

# 博士論文

論文題目      複数地域冷暖房プラントの  
熱融通・デマンドレスポンス制御に関する研究

氏      名      木虎   久隆



## 目次

1章 序論	1
1.1 本論文の背景と目的	2
1.2 本論文の構成	5
1.3 本研究で用いる主な用語定義と換算係数	7
2章 システム概要とシミュレーション構築	11
2.1 本章の背景と目的	12
2.2 対象プラントの概要	13
2.3 熱源台数・蓄熱槽制御	16
2.4 熱融通制御	18
2.5 シミュレーションモデル	21
2.6 シミュレーションモデルの精度検証	39
2.7 小括	45
3章 熱融通による省エネルギーポテンシャルのケーススタディ	49
3.1 本章の背景と目的	50
3.2 効プラント間で熱源機効率と負荷熱量に差がある場合のケーススタディ	51
3.3 プラント間で用途が異なり負荷パターンに差がある場合のケーススタディ	60
3.4 小括	65
4章 熱融通マトリクスの提案	67
4.1 本章の背景と目的	68
4.2 熱融通制御方法とケーススタディ設定	69
4.3 熱融通制御のシミュレーション結果確認	71
4.4 熱融通シミュレーション結果と考察	73
4.4 熱融通マトリクスの提案	77
4.5 小括	103
5章 熱融通運転を実施した運転結果の評価	104
5.1 本章の背景と目的	105
5.2 運転実績の評価	106
5.3 更なる効率改善の検討	115
5.4 小括	119

6章	デマンドレスポンス市場の現状	120
6.1	本章の背景と目的	121
6.2	欧米の DR 市場	122
6.3	日本の DR 市場	124
6.4	小括	129
7章	デマンドレスポンス制御の実現可能性と効果推定	131
7.1	本章の背景と目的	132
7.2	DR の定義	133
7.3	ベースライン設定	134
7.4	下げ DR の課題と夏期の下げ DR ケース計算結果	135
7.5	冬期の下げ DR ケース計算結果	142
7.6	下げ DR における経済性評価	144
7.7	上げ DR における検討	146
7.8	小括	150
8章	総論	153
8.1	本研究で得られた成果	154
8.2	本研究の課題と展望	157
8.3	今後の熱供給、DR 制度への提言	158
Appendix		
	本論文に関連する発表論文一覧	160
	謝辞	165



## 第1章

# 序論

### 1.1. 本研究の背景と目的

気候変動の緩和が喫緊の課題となっている昨今、脱炭素化技術への期待が高まっている。気候変動の原因の一つは様々な人的活動に伴う CO<sub>2</sub> 排出であり、業務その他部門の CO<sub>2</sub> 排出量が社会全体の 17.4%を占めていることから[1-1]、業務用建築物への対策は重要である。その対策の一つに、建物単体にとどまらずエリア内全体で面的に冷暖房エネルギーを有効に利用することが考えられている。例えば、石河らは都市部に地域冷暖房導入の検討などを行い将来的な技術革新に対応可能な空間管理が必要であるとしている[1-2]。須永らは単体の建築物の ZEB 化と再生可能エネルギーを活用した面的エネルギーの拡充を合わせて推進することで大きな CO<sub>2</sub> 排出量削減効果が期待できると述べている[1-3]。山川らは河川水熱源水ネットワーク導入により省エネルギーが可能であると述べている[1-4]。このように、市街地の面的エネルギー利用の有効性に関する報告がされており、エリア内複数建物に熱供給を行う地域冷暖房システムは省エネルギー・脱炭素への貢献が期待されている。欧州では地域暖房の導入により脱炭素の目標を低コストに達成可能との試算も出されている[1-5]。

地域冷暖房は、熱供給している建物側から見れば供給側、電力・ガスなどのインフラ側から見れば需要側にあたり、供給側と需要側の 2 つの性格を有する特徴的な施設である。本研究では、複数の地域冷暖房システムの熱供給プラント（以下、地域冷暖房プラント、またはプラント）を対象に、主に供給側の立場からそのプラント間の熱融通、主に需要家側の立場からデマンドレスポンスに関する高度な運用を可能にする手法を検討し、その効果について明らかにして考察を加えている。すなわち、今後のカーボンニュートラル化に向けた省エネルギー化や再生可能エネルギーの大量導入を支えるエネルギーの柔軟な利用（エネルギーフレキシビリティ）という社会課題に対し、地域冷暖房プラントが貢献できる有効な方策を見出し、それを実際に実施するための知見を得ることを目的としている。

従来の地域冷暖房システムでは、エリア開発の当初に装置容量の大きなプラントを設置し、エリア拡大に伴って熱供給を行う建物を増やしていくことが多かったが、近年はエリア拡大に応じて順次、プラントを増設していく事例が増えている。崔らは GIS データから建物間熱融通効果の検討を行い一次エネルギー・CO<sub>2</sub> 削減効果があることを明らかにしている[1-6]。永井らは建物双方向で熱融通を行うネットワークを市街地に導入することで省エネルギー効果があることを示すなど[1-7]、建物間熱融通に関するポテンシャルは以前から指摘されている。よって、プラント間でも相互に熱融通を行うことで効率の高いプラントからの熱供給が可能となり、エネルギー利用の高効率化が期待できる。プラント間の熱融通に関しては、佐藤らや橋達らによる実在のプラント熱源更新により効率の高い新プラントからの熱融通による省エネルギー効果についての報告や[1-8][1-9]、中川らによる隣接する 2 つのモデル地区でのコジェネレーション排熱と電力融通による効果の報告[1-10]、小林らによるエネルギーの相互熱融通を行う分散型熱源システムの運用最適化 [1-11]、加用らによる遺伝的アルゴリズムを用いたコジェネレーション排熱の最適化[1-12]など、コジェネレーション排熱の有効利用の観点からの熱融通の報告がされている。

エネルギーバッファとして蓄熱槽を有する地域冷暖房プラントは事例があるが、蓄熱槽を有する複数プラントの熱融通に関する検討は少ない[1-13]。蓄熱槽は従来、電力デマンドピークカットを目的に導入されており、電力会社などが事業主体のヒートポンプ中心の地域冷暖房プラントに事例が多い。しかし、そのような地域冷暖房プラントにはコジェネレーションシステムが導入されない場合が多く、更なる効率向上のための蓄熱槽を有するプラントの熱融通に関する研究が必要になっている。

海外特にヨーロッパでは、地域冷暖房は気候変動緩和のための重要なツールであるとされながらも、冷熱供給は少ないと報告されている[1-14]。また、スマートエネルギーやスマートサーマルグリッドの概念を含む第4世代地域暖房の概念が提唱されており[1-15]、熱需要の小さな建物に高効率で熱供給するために、温熱の供給温度を下げる等の必要性が示されている[1-16][1-17][1-18]。供給温度を下げるためにボイラ加熱ではなくヒートポンプ加熱が推奨されている[1-19]が、日本の地域冷暖房は主にエネルギー密度が高い地域に立地し、温熱供給より冷熱供給が多く、ヒートポンプを主体とするプラントにより既に温熱供給の温度は低いレベルとなっている。また世界的には、更に温熱供給温度を下げる、熱源水ループを用いるなど、第5世代地域冷暖房の提唱も始まっており[1-20]、近年は第5世代地域冷暖房への太陽光発電利用[1-21]や海水熱利用[1-22]といった再生可能エネルギーの導入最適化の検討も見られる。

また欧州の地域暖房システムの研究では TRNSYS や IDA-ICE と呼ばれるプログラムが利用される場合が多く、これらは太陽熱システムのモデル化や温度の動的なモデル化に特徴があるものの、大規模な地域冷暖房配管ネットワークにおけるポンプ動力を算出することは難しい[1-23][1-24]。

カーボンニュートラル実現のためには前述のエネルギー利用高効率化（省エネルギー化）に加え、非化石エネルギー導入拡大が不可欠である。日本の電源構成における再生可能エネルギー比率は2019年の18%程度に比べ2030年には36~38%に拡大することが掲げられている[1-25]が、再生可能エネルギー電源を大量に系統に導入するためには供給側調整力確保が必要である。日本の電力系統は東西で周波数が異なること、旧一般電気事業者毎に電力グリッドが形成されておりグリッド間の連系容量が比較的小さいことから、ヨーロッパのような大規模な系統連系が難しい状況にある。また、調整力を担う火力発電所も老朽化や再生可能エネルギー電源増加にともなう経済性の低下から廃止が進むことが予想される。そのため供給側だけではなく需要側における調整力の確保はますます重要になっている。

需要側による調整手法として、系統の状態に応じた需要制御であるデマンドレスポンス（以下、DR）の業務用建築物での応用が以前から期待されている[1-26][1-27][1-28]。近年はDRの制度が設計されてきていると同時にその手法が様々研究・実証されているが、欧州でも市場の制度が固まっていないこと[1-29][1-30]などから、詳細シミュレーションを用いた実現可能性に関する検討は数少ない。

以上を踏まえ、本研究では実在の地域冷暖房システムを対象に、熱融通、DR等の高度な要求に対する実際に対応可能な方法とその効果を作成したシミュレーションにより明らかにし、今後拡大することが予想される熱融通やDRへ対応する知見を得ることを目指す。なお、これら熱融通やDRに対応するには、エリア全体を見渡してリソースに応じた運用を行うことが必要であるが、地域冷暖房プラントには専門の運転員が一般的に常駐しているため一般ビルに比べスムーズな導入が期待される。

## 1.2. 本論文の構成

本論文では蓄熱槽とヒートポンプ熱源を有する複数の地域冷暖房プラントの熱融通とDRの高度な要求に対する実運転制御方法を検討した。

本論文の構成を図1-1に示す。本章（第1章）に続き、第2章では実在する2つの地域冷暖房プラントを対象に、熱源・搬送機器の挙動や各系統の配管内の圧力・流量・温度状態などを考慮することができるシミュレーションを構築した。汎用性の高い既存モデルの活用と新規モデルの追加・構築を通じてシミュレーションを可能にしている。

第3章では、地域冷暖房プラント間の熱融通による省エネルギーのポテンシャルをシミュレーションにより明らかにした。プラント性能や負荷特性をパラメータにしてケーススタディを実施し、熱融通が有効なケースと省エネルギー効果を定量的に把握した。

第4章では、実プラントを対象に、実運転データをもとにシミュレーションを用いて地域冷暖房プラント間の熱融通の有効性を検討し、運用管理者が熱融通の有無や制御設定値を判断・決定するためのツール：熱融通マトリクスを提案した。

