哉, Yi DOU, 大場 真, 根本 和宜, 中村 省吾, 藤井 実, 中山間地域における分散型エネルギーシステムのデザインと導入基準, 地球環境研究論文集, 2017, 第 25 巻
- [5-5] 伊東 弘一, 横山 良平, コージェネレーションシステムの最適運用計画法 : 第 1 報-方法論の検討, 1990, 空気調和・衛生工学会 論文集, 15 巻, 42 号, pp. 59-67
- [5-6] 小熊祐司, 稲村彰信, エネルギーシステム構成・運用最適化のための数理モデルとアルゴリズム, 2019, IHI 技報, 59(4), 24-35
- [5-7] 進士誉夫, 熊谷康介, 秋澤淳, 柏木孝夫, 藤田吾郎, マイクログリッドにおける日負荷曲線のなかでのガスタービンの部分負荷特性を考慮した台数制御の考察, 2011, 90 巻, 7 号, pp.654-659 (J-STAGE)
- [5-8] 池上貴志, 馬渡栄嘉, 発電機起動停止計画モデルを用いた電力システム運用の経済性・環境性の評価手法, オペレーションズ・リサーチ, 経営の科学, 2020, 2020 年 1 月号, pp.20-26
- [5-9] 富田泰志, 用語解説 第 64 回テーマ: 経済負荷配分(ELD), 2016, 電気学会論文誌 B, 136 巻, 7 号, p. NL7_9
- [5-10] 渡邊 勇, 佐賀井 重雄, 所 健一, 小松 秀徳, 比護 貴之, 再生可能エネルギー大量導入に対応した需給運用シミュレーター需給運用計画策定機能のプロトタイプ開発一, 電力中央研究所, 2014
- [5-11] DAIHATSU DIESEL MFG. CO., LTD., GUARANTEED FUEL CONSUMPTION

CURVE AT SITE List No. PC-160610-001Z, 2016

- [5-12] 小島武彦, 福屋善文, 離島向けマイクログリッドシステム, 富士電機, 富士時報, 2011, Vol.84, No.3, pp.188-193
- [5-13] 駒井ハルテック, 東光高岳, 東京電力パワーグリッド, モルディブ共和国における離島型風力発電および再エネマネジメントシステム実証プロジェクト, NEDO, 2018
- [5-14] I. DULĂUA, D. BICĂA, Optimization of generation cost in a microgrid, ScienceDirect, Procedia Manufacturing, 2018, vol. 22, pp. 703–708
- [5-15] 中国電力, 隠岐諸島におけるハイブリッド蓄電池システムの実証事業について, 2018, 電気設備学会誌, 第 38 巻, P57
- [5-16] 調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 事務局, 「再エネ主力電源化」に向けた技術的課題及びその対応策の検討について, 電力広域的運営推進機関, 2020
- [5-17] 三菱総合研究所, 蓄電システムをめぐる現状認識, 経済産業省, 2020
- [5-18] 廣田昇一, 加納光益, 原享, 柴田康博, スマートグリッド向けリチウムイオン電池システム, 日立化成テクニカルレポート, 2014, No.57
- [5-19] Kohler Co. Model: 800REOZM. 2018
- [5-20] 友藤大輔, 秋澤 淳, 地域特性を考慮した非住宅建築物におけるガスエンジンコージェネ導入効果-省エネとBCPの電源確保に加え需要創出型DRの検討, エネルギー・資源学会論文誌, 2018, 39 巻, 5 号, pp.1-10
- [5-21] 資源エネルギー庁, エネルギー源別標準発熱量・炭素排出係数の解説(2018年度改訂), 2020
- [5-22] Generac Power Systems, Inc, White paper Total Cost of Ownership Diesel vs Gas Generators, 2017, pp. 3

Nomenclature

Index

AG	Group of Generator units	iG except $iG = L$.
h	Hours	integer from 1 to 24
iG	Generator units	integer from 1 to 6
L	The unit number of the maximum capacity	
m	Month	integer from 1 to 12
pt	Load factor [%]	integer from Bpt to 100
w	Day types	Weekday, Saturday, and Holiday

Variables and parameters

cFl	Annual fuel cost [JPY]
cMt	Maintenance cost [JPY]
cOp	Annual operating cost [JPY]
GCp_{iG}	Rated output of each power generation facility iG [kW]
$gEf_{iG}(x)$	The power generation efficiency of each power generation facility with the load factor x [%] as a variable
$gLR_{iG,w,m,h}$	Load factor of each power generation facility iG [%]
$gOp_{iG,w,m,h}$	Operating state at each time as binary
$gPw_{iG,w,m,h}$	Power generation output [kW]
x	A variable of function

Parameters

Bpt	Minimum operating load factor [%]
$DmPw_{w,m,h}$	Power demand [kW]
$day_{w,m}$	Number of days for each day type of the target month
Pr_{Fl}	Fuel unit price per calorifique value [JPY/kW-h]
Pr_{Mt}	Maintenance unit price [JPY / kWh]
η	Uneven performance of medium-speed DGs

第6章 結論

6.1 まとめ

本研究ではレシプロエンジン発電設備を主機として運用する発電所，ガスエンジンの運用効率向上による設備計画，運用の最適化を検証した．これらの計画時の経済性試算において従来の方法では考慮されてこなかった点があり，それらを踏まえて検証を行った．

第3章ではガスエンジンの故障を考慮して機器構成を最適化する有用性を検証した．

本研究の条件ではガスエンジンの平均アベイラビリティについては Table 5.3 に示すとおり，一般的には非常に高い数値と考えられる 99.7%とした．

まず，アベイラビリティがこのように高いガスエンジンなどの機器については，2 台以上同時の故障確率が非常に低いために年間運用コストに影響を与えにくいことが分かった．