第5章では、前章で提案した熱融通マトリクスを実運用に適用した運転結果について分析し、その有用性を定量的に評価した。

一方、DRについては、まず、第6章で欧米や日本のデマンドレスポンス市場について調査・整理し、欧米、日本それぞれにおける市場の仕組みを明確にした。

続いて、第7章では、DRに関する日本の実際の制度に対応する、実プラントで実現可能な制御方法とその効果推定をシミュレーションにより明らかにした。

第8章では、本研究で検討した熱融通手法とDR制度への対応方法とその効果をまとめ、今後の施策への提言等を示した。

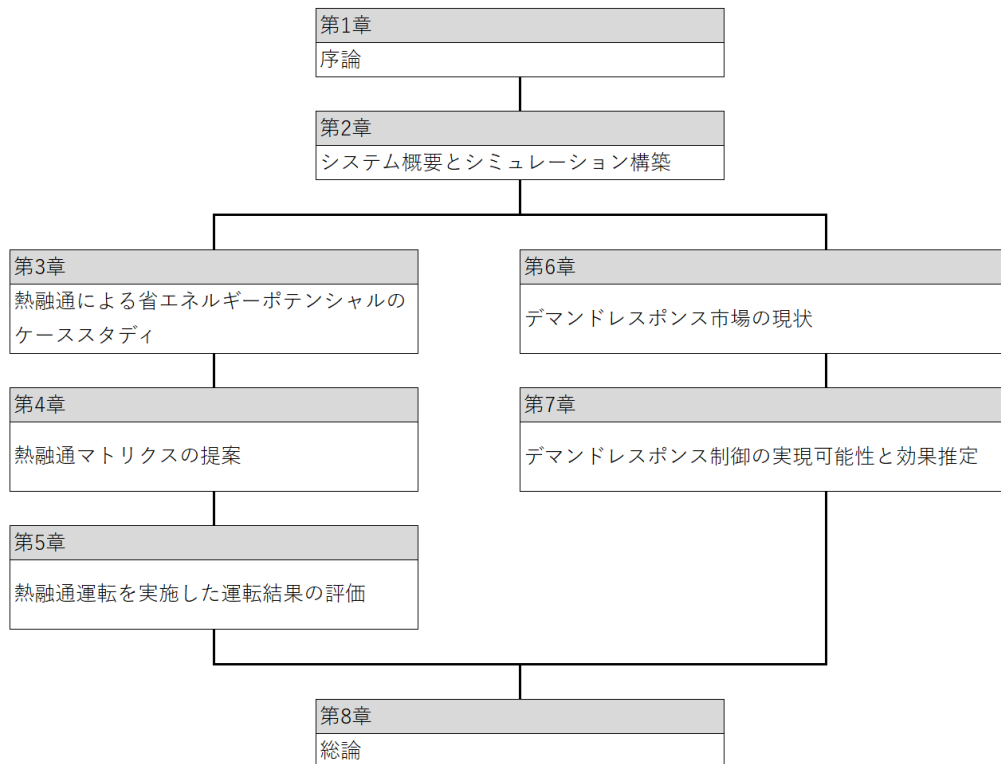


図 1-1 本論文の構成

### 1.3. 本研究で用いる主な用語定義と換算係数

本研究では以下の定義、換算係数を用いて評価を実施した。なお、第2章以降に説明がなされているが、本研究で取り上げている複数の地域冷暖房には、東西2つの地区がありそれぞれに建物・プラントが建設されている。東地区には東プラントが、西地区には西プラントが設置されており、東プラントは主に東地区に、西プラントは主に西地区に熱供給するが、それらのプラント間で熱融通を行う。

#### (1) 用語定義

- 地区 : 建物と地域冷暖房プラントを含んだ全体を指す
- プラント : 地域冷暖房プラントのみを指す
- プラント COP : プラントが販売した熱量をプラントの電力消費量の一次エネルギー換算値で除したもの。

$$\text{全体プラント COP} = \frac{(\text{東地区販売熱量} + \text{西地区販売熱量})}{(\text{東プラント消費電力量} + \text{西プラント消費電力量})}$$

$$\text{東プラント COP} = \frac{(\text{東地区販売熱量} + \text{東} \rightarrow \text{西熱融通量} - \text{西} \rightarrow \text{東熱融通量})}{\text{東プラント消費電力量}}$$

$$\text{西プラント COP} = \frac{(\text{西地区販売熱量} + \text{西} \rightarrow \text{東熱融通量} - \text{東} \rightarrow \text{西熱融通量} - \text{熱融通管ロス熱量})}{\text{西プラント消費電力量}}$$

熱融通ポンプ、センサーの設置位置が西プラント内にあるため、西地区消費電力量に熱融通ポンプの消費電力量を含む

- 熱融通量 = 西 $\rightarrow$ 東熱融通量 + 東 $\rightarrow$ 西熱融通量
- 熱源機器 COP : 熱源機器が製造した熱量を熱源機器の電力消費量の二次エネルギー換算値で除したもの。

$$\text{熱源機器 COP} = \frac{(\text{熱源機器製造熱量})}{(\text{熱源機器消費エネルギー量})}$$

#### (2) 換算係数

- 電力の一次エネルギー換算係数 : 昼間 9.97MJ/kWh(8:00~22:00)  
夜間 9.28MJ/kWh(22:00~8:00)

- 電力の二次エネルギー換算係数 : 3.6MJ/kWh

なお、当該プラントのエネルギー源は全て電力であり、ガス・油は使用していない

### 参考文献

- [1-1] 2020 年度（令和 2 年度）の温室効果ガス排出量（確報値）について  
(<https://www.env.go.jp/content/900518858.pdf>, 2023/2/7 閲覧)
- [1-2] 石河正寛, 村木美貴, 小倉裕直：都心における低炭素型都市実現のためのエネルギーシステムに関する研究 東京都千代田区における CO<sub>2</sub>削減目標に着目して, 都市計画論文集/45 巻(2010)3 号
- [1-3] 須永大介, 村木美貴：市街地更新を契機とした ZEB と面的エネルギーの導入による温室効果ガス排出量削減方策に関する研究, 都市計画論文集/55 巻 (2020) 3 号
- [1-4] 山川智, 村上公哉, 福井遼：既成市街地の低炭素化に寄与する再生可能エネルギーインフラに関する研究河川水熱を利用した熱源水ネットワークのモデルスタディ, 都市計画論文集/53 巻 (2018) 3 号
- [1-5] D. Connolly, H. Lund, B.V. Mathiesen, S. Werner, B. Möller, U. Persson, T. Boermans, D. Trier, P.A. Østergaard, S. Nielsen, Heat Roadmap Europe: Combining district heating with heat savings to decarbonise the EU energy system, Energy Policy, Volume 65, 2014, Pages 475-489.
- [1-6] 崔錦丹, 吉田聡, 佐土原聡：既成市街地における建物間熱融通の導入効果のポテンシャル把握, 日本建築学会環境系論文集, 2013, 78 巻, 684 号, pp. 213-222
- [1-7] 永井猛, 荒木和路, 生田雄一：スマートヒートグリッドの概念とその導入効果に関する研究, 都市計画論文集, 2014, 49 巻, 3 号, pp.627-632
- [1-8] 佐藤文秋, 佐々木邦治, 高瀬知章, 鈴木岳志, 野部達夫, 藤井研一：地域冷暖房の負荷実態に基づく省エネルギー手法に関する研究 その 2 プラント連携運転によるスパイラルアップ効果の概念と実際, 空気調和・衛生工学会大会学術講演論文集, 2016.9, pp.85-88
- [1-9] 橋達大輔, 中島裕輔：DHC 地区における地区間熱融通及び設備更新の併用による省エネルギー性検証, 日本建築学会環境系論文集, 2016 年 81 巻 719 号, pp.123-131
- [1-10] 中川一平, 田中洋一, 奥宮正哉：建物間エネルギー融通の導入可能性に関する研究 電力融通導入効果の検討, 空気調和・衛生工学会大会 学術講演論文集 2008.8, pp173-176



- [1-11] 小林哲哉, 星田敏博, 雨宮聖, 奥宮正哉: 熱エネルギーの相互融通を行う面的熱源システムの運用に関する研究第1 報シミュレーション手法と基礎的ケーススタディ, 空気調和・衛生工学会論文集, (183) 2012.7, pp37-46
- [1-12] 加用現空, 大岡 龍三: 遺伝的アルゴリズムを用いた建物間熱融通に関する最適計画モデルの開発, 日本建築学会環境系論文集 76 (662), 2011, pp.419-424
- [1-13] P.D. Thomsen and P.M. Overbye, 7 - Energy storage for district energy systems, Editor(s): Robin Wiltshire, In Woodhead Publishing Series in Energy, Advanced District Heating and Cooling (DHC) Systems, Woodhead Publishing, 2016, Pages 145-166.
- [1-14] Sven Werner, International review of district heating and cooling, Energy Volume 137, 15 October 2017, Pages 617-631
- [1-15] Henrik Lund, Sven Werner, Robin Wiltshire, Svend Svendsen, Jan Eric Thorsen, Frede Hvelplund and Brian vad Mathiesen, 4th Generation District Heating (4GDH): Integrating smart thermal grids into future sustainable energy systems, Energy Volume 68, 15 April 2014
- [1-16] Henrik Lund, Poul Alberg Østergaard, Miguel Chang, Sven Werner, Svend Svendsen, Peter Sorknæs, Jan Eric Thorsen, Frede Hvelplund, Bent Ole Gram Mortensen, Brian Vad Mathiesen, Carsten Bojesen, Neven Duic, Xiliang Zhang and Bernd Möller, The status of 4<sup>th</sup> generation district heating: Research and results, Energy Volume 164, 1 December 2018, Pages 147-159
- [1-17] Helge Averfalk and Sven Werner, Essential improvements in future district heating systems, Energy Procedia Volume 116, June 2017, Pages 217-225
- [1-18] Torben Ommen, Wiebke Brix Markussen and Brian Elmegaard, Lowering district heating temperatures – Impact to system performance in current and future Danish energy scenarios, Energy Volume 94, 1 January 2016, Pages 273-291
- [1-19] Mohamed Hany Abokersh, Kangkana Saikia, Luisa F. Cabeza, Dieter Boer and Manel Vallès, Flexible heat pump integration to improve sustainable transition toward 4th generation district heating, Energy Conversion and Management Volume 225, 1 December 2020, 113379
- [1-20] Simone Buffa, Marco Cozzini, Matteo D’Antoni, Marco Baratieri and Roberto Fedrizzi, 5th generation district heating and cooling systems: A review of existing cases in Europe, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 104, 2019, Pages 504-522.

- [1-21] Francesco Calise, Francesco Liberato Cappiello, Massimo Dentice d'Accadia, Fontina Petrakopoulou and Maria Vicidomini, A solar-driven 5th generation district heating and cooling network with ground-source heat pumps: a thermo-economic analysis, *Sustainable Cities and Society*, Volume 76, 2022, 103438.
- [1-22] Francesco Calise, Francesco Liberato Cappiello, Luca Cimmino, Massimo Dentice d'Accadia, Maria Vicidomini, Optimal design of a 5th generation district heating and cooling network based on seawater heat pumps, *Energy Conversion and Management*, Volume 267, 2022, 115912.
- [1-23] Menglong Lu, Chao Zhang, Dayu Zhang, Ruixin Wang, Zhigang Zhou, Changhong Zhan, Xiang Zai, Qiang Jing, Operational optimization of district heating system based on an integrated model in TRNSYS, *Energy and Buildings*, Volume 230, 2021, 110538.
- [1-24] Itzal del Hoyo Arce, Saioa Herrero López, Susana López Perez, Miika Rämä, Krzysztof Klobut, Jesus A. Febres, Models for fast modelling of district heating and cooling networks, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 82, Part 2, 2018, Pages 1863-1873.
- [1-25] 経済産業省 資源エネルギー庁, 第 6 次エネルギー基本計画, 2021 年 10 月
- [1-26] 浅野浩志, デマンドレスポンスによる需給安定, *電気学会誌*, Vol.132 No.10, pp.688-691, 2012.
- [1-27] Pierluigi Siano, Demand response and smart grids—A survey. *Renewable and sustainable energy reviews*, Vol.30, pp.461-478, 2014.
- [1-28] Wang, S., Xue, X., and Yan, C. (2014). Building power demand response methods toward smart grid. *Hvac&r Research*, 20(6), 665-687.
- [1-29] Zheng Ma, Armin Knotzer, Joy Dalmacio Billanes and Bo Nørregaard Jørgensen, A literature review of energy flexibility in district heating with a survey of the stakeholders' participation, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* Volume 123, May 2020, 109750
- [1-30] Niklas Fernqvist, Sarah Broberg, Johan Torén and Inger-Lise Svensson, District heating as a flexibility service: Challenges in sector coupling for increased solar and wind power production in Sweden, *Energy Policy* Volume 172, January 2023, 113332

## 第2章

# システム概要とシミュレーション構築

### 2.1. 本章の背景と目的

地域冷暖房システムの各プラントはそれぞれ複数の熱源機を有しており、熱融通は熱供給の観点で双方向となる複雑なシステムとなる。また、プラント間の熱融通は距離のある熱搬送を伴うため、熱供給や熱融通のためのポンプの搬送動力が大きくなり、その挙動がプラント全体に及ぼす影響も無視できない可能性もある。そのため、プラントの高効率な運用を実現するためには、ポンプ揚程を考慮した動力計算や配管内の圧力分布の把握、熱源機や搬送機器の挙動などをシミュレーションにより詳細に検討する必要がある。空調用熱源プラントのシミュレーションプログラムとしては、LCЕМ[2-1]や BEST[2-2]、EnergyPlus[2-3]といった国内外で普及しているプログラムが存在するが、これらは基本的に 1 時間単位のエネルギー消費を算出するプログラムであり、流量の回路網やフィードバック制御の計算が様々なシステムに自由に適用されるほど十分には構築されていない。欧州の地域暖房や地域冷暖房プラントの研究では TRNSYS や IDA-ICE と呼ばれるプログラムが利用される場合が多く、これらは太陽熱システムのモデル化や温度の動的なモデル化に特徴があるものの、大規模な地域冷暖房配管ネットワークにおけるポンプ動力を算出することは依然難しい[2-4][2-5]。西山[2-6]は本研究で扱った東プラントを対象に設計時のシミュレーションを行っているが、配管内の圧力分布まで解いておらず、熱融通についても言及していない。小林ら[2-7]はシミュレーションモデルを用いた熱の相互融通の研究を行っているが、プラント内の配管の圧力分布を考慮していない。また小嶋ら[2-8]は流量の回路網計算を行う精度の高いモデルを構築したが、空調機器の要求流量を入力値として、各要素の設定値を満たすようにポンプの周波数やバイパス弁流量を計算するため、システムが安定して制御されていることを前提にしたモデルになっている。Doyama ら[2-9]は地域導管の圧力バランスを解くモデルを構築したが、詳細な制御モデルの適用までには至っていない。

以上を踏まえ、本章では、本研究での各種検討を可能にするために、地域冷暖房プラントのシミュレーションモデルの構築と精度検証を目的とする。2つのプラントが建設された実在の地域冷暖房システムを対象とし、これまで研究室で開発されてきた各熱源機・搬送機器の挙動、各系統配管内の圧力・流量・温度状態、蓄熱槽内の温度状態を計算できる再現性の高い要素的なモデル[2-10]をベースとして、地域冷暖房システムのシミュレーションモデルを新たに構築した。また、構築したシミュレーションモデルの精度検証、両プラントの性能把握を行った。

## 2.2. 対象プラントの概要

対象の地域冷暖房システムは、大阪市に所在し河川水を熱源とした未利用エネルギー活用東プラント（2012 年運用開始）および西プラント（2017 年運用開始）からなる。各地区の概要を図 2-1 に示す。それぞれの地区に設置されたプラントは道路を挟んで隣接しており、冷水、温水それぞれ長さ約 100 m の熱融通管で接続されている。東地区の延床面積は約 145,000 m<sup>2</sup> で、用途はオフィス、商業施設、ホールである。西地区の延床面積は約 150,000 m<sup>2</sup> で、用途はオフィス、商業施設、美術館、ホテルである。

両プラントのシステム図と機器仕様を図 2-1、表 2-1 に示す。両プラントとも温度成層型蓄熱槽を複数有しており、夏期は全て冷水槽、冬期は一部を温水槽として利用する。供給約款における温度差は 10℃であるが、各熱源機の定格温度差は、蓄熱系の R1、R2、RA1、RA2 が 5℃、R4 が 6℃、R3、RA3、RA4 が 7℃、直送系の R5、R6、RA5 が 8℃と小さな値であり、需要家側の温度差が熱源機の定格温度差以上の場合は、熱源機出口側の冷(温)水を入口側に廻して定格の出口温度となるように制御される。一般的に小負荷時は往還温度差が不足し、熱源機が部分負荷での運転を強いられる場合が生じるが、本プラントでは冷房ピーク時に稼働する直送系を除くと、蓄熱槽の利用により 7℃の温度差（R3、RA3、RA4）が確保でき、熱源機をほぼ定格点で運転するシステムとなっている。

機器仕様（表 2-1）に示す通り、最大熱融通量は最大容量の熱源機 1 台分の能力相当であり、両プラントの熱源機の性能は竣工時期に 5 年の差があるが大きな差はない。以降、河川水とつながっている系統を河川水系統、蓄熱槽とつながっている系統を 1 次系統、供給先とつながっている系統を 2 次系統、また、1 次系統の熱源機を蓄熱系熱源機、2 次系統の熱源機を直送系熱源機と呼ぶ。

両プラントは熱融通管で接続されているため、一体的に制御するのが望ましいが、東プラント建設時に西プラント増設が決定されていなかったため、まず東プラント単体の制御が実装された。その後、西プラント増設時に東西プラント一体制御について検討を行ったが、東プラントの改修コストの制約から東プラント、西プラントそれぞれで完結した制御となった。その結果、熱融通量とその方向は熱融通ポンプとバルブを用い、運転員により入力された設定値と方向に従い制御する方式とし、各プラントは入力された熱融通量分熱負荷が増えた（減った）としてそれぞれ単独の熱源の運転制御を行う方式が採用された。そのため、熱融通量と方向を高頻度で変更するなどの複雑な熱融通制御は難しいことを考慮し、第 4 章では実運用のために運転員が活用可能な制御設定のマトリクスを作成した。

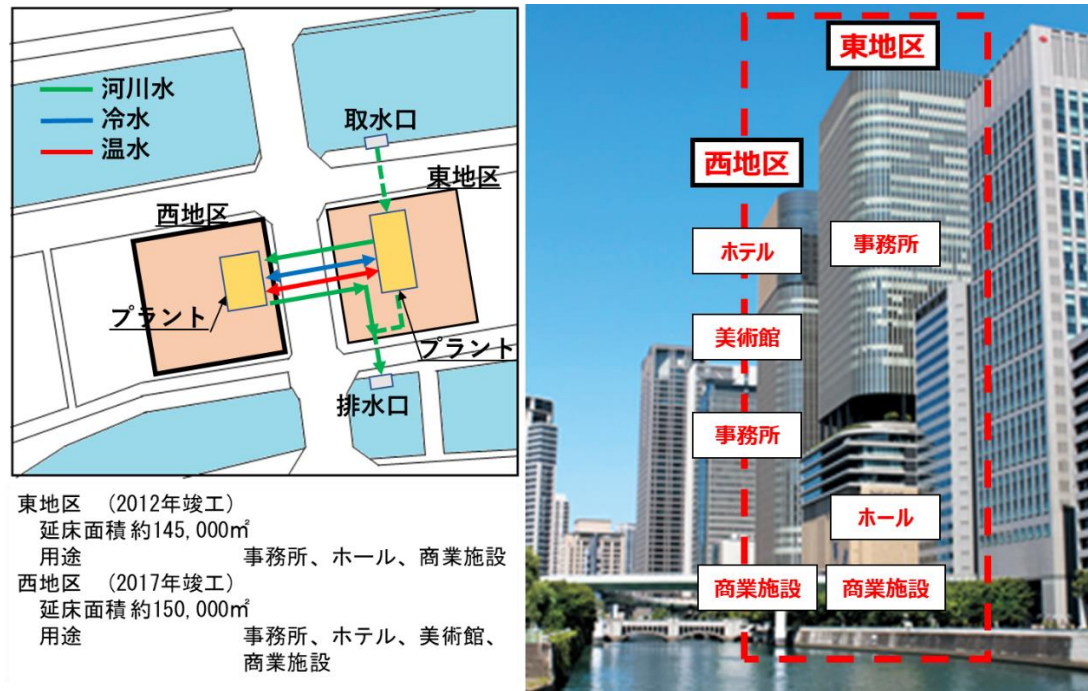


図 2-1 西地区・東地区の概要

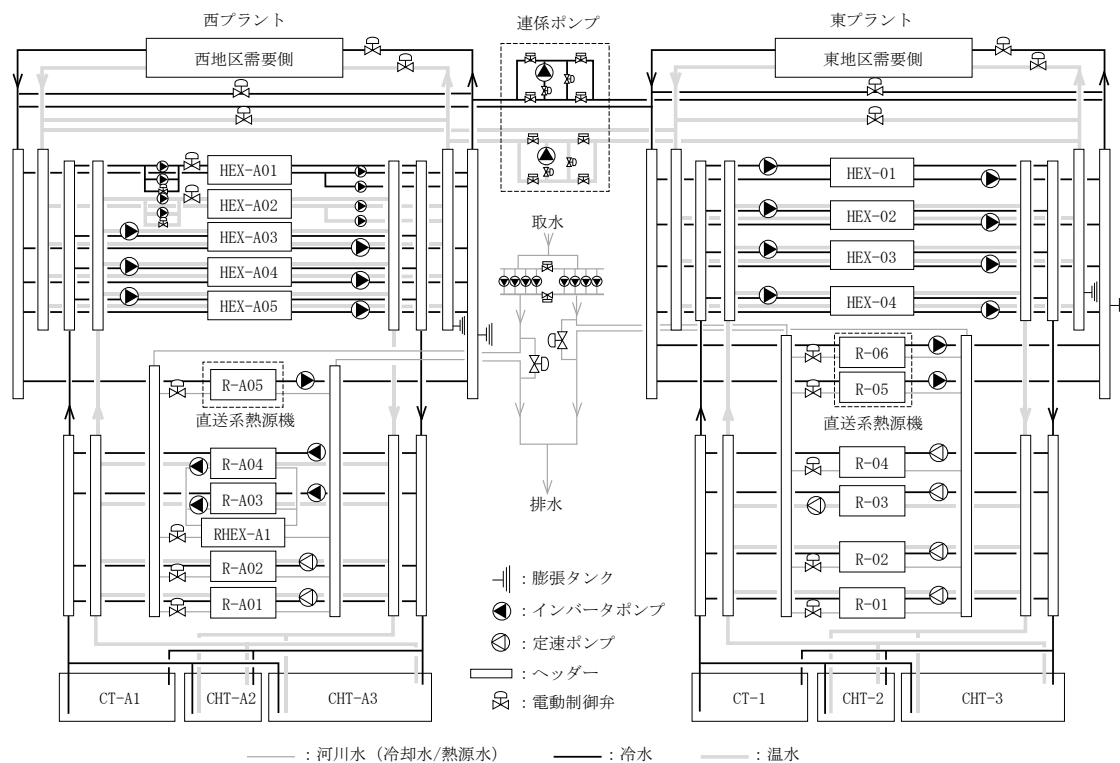


図 2-2 システム図

表 2-1 機器リスト

(a) 西プラント 各機器性能

No	機器名	性能		定格 COP	冷温水(℃)		河川水(℃)		台 数
					出口	入口	出口	入口	
R-A01, R-A02	ヒートポンプ	冷凍能力	2750 kW	5.1	5	10	36	31	2
		加熱能力	2800 kW	5.13	45	40	3.8	5.3	
R-A03,R-A04 ※河川水の欄は 熱源水、温水	熱回収 ヒートポンプ	冷凍能力	850 kW	冷凍 4.77	5	12	37	32	2
				加熱 4.37	46	39	5	12	
		加熱能力	1100 kW	熱回収 7.74	5	12	46	39	
R-A05	ターボ冷凍機	冷凍能力	3200 kW	5.88	6	14	36	31	1
R-HEXA1	河川水熱交換器	交換熱量	1256 kW	—					1
HEX-A01, HEX-A02	小負荷対応 熱交換器	交換熱量	1600 kW	—					1
HEX-A03,HEX-A04,HEX-A05	熱交換器	交換熱量	3200 kW	—					3
CT-A1	冷水槽	容量	1050 m³	—					1
		蓄熱量	10378 kWh	—					
CHT-A2	冷温水槽	容量	650 m³	—					1
		蓄熱量	6424 kWh	—					
CHT-A3	冷温水槽	容量	2000 m³	—					1

(b) 東プラント 各機器性能

No	機器名	性能		定格 COP	冷温水(℃)		河川水(℃)		台 数
					出口	入口	出口	入口	
R-01, R-02	ヒートポンプ	冷凍能力	1760 kW	5.0	5	10	36	31	2
		加熱能力	2000 kW	5.0	45	39	3.8	5.3	
R-03	熱回収 ヒートポンプ	冷凍能力	340 kW	熱回収 7.97	5	12	－	－	1
		加熱能力	450 kW		45	39	－	－	
R-04	INVターボ冷凍機	冷凍能力	1410 kW	5.23	5	11	36	31	1
R-05,R-06	ターボ冷凍機	冷凍能力	3200 kW	5.7	6	14	36	31	2
HEX-01, HEX-02	小負荷対応 熱交換器	交換熱量	1600 kW	－					2
HEX-03, HEX-04	熱交換器	交換熱量	3200 kW	－					2
CT-1	冷水槽	容量	684 m³	－					1
		蓄熱量	6363 kWh	－					
CHT-2	冷温水槽	容量	1020 m³	－					1
		蓄熱量	9488 kWh	－					
CHT-3	冷温水槽	容量	696 m³	－					1