次に，このアベイラビリティの数値は”ガスエンジンが燃料電池などに比べて運用は安定しており想定外の停止はほぼ無い”と捉えられるレベルの数値である．しかしながら，実際に故障率とペナルティを考慮したシミュレーションを実行した結果では，経済的に最適なガスエンジンの導入台数は異なった．また，故障が起こった場合の年間運用コストの比較においても故障を考慮した最適構成が故障を考慮しない最適構成を下回る結果となり，経済性の観点から設備構成計画における故障の評価は無視できない．

この結果から，ガスエンジン設備の最適設備を検討する場合の故障を考慮する事の有用性が示された．

第4章ではガスエンジン CGS において，メンテナンスの実際の種別を考慮した設備計画と運用の最適化について，メンテナンス種別をそれぞれ3種類用意し，検証対象時間を一年間としてシミュレーションを行った．

結果では，対象期間である一年の終わりにおいてメンテナンスが入る直前まで運転時間を累積するという運用結果が多数見られた．本研究の演算に使用したワークステーションの性能の

限界もあり、対象期間を一年とし、メンテナンス種別も実際より減じた限定的な条件での検証に留まったが、ガスエンジンの運用は本来十数年続くものである。また、実際のメンテナンス種別は、多い機種では6種類程度存在し、そのスパンも長いもので32000 hにもなり、そのメンテナンス費用の総額も今回の規模よりはるかに大きい。そのため、今回の研究で一年間の結果は判明したが、本来運用される製品寿命で同様のシミュレーションを実行すると結果が変わる可能性がある。そのような長期に渡るシミュレーションを実行するため、演算負荷軽減のプログラム改変が課題である。また、将来的に演算装置の性能向上により、そのような長期間での研究が可能になることを期待する。

第5章ではレシプロエンジンの従来技術であるディーゼル機関の発電所において運用最適化による効率向上の手法を提案した。

本研究ではMIPを用い、従来の手法では簡易的に評価されている項目についても現実に照らし合わせて考慮した詳細な経済性検討を行い、設備計画・運用計画の最適化を行った。評価の結果、この最適化によって経済性の改善が期待できる事を示した。

この結果から負荷分担の最適化制御によって独立MGに高速ディーゼル発電設備を連系運用して経済効果を上げられる事が示された。また、小型軽量の高速ディーゼル発電設備を用いた電源設備の役割の拡大、及び普及促進も期待される。

小型軽量の特徴を活かした高速機の普及によるメリットは一つのMGの経済性やレジリエンスの向上だけにとどまらない。運用面においても高速機が小型軽量なため、1000kWクラスであればコンテナに搭載出来るというメリットを考慮すると、例えば群島などの独立MG間で高速機を搭載した移動式電源発電設備をローテーション運用する事でメンテナンス時期の融通など発電設備の弾力的な運用も可能である。また、単純に電力供給のリソースの増加による災害対策の推進が図れるだけでなく、災害により被害を受けた発電所に複数の移動式発電設備を集中させるといったバーチャルグリッド的な運用も可能になるという地域視点でのレジリエンス向上も期待できる。

また、解析手法の観点では、本研究で提示した対象が曲線描く複次式であってもパラメータを離散化させてバイナリ変数と組み合わせた上で線形問題として扱う手法は、対象が仮に複次式ですらない全く法則性を持たないパラメータの集合であってもMIPが使用出来る。この解法は非線形の最適化ではない為、最適性が担保される利点があり、幅広く応用が可能である。

6.2 今後の展望

レシプロエンジン発電設備は、従来、化石燃料を燃焼させて CO₂ を排出する技術であったが、現在、それらの燃料としてバイオディーゼルが用いられるケースも増えてきており、更には、水素やアンモニアといった次世代のゼロエミッション燃料の普及に向けて研究開発が進んでいる。

アンモニアは燃焼しても CO₂ を排出しないため、地球温暖化対策に貢献する次世代燃料として期待されており、さらにアンモニアの原料となる水素に CO₂ フリー水素を活用することで燃料のライフサイクルまで考慮したゼロエミッション化の実現が可能と言われている。

こういった技術の確立もあり、将来的にもレシプロエンジンはエネルギー設備において一定の比重を占め続けると予想される。

謝辞

本論文の執筆にあたり，ご指導，ご協力を戴いた方々にこの場を借りて深く御礼申し上げます。まず，非常にご多忙な中，8年半にも渡って，通常の研究指導のみならず，休日まで使って論文原稿の添削を戴いた秋澤教授に大変な感謝を申し上げます。また，研究に際して相談に乗って戴いた池上先生，中山先生，ありがとうございました。一緒に研究を進めて貰った，当時は在校生だった山口氏と，自身の研究課程は修了していたにも関わらずプログラムを回し続けてくれた中谷氏にも感謝いたします。論文の英語の添削を戴いたアイシャさん，ありがとうございました。秋澤研究室の皆さんには，工場見学ツアーにも参加させて戴き，良き思い出となりました。秘書の松岡さんにも，BASEに伺った際には何かとお世話になりました。博士課程を始めた時はまだ独身でしたが，結婚をし，子供二人に恵まれ，子育てをしながら，仕事と研究，定期的に論文の査読回答に集中する数日間というスタイルでしたが，そんな日々を支えてくれた妻，そして義母，また，小さな手で論文の装丁を手伝ってくれた娘，やる気を鼓舞してくれた息子，皆に感謝いたします。

生物システム応用科学府
生物システム応用科学専攻
秋澤研究室

山野 修平