### 2.3. 熱源台数・蓄放熱制御

対象プラントの制御は、主に熱源機の台数制御・蓄放熱制御と熱融通制御に大別される。本節ではまず熱源台数・蓄放熱制御について記述する。

夜間（22:00～翌 08:00）は 08:00 に蓄熱完了となるように、昼間（08:00～22:00）は 22:00 に蓄熱槽の放熱が完了となるように、時刻毎に必要な蓄熱系熱源機生産熱量を式 2-1（夜間）、式 2-2（昼間）に基づいて演算し、その値に基づいて蓄熱系熱源機の台数制御を行う。各熱源機は全て定格で運転されるように制御され、図 2-3 に示すようにバルブ切替などの操作をすることなく、製造熱量が熱負荷より大きい時は蓄熱、小さいときは放熱することで蓄熱槽は負荷の平準化だけではなく、各熱源機の定格運転を実現するためのバッファータンクとしても活用される。

直送系熱源機は冷水出口温度を高く設定できるため熱源機器 COP が蓄熱系冷凍機よりも高い。そのため、冷熱負荷に対して優先して起動するように制御され、それに併せて熱交換器の台数制御が行われる。代表として、夏季における各プラントの冷熱負荷に対する負荷と起動直送系熱源機の間係を図 2-4 に示す。一定以上の負荷がある場合は高効率な直送系熱源機を定格運転し、残りを蓄熱槽からの放熱熱交換機で負担するロジックとなっている。

$$\text{蓄熱系熱源機必要生産熱量} = \text{現在負荷} - \text{起動完了直送系熱源機能力} + Q_{tst} \quad \text{式 2-1}$$

$$Q_{tst} = (\text{目標蓄熱量 kWh} - \text{蓄熱槽現在蓄熱量 kWh}) / (08:00 - \text{現在時刻})h$$

$$\text{蓄熱系熱源機必要生産熱量} = \text{現在負荷} - \text{起動完了直送系熱源機能力} - Q_{tst} \quad \text{式 2-2}$$

$$Q_{tst} = \text{蓄熱槽現在蓄熱量 kWh} / (22:00 - \text{現在時刻})h$$

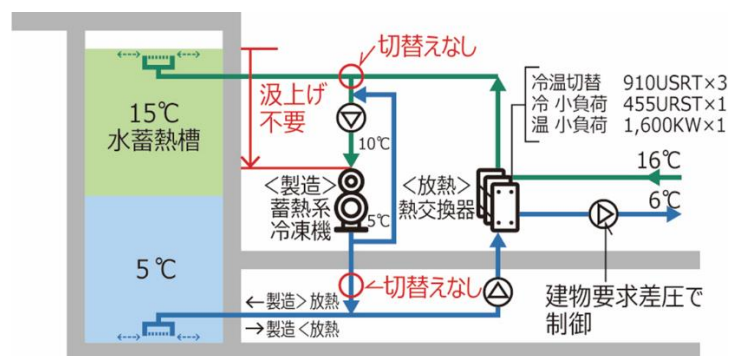


図 2-3 蓄熱槽廻り配管システム



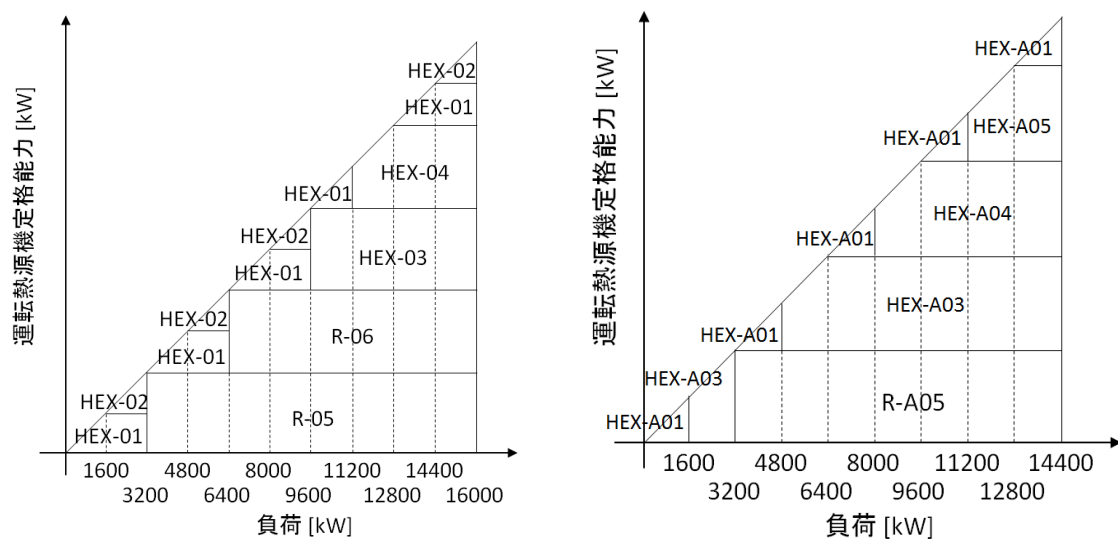


図 2-4 夏季の冷熱負荷と起動直送系熱源機の関係

### 2.4. 熱融通制御

2.2 で述べたように、本研究で対象としたプラントにおいて、プラント間熱融通は熱融通ポンプとバルブを用い、運転員により入力された設定値と方向に従い制御する方式となっている。そこで本研究では、図 2-5 に示す 3 種類の熱融通モードを設定した。モード  $\alpha$  は熱融通により受け側プラントを停止させることを想定し、受け側プラントの熱負荷が熱融通設定値以下に熱融通を行う。モード  $\beta$  は熱融通を行っても受け側プラントを停止させないことを想定し、受け側プラントの熱負荷が熱融通設定値以上の場合に設定値の熱負荷を融通する。モード  $\alpha + \beta$  は最大限の熱融通することを考え、熱負荷が熱融通設定値以下、以上に関わらず、熱融通設定値以下の分の熱負荷を熱融通するモードで、モード  $\alpha$  と  $\beta$  を重ねた熱融通制御である。

西プラントから東プラントに熱融通を行う場合を例として図 2-6 に熱融通ポンプとバルブの熱融通制御、図 2-7 に各モードにおける熱融通判断のフローを示す。モード  $\alpha$  の場合、受け側プラントのポンプが停止しているため、送り側プラントの圧力が受け側プラントの規定の圧力より高い場合は差圧弁を開放し、低い場合は熱融通ポンプを運転することにより受け側プラントの供給圧力が規定の圧力となるように制御する。また、モード  $\beta$  の時は融通する熱量が指定した値となるよう、送り側と受け側プラントの圧力の状況により熱融通ポンプを動かす制御、または差圧バルブを開放する制御を行う。各プラントの熱源台数制御は各プラントがその地区需要の熱負荷に応じて行うのではなく、プラントの現在の熱負荷と融通する熱負荷を考慮して行われる。この場合、西プラントは現在の熱負荷に必要な熱融通の熱負荷を加えた値、東プラントは現在の熱負荷から熱融通の熱負荷を差し引いた値に基づき各熱源機の台数制御が行われる。

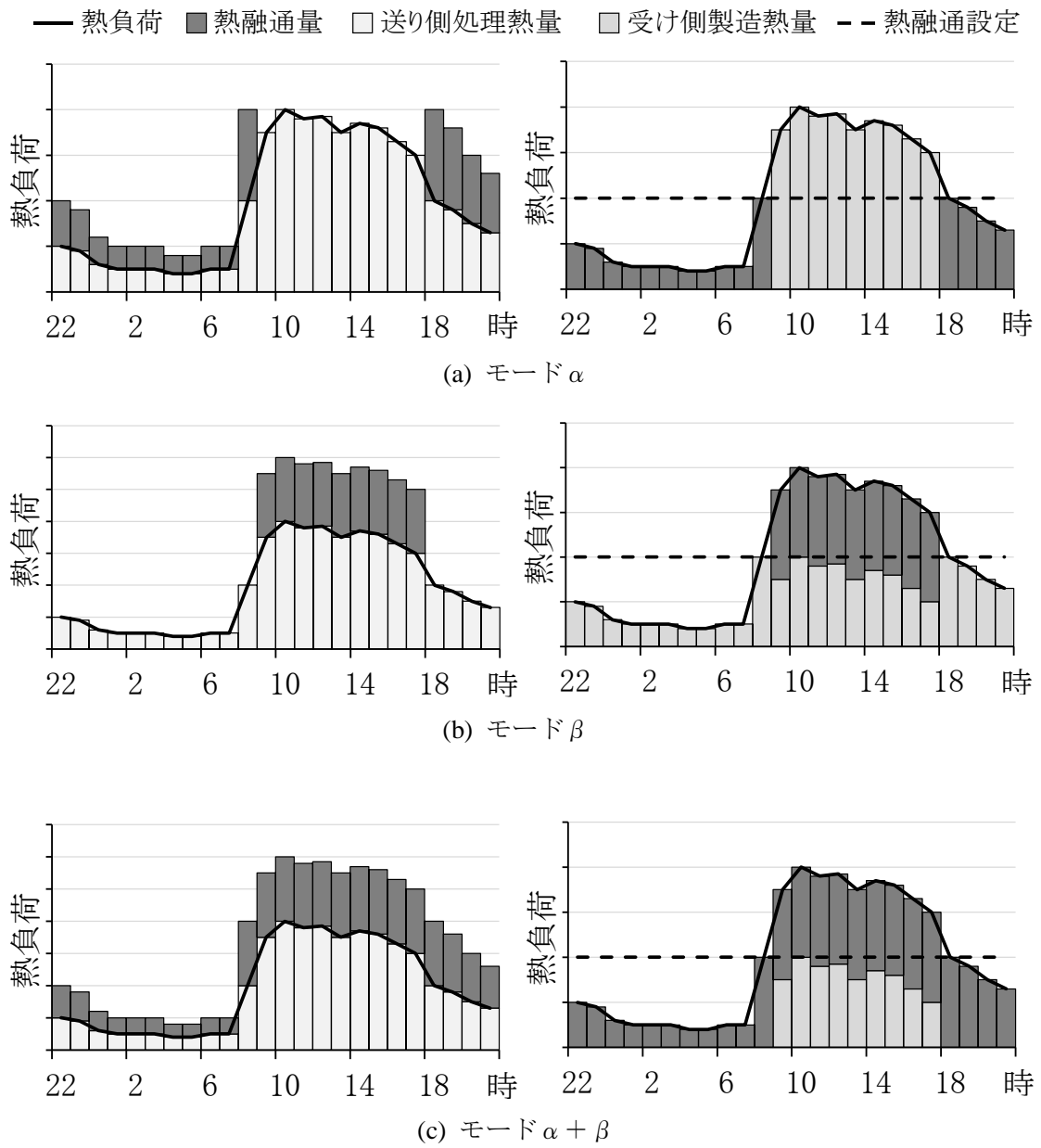


図 2-5 熱融通モード

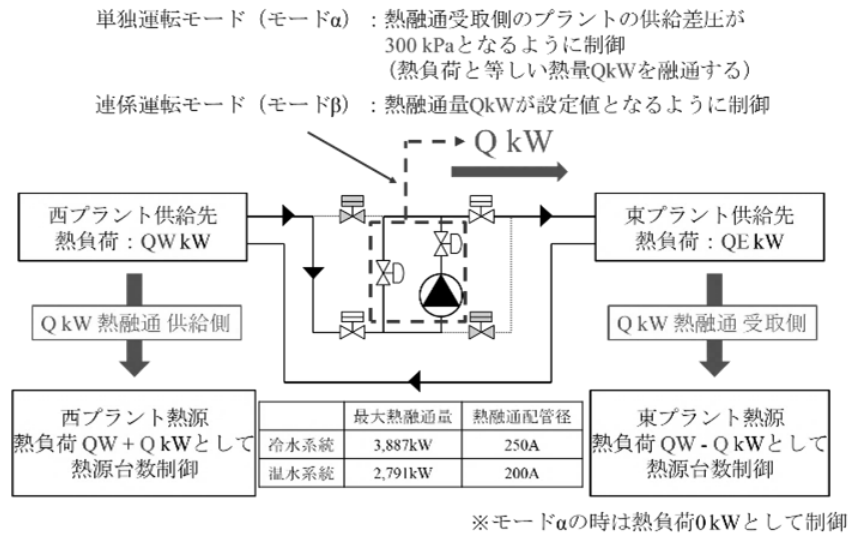


図 2-6 熱融通制御

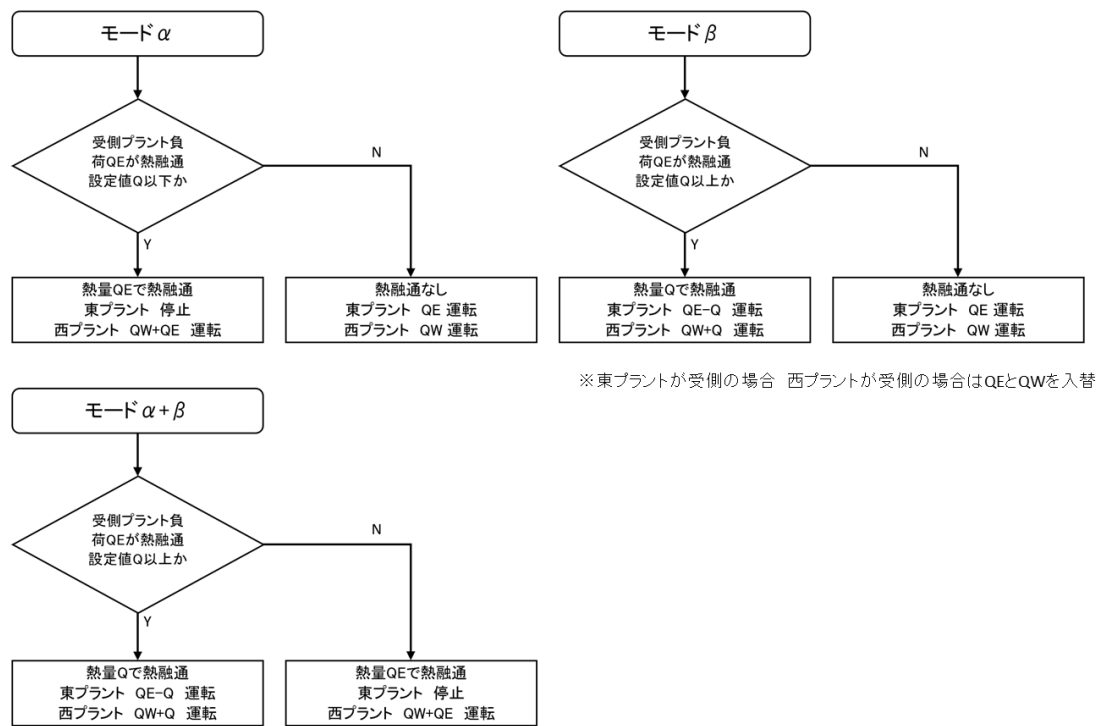


図 2-7 各モードにおける熱融通実施フロー

## 2.5. シミュレーションモデル

### 2.5.1. シミュレーションモデルの全体概要

本研究で用いたシミュレーションモデルのフローを図 2-8 に示す。2.1 で述べたように一般に公開・入手可能なシミュレーションプログラムでは本研究の目的への対応が難しいため、Fortran95 を用いてシミュレーションを作成した。作成にあたっては、研究室で構築した各熱源機・搬送機器の挙動、各系統配管内の圧力・流量・温度状態、蓄熱槽内の温度状態等を計算できる各シミュレーションモデルをベースとして、制御系等のモデルを追加し検討を行った。シミュレーションの計算ステップは制御挙動を模擬するために 1 分とした。

本シミュレーションモデルはまず各機器の仕様や PI パラメータ、機器の台数制御の設定を読み込み、計算ステップ毎に河川水温度と両プラントの熱負荷を入力する。次に熱融通制御の ON/OFF によって各プラントの必要処理熱量を算出し、熱源機（熱交換器・熱源機）が台数制御される。PI 制御によりポンプ回転数、バルブ開度が決定され、配管系の流量と圧力がバランスする流量が算出される（次節参照）。これにより、圧力分布を考慮した各搬送機器の制御状態及びポンプ動力の計算が可能になる。この時、熱融通により両プラントの 2 次系統が接続した状態にある場合は、両プラント全体で流量と圧力がバランスするように計算プログラムを作成した。

その後、2 次系統・1 次系統・河川水系統の各温度等を算出し、最後にプラント全体の消費電力量やシステム COP（一次エネルギー換算）を集計して出力する。

各機器の計算は時刻ごとの定常計算であるため、機器の立ち上がりや配管搬送の時間遅れなどはモデル化されていないことに留意する必要がある。その一方で計算ステップを従来のエネルギーシミュレーションに一般的な 1 時間よりも短い 1 分間とし、圧力バランスに基づき流量を解くことで、設定値を変更した際の制御状態を算出できるところに本シミュレーションの特徴がある。

なお、本シミュレーションプログラムは機器単位でモジュール化されているため、機器性能特性や制御ロジックを把握できれば、本研究で対象とした以外のプラントをモデル化することも可能である。本プログラムをベースに開発されたプログラムは様々なシステムに適用されており [2-11][2-12][2-13][2-14][2-15][2-16]、技術展開の可能性は十分期待できると考えている。

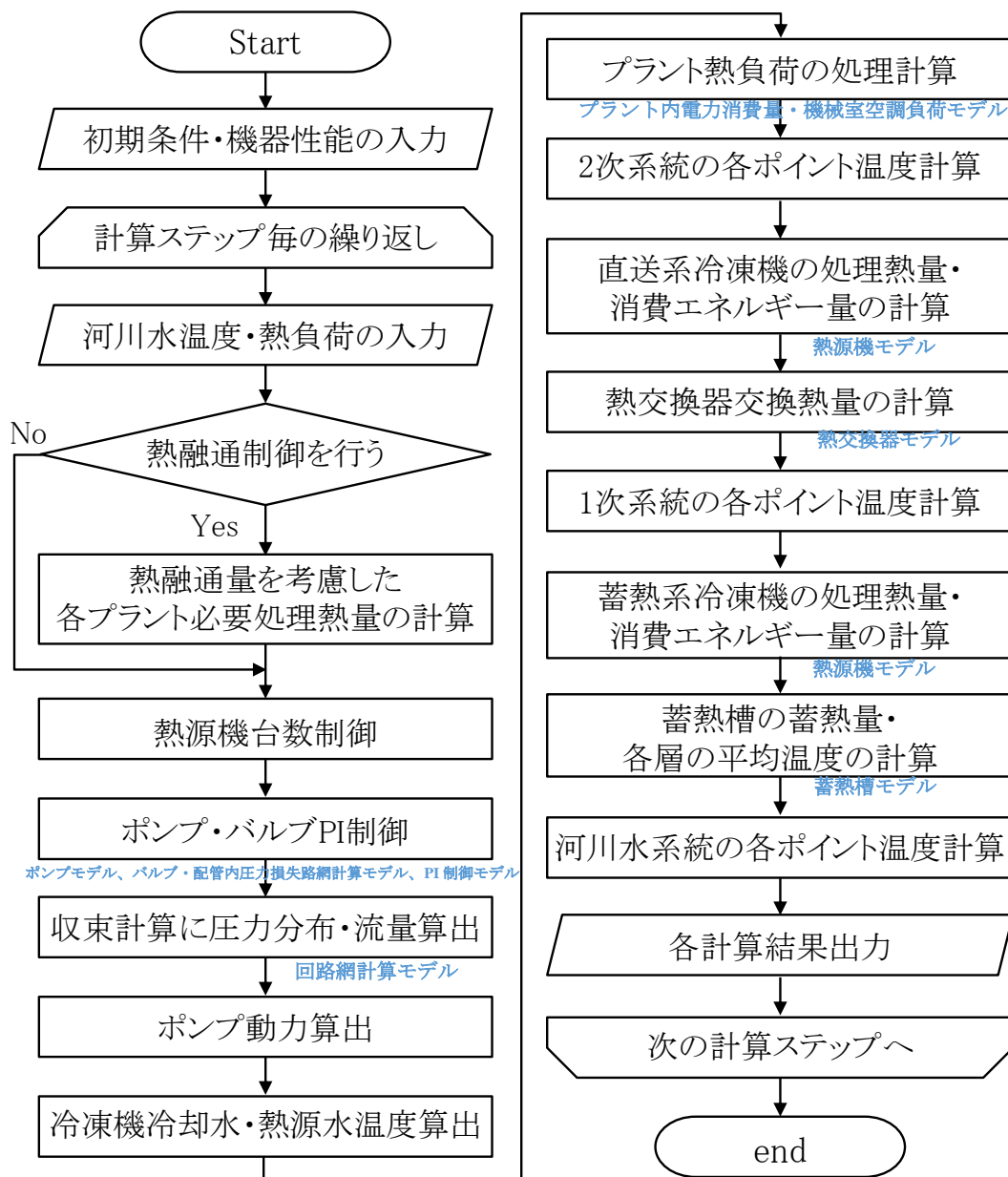


図 2-8 シミュレーションモデルのフロー

## 2.5.2. ポンプモデル

ポンプの揚程・動力は、流量・周波数に対してそれぞれ以下の式 2-3、式 2-4 により表される[2-17][ 2-18]。流量に対するポンプの揚程・効率に四次式で近似できるものとして仕様書を基に各ポンプの近似式を作成した。また、ポンプの周波数毎の最大流量は、揚程曲線よりポンプの揚程が 0 kPa となる時の流量として、効率の算出時は、仕様で記された最大値より大きい流量が流れたときは、仕様書の最大値を以て効率の計算を行うものとした（図 2-9）。

$$H = N_i^2 * (C_0 + C_1 * Q_n + C_2 * Q_n^2 + C_3 * Q_n^3 + C_4 * Q_n^4) \quad \text{式 2-3}$$

$$K = \frac{\rho * g * H * Q}{\eta * \eta_m * f * 1000(W/kW) * 9.806(kPa/mHead) * 60(s/min)} \quad \text{式 2-4}$$

また、各変数はそれぞれ以下の式で表される。

$$\eta = k_0 + k_1 * Q_n + k_2 * Q_n^2 + k_3 * Q_n^3 + k_4 * Q_n^4$$

$$Q_n = Q/N_i$$

$$N_i = N/N_0$$

$$W = K/\eta_m/\eta/f$$

$$\eta_m = \{1 - (1 - \eta_{\max})/N_i^{0.2}\}/\eta_{\max}$$

ただし、

$N_i$ ：周波数比[-]， $N$ ：周波数[Hz]， $N_0$ ：定格周波数[Hz]， $Q$ ：流量[m<sup>3</sup>/min]，

$H$ ：ポンプ揚程[kPa]， $K$ ：ポンプ動力[kW]， $\rho$ ：水の密度[kg/m<sup>3</sup>]，

$g$ ：重力加速度[m/s<sup>2</sup>]， $C_0 \sim C_4, k_0 \sim k_4$ ：仕様書より決定した係数[-]，

$\eta_m$ ：効率低下係数[-]， $\eta$ ：ポンプ効率[-]， $\eta_{\max}$ ：定格時最高効率[-]，

$W$ ：ポンプ消費電力[kW]， $f$ ：電動機効率[-]

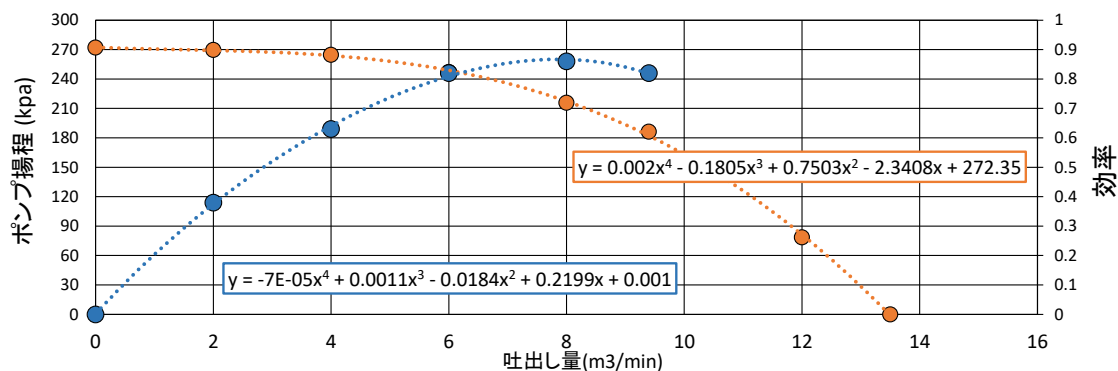


図 2-9 ポンプ近似曲線 具体例（西プラント R-A01, 02 定速ポンプ）

### 2.5.3. バルブ・配管内圧力損失路網計算モデル

各経路における圧力損失は、流量・バルブの開度に対して以下の式 2-5 により表される[2-15][2-19]。対象システムにおいて、電動制御弁となるバルブはコントロールバルブに適したグローブ弁を想定した。また、固有流量特性は一般的にリニア特性のものとイコールパーセント特性のものがあるが、今回は既往文献[2-19]を参考にイコールパーセント特性とした。[2-20]。レンジアビリティは 50 として、バルブ全開時の抵抗係数に関して、バルブオーソリティ（配管径全体の圧力損失に占める全開時のバルブの圧力損失の割合）は 0.1 程度とし、各経路の抵抗係数は仕様書を参考に決定した。なお、レンジアビリティとは電動制御弁の制御性を示す値であり、レンジアビリティの逆数はバルブの全開時における流量比（バルブ全開時の流量に対する特定の弁開度の時の流量の割合）を表す（図 2-10）。

$$P_f = (r_s + r_v) * (Q/A/60)^2 \quad \text{式 2-5}$$

また、各変数はそれぞれ以下の式で表される。

$$r_v = r_{v0}/\omega^2$$

$$\omega = R^{(cv-1)}$$

ただし、

$P_f$ ：経路圧力損失[kPa],  $r_s$ ：配管長さ、形状による抵抗係数[kg/m<sup>3</sup>],

$r_v$ ：バルブによる抵抗係数[kg/m<sup>3</sup>],  $A$ ：配管断面積[m<sup>2</sup>],  $cv$ ：バルブ開度[-],

$R$ ：レンジアビリティ[-],  $Q$ ：流量[m<sup>3</sup>/min],

$r_{v0}$ ：全開時におけるバルブによる抵抗係数[kg/m<sup>3</sup>]

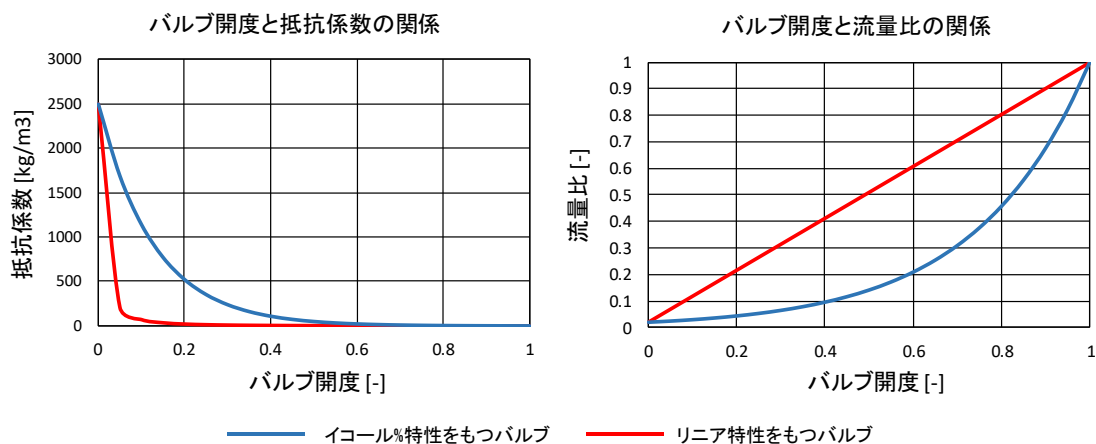


図 2-10 バルブ開度と流量比・抵抗係数の関係



#### 2.5.4. PI 制御モデル

ポンプや弁の制御にはフィードバック制御として一般的な Proportional-Integral (PI) 制御を利用した。PI 制御のパラメータである比例ゲインと積分時間は試行錯誤法により決定し、概ね制御対象を設定値に制御できるようにした。ポンプの可変速範囲は 10~60 Hz、バルブの開度の制御範囲はレンジアビリティを考慮して 2%~100%とした。バルブ開度とポンプ回転率は、単位時間当たり 10% (6 Hz) まで可変できるものとして、実運用上の挙動を再現するために、起動直後の計算ステップにおける値は、バルブ開度は 2%、ポンプ回転率は 20% (12 Hz) とした。PI 制御の時、制御値となるポンプ回転率・バルブ開度は以下の式 2-6 に従って毎ステップごとに計算される[2-21]。また、例えば制御対象によってはポンプの回転率やバルブの開度が上限もしくは下限値に張り付くことで、式 2-6 の  $\int e(t) dt$  の値が著しく蓄積されることがあり、その結果制御状態が変わった時に適切に PI 制御が行われない時がある。そのような不具合を回避するために、シミュレーション上ではある一定の時間以上バルブ開度もしくはポンプ回転率が下限値・上限値に張り付いた場合は  $\int e(t) dt$  の値をリセットすることとした。

$$CTRL = Kc * (e(t) + \frac{1}{TI} * \int e(t) dt) \quad \text{式 2-6}$$

ただし、

$$e(t) = SV(t) - PV(t)$$

$CTRL$  : バルブ開度・ポンプ回転率[-],  $Kc$  : 比例ゲイン[-]

$TI$  : 積分時間[min],  $SV(t)$  : 制御対象 (温度・圧力・流量など) 設定値

$PV(t)$  : 前時刻の制御対象の値

なお、計算時間単位  $Tstep = 1min$  として積分計算を行っている。

### 2.5.5. 回路網計算モデル

地域冷暖房システムでは比較的中長距離の熱搬送を行うため、エネルギー消費の評価にはポンプ動力を制御状態に基づき算出する必要がある。特に熱融通時には各プラントの配管内の圧力状態が非融通時から変動するため、それを考慮しながらポンプを適切に制御する必要がある。そのため本研究では、搬送系を回路網としてモデル化して収束計算を行う再現度の高いシミュレーションモデルを構築した。具体的には、熱融通を含む2次系搬送システムを対象に、各ポンプ周波数や弁開度を入力値として、流量・圧力の回路網計算を行うモデルを構築した。本モデルでは個々のポンプ制御がプラント全体に及ぼす影響も考慮される。

対象とする2次系搬送システムのモデル及びフローを図2-11～2-13に示す。まず、PI制御により決定したポンプ周波数、弁開度を入力値とし、ある経路の流量を仮定してヘッダー間圧力差を算出する。その差圧とポンプの揚程、圧力損失がバランスするように各経路の流量を決定する。最終的に全経路の流量ベクトルの総和が0となるように二分法により収束計算を行う。得られた流量を用いてシステム性能やエネルギー消費を算出する。

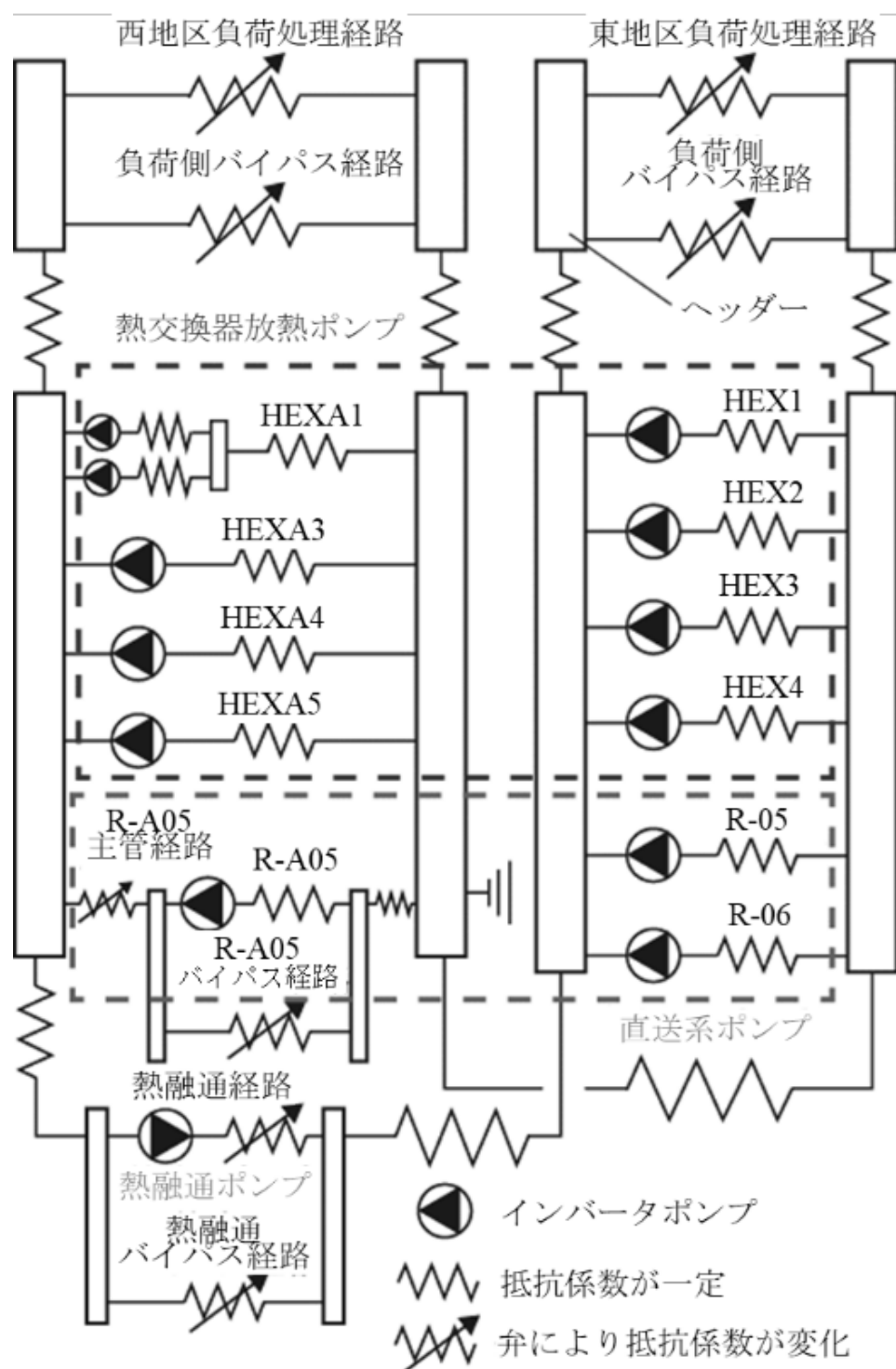


図 2-11 2 次系搬送システムのモデル

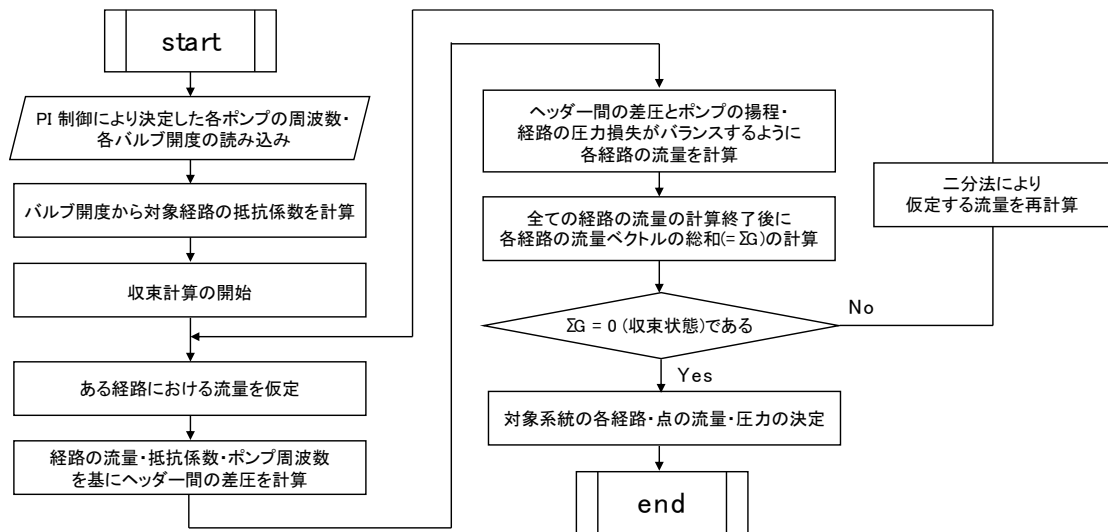


図 2-12 流量バランス計算フロー

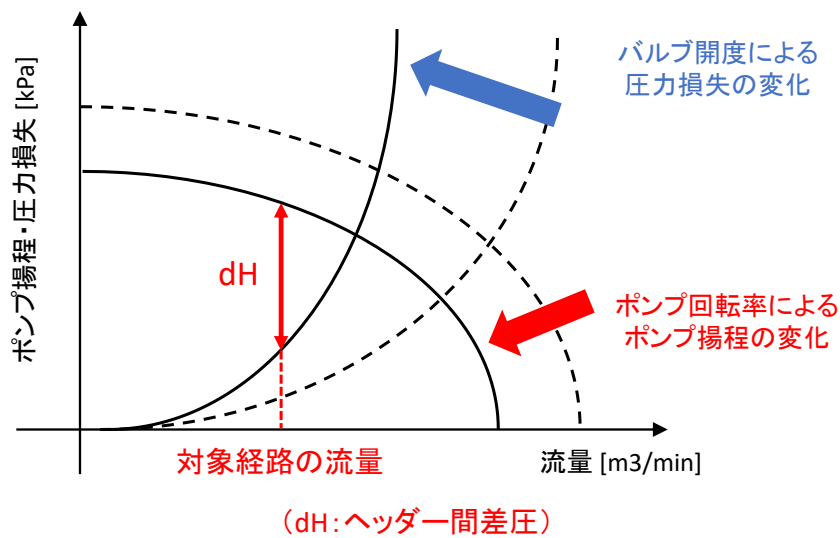


図 2-13 ポンプ揚程・圧力損失から各経路の流量を決定するイメージ図

## 2.5.6. 熱源機モデル

本節では対象システムの熱源機のモデル化及びその出口温度、COP、処理熱量の計算方法について説明する。熱源機の計算フローを図 2-14 に示す。基本的には熱源機の冷水（温水）側の出口温度が出口設定温度となるように計算を行い、冷水（温水）側の流量と入口温度から熱源機の負荷率を求め、負荷率が 100%以上となる時のみ負荷率 100%として改めて冷水（温水）側の出口温度の計算を行う。負荷率及び負荷率 100%時の冷水（温水）側出口温度は式 2-7 のように計算する。

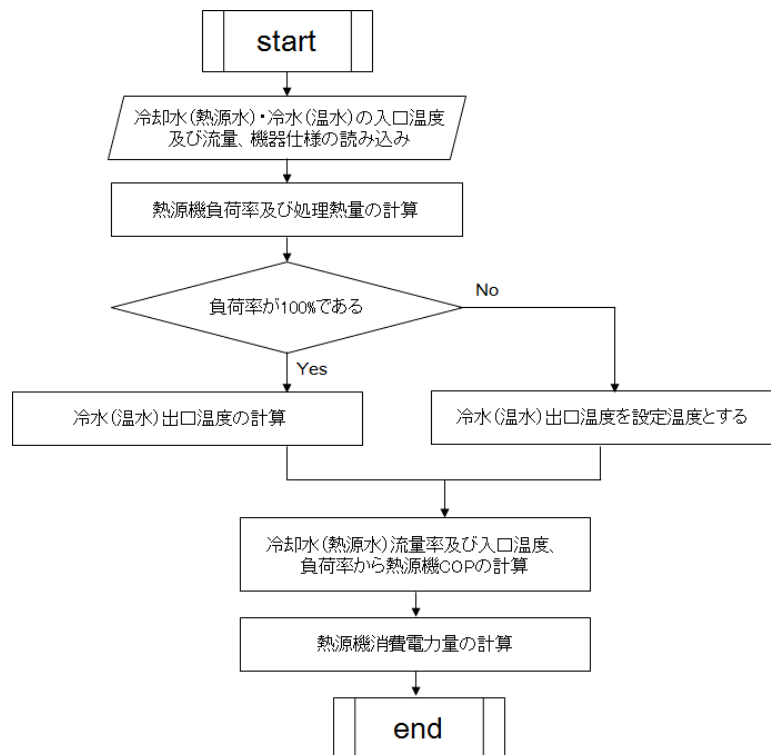


図 2-14 熱源機計算フロー

$$TwOut = TwIn \pm \frac{QHw}{Q * \rho * Cp * 4.184(J/cal) / 60(s/min)} \quad \text{式 2-7}$$

※(冷熱処理の時は－、温熱処理の時は＋となる)

ただし、

$TwOut$  : 熱源機出口温度 [°C],  $TwIn$  : 熱源機入口温度 [°C],

$QHw$  : 熱源機処理熱量 [kW],  $Q$  : 熱源機処理冷水（温水）流量 [m³/min],

$\rho$  : 水の密度 [kg/m³],  $Cp$  : 水の比熱 [kcal/kg °C]

次に、冷却水流量率や冷却水温度、負荷率から COP を算出する。ここで、与えられた機器の仕様書には、特定の冷却水流量率、冷却水温度の時ににおける負荷率毎の COP の値が記されている。よって、このシミュレーションでは機器仕様書の各 COP 曲線の間を線形補間することで、ある運転条件での COP を計算するものとした。ここで、代表として R-05・R-06 における負荷率と COP 曲線を図 2-15 に示す。各機器ともに式 2-8 のように冷却水流量率、負荷率、冷却水入口温度毎に COP が与えられている。これによって求めた COP と処理熱量から消費電力量を計算するモデルとなっている（式 2-8）。

$$E = \frac{QH_w}{COP} \quad \text{式 2-8}$$

ただし、

$E$  : 消費電力量 [kW], COP : 熱源機 COP [-]

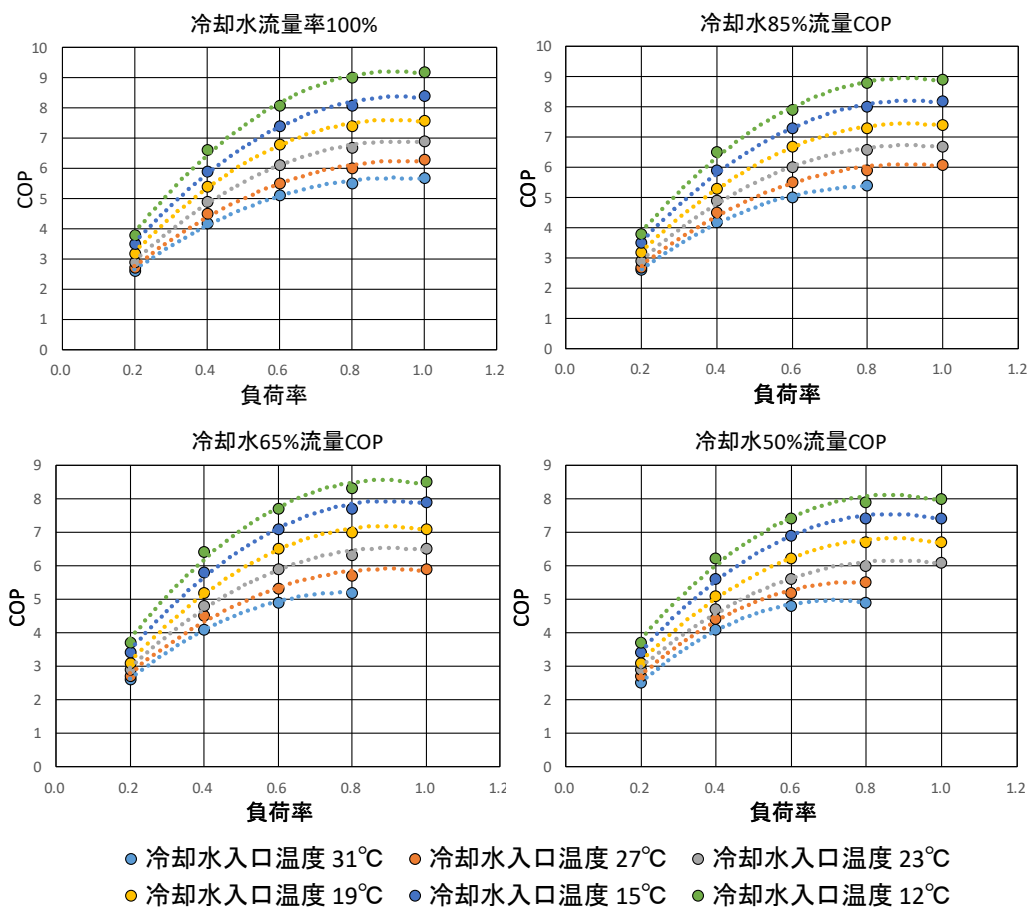


図 2-15 冷却水流量率・冷却水入口温度毎の負荷率と COP 曲線

### 2.5.7. 蓄熱槽モデル

本研究で対象とした蓄熱槽は全て温度成層型の蓄熱槽である。蓄熱槽の計算フローを図 2-16 に示す。まず、蓄熱槽の高さや底面積、流出入流量、流入温度、前ステップの蓄熱槽の各層の温度を読み込む。そして、流量バランス計算の結果から、流入方向に従い 1 層を完全混合域、それ以外の層を 1 次元拡散域とする。そして、前ステップの各層の温度を用いて今のステップにおける各層の温度の計算を行う。参考文献[2-22]から完全混合域・1 次元拡散域の温度はそれぞれ式 2-10、式 2-11 に従って計算する。その後、計算した各層の温度より、蓄熱槽内の平均温度の計算、蓄熱量の計算及び蓄熱率の計算を行うものとした。なお、蓄熱量の計算を行うとき、各層の温度に対して有効温度を設けて、有効温度の範囲外だった場合はその層の蓄熱量を 0 として蓄熱槽全体の蓄熱量の計算を行った（式 2-12）。

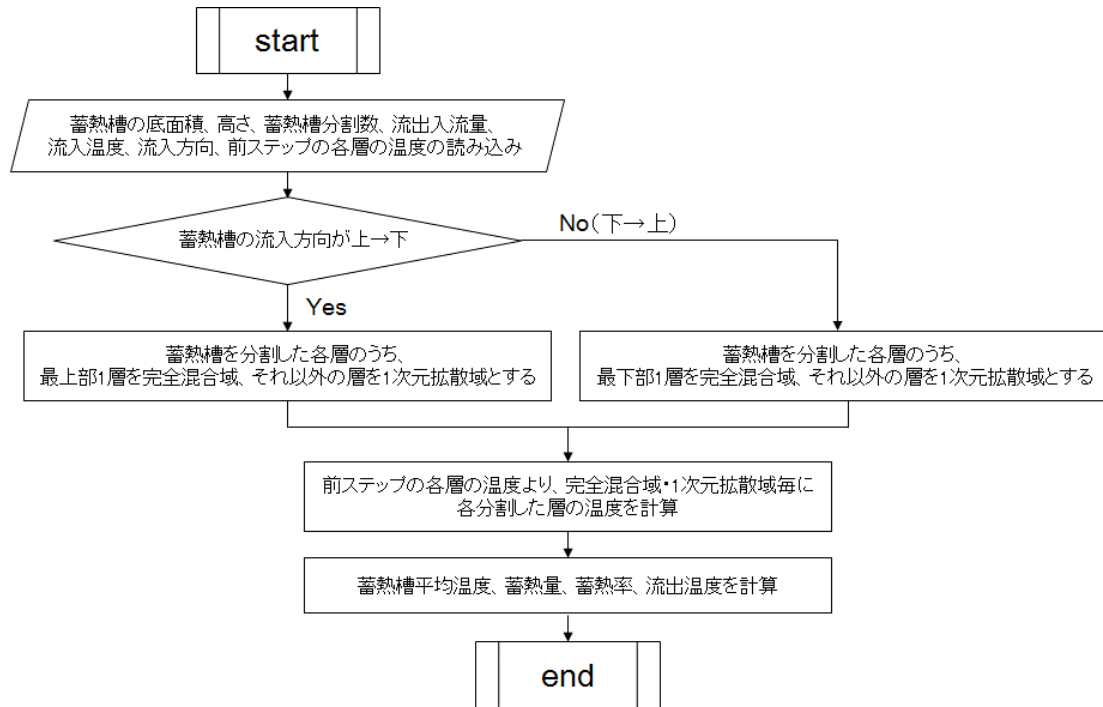


図 2-16 蓄熱槽の計算フロー図

$$Tp = Tin - (Tin - Tpf) * \exp\left(-1 * U * \frac{dt}{Lp}\right) \quad (\text{完全混合域}) \quad \text{式 2-10}$$

ただし、

$$U = \frac{Gw}{A}$$

$Gw$  : 流出入流量[m<sup>3</sup>/h],  $A$  : 蓄熱槽面積[m<sup>2</sup>],  $Tp$  : 完全混合域層温度[°C],

$Tin$  : 蓄熱槽流入温度[°C],  $Tpf$  : 前ステップ対象層温度 [°C],

$dt$  : 計算時間間隔[h],  $Lp$  : 完全混合域層深さ[m]

$$T_i = Tf_i + dt * \left( k * \frac{Tf_{i+1} + Tf_{i-1} - 2 * Tf_i}{dz^2} - \frac{U * (Tf_i - Tf_{i\pm 1})}{dz} \right) \quad (1 \text{次元拡散域})$$

※流入方向：上→下の時＋、下→上の時－

式 2-11

最下層が 1 次元拡散域の時は  $Tf_{i-1} = Tf_i$ 、最上層が 1 次元拡散域の時は  $Tf_{i+1} = Tf_i$

ただし、

$T_i$ ：1 次元拡散域層温度[℃]， $Tf_i$ ：前ステップ対象層温度 [℃]，

$k$ ：拡散係数[m<sup>2</sup>/h]（ $5.08 \times 10^{-4}$ とした）， $Tf_{i+1}$ ：前ステップ対象層の上層温度 [℃]，

$Tf_{i-1}$ ：前ステップ対象層の下層温度 [℃]， $dz$ ：1 次元拡散域層深さ[m]

蓄熱量の計算は以下の式で表す。

$$SQw = \sum_{m=1}^n SQw(m)$$

$T(m) \leq 6.5 \text{ } ^\circ\text{C}$  （ $T(m) \geq 43.5 \text{ } ^\circ\text{C}$ ） の場合

$$SQw(m) = |Ts - T(m)| * V(m) * \rho * Cp * 4.184(\text{J/cal}) / 3600(\text{s/h})$$

式 2-12

$T(m) > 6.5 \text{ } ^\circ\text{C}$  （ $T(m) < 43.5 \text{ } ^\circ\text{C}$ ） の場合

$$SQw(m) = 0$$

ただし、

$SQw(m)$ ：各層蓄熱量[kWh]， $T(m)$ ：各層温度[℃]， $V(m)$ ：各層体積[m<sup>3</sup>]，

$Ts$ ：設定還り温度[℃]（冷水槽の場合 15 ℃、温水槽の場合 35 ℃），

$\rho$ ：水の密度 [kg/ m<sup>3</sup>]， $Cp$ ：水の比熱 [kcal/kg ℃]， $SQw$ ：蓄熱槽蓄熱量[kWh]，

$n$ ：蓄熱槽分割数

※上記の  $SQw(m)$  を 0 とする有効温度は冷水槽の場合、括弧内は温水槽の場合の条件



### 2.5.8. 熱交換器モデル

熱交換器の交換熱量や熱交換後の出口温度の計算モデルについて記述する。熱交換器の計算フローを図 2-17 に示す。本研究では、熱交換器は全て向流型プレート式水—水熱交換器とした。なお、西プラントの河川水熱交換器は多管式熱交換器（シェル&チューブ型熱交換器）であるが本研究での計算時間間隔（1 分間）を考慮し、向流型プレート式と同様の計算を行っても不都合はないものとした。まず、熱交換器の伝熱面積と高温側・低温側の流量を読み込み、流量からその時刻における熱交換器の熱貫流率を計算する（式 2-13）。その後、式 2-14 もしくは式 2-15 に従って高温側・低温側の出口温度の計算を行い、最終的に交換熱量を算出するモデルとなっている。交換熱量は式 2-16 に従って計算する[2-23]。

$$K = a_0 * \frac{L_c^{0.8} + L_h^{0.8}}{(L_c + L_h)^{0.8}} \quad \text{式 2-13}$$

ただし、

$K$  : 熱貫流率 [kcal/(m<sup>2</sup> h °C)],  $L_c$  : 低温側流量 [kg/h],  $L_h$  : 高温側流量 [kg/h],

なお、

$$a_0 = K_{0*} \frac{(L_{c0} + L_{h0})^{0.8}}{L_{c0}^{0.8} + L_{h0}^{0.8}}$$

として、予め熱交換器ごとに入力しておく係数である。

$K_0$  : 定格の交換熱量・流量が流れたときの熱交換器熱貫流率 [kcal/(m<sup>2</sup> h °C)],

$L_{c0}$  : 低温側定格流量 [kg/h],  $L_{h0}$  : 高温側定格流量 [kg/h],

$$r = L_c / L_h$$

$r \neq 1$  の場合

$$\begin{aligned} Th2 &= Th1 - \frac{y * (1 - x)}{(1 - x/r)} \\ Tc2 &= Tc1 + \frac{y * (1 - x)}{(r - x)} \end{aligned} \quad \text{式 2-14}$$

$r = 1$  の場合

$$\begin{aligned} Th2 &= Th1 - \frac{y * A * K}{(Wc + A * K)} \\ Tc2 &= Tc1 + \frac{y * A * K}{(Wc + A * K)} \end{aligned}$$

ただし、

$$x = \exp\left(A * K * \frac{1-r}{W_c}\right)$$

$$y = Th1 - Tc1$$

$Th2$  : 高温側出口温度 [°C],  $Th1$  : 高温側入口温度 [°C],  $Tc2$  : 低温側出口温度 [°C],

$Tc1$  : 低温側入口温度 [°C],  $A$  : 熱交換器交換面積 [m<sup>2</sup>],

$W_c$  : 低温側流量 [kcal/h °C],  $W_h$  : 高温側流量 [kcal/h °C]

なお、計算後に高温側出口温度 < 低温側入口温度、もしくは低温側出口温度 > 高温側入口温度となった場合は、以下のようにして再計算を行う。

$Th2 < Tc1$  の場合

$$Th2 = Tc1$$

$$Tc2 = (Th1 - Tc1)/r + Tc1$$

式 2-15

$Tc2 < Th1$  の場合

$$Tc2 = Th1$$

$$Th2 = (Tc1 - Th1) * r + Th1$$

交換熱量の計算は以下の式に従う。

まず、

$$Td1 = Th2 - Tc1$$

$$Td2 = Th1 - Tc2$$

を計算する。その後、

$Td1 \neq Td2$  の場合

$$Q = A * K * MTD * 4.184(J/cal) / 3600(s/h)$$

式 2-16

$Td1 = Td2$  の場合

$$Q = (Th1 - Th2) * W_h * 4.184(J/cal) / 3600(s/h)$$

ただし、

$$MTD = \frac{Td1 - Td2}{\log(Td1/Td2)}$$

$Q$  : 熱交換器交換熱量 [kW]

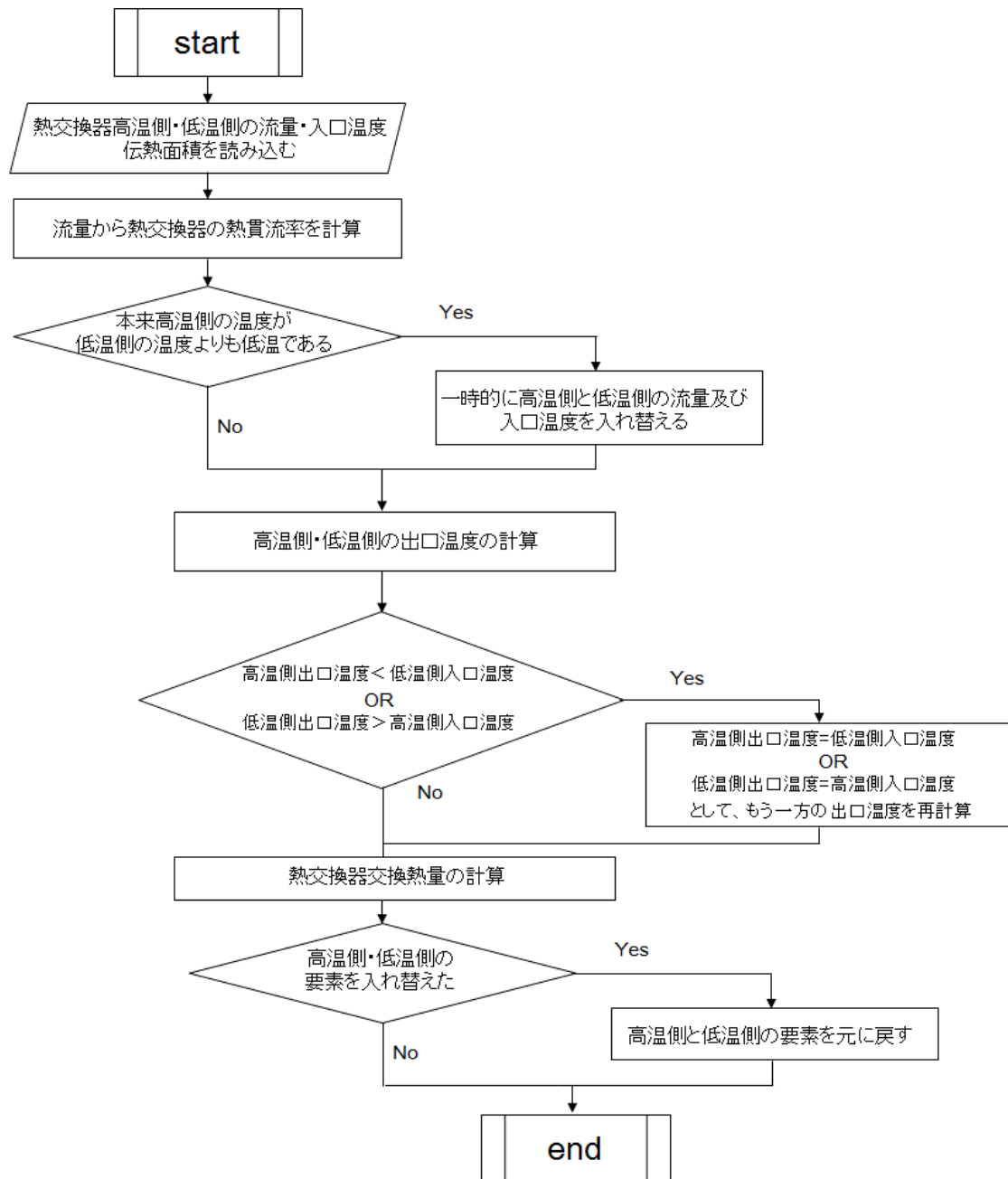


図 2-17 熱交換器計算フロー図

### 2.5.9. 熱融通管からの熱損失モデル

プラント間の熱融通を行う場合、熱融通管からの熱損失も大きくなることが予想される。そこで熱融通時における熱融通管からの熱ロスを計算する熱損失モデルを構築した。熱融通管入口における流量・温度が、ある長さの熱融通管を通過したときに損失する定常的な熱量を算出し、熱損失による温度低下・上昇分を用いて出口温度を算出する。熱融通管の円管モデル、各物性値、設計値を図 2-18 に示す。

円管内を流体が通過する時の流体から外部への熱損失  $Q$  [W] は、以下の式 2-17、式 2-18 で表される。 $\theta_{amb}$  は、熱融通管と非空調の地下空間の同一スペースに無保温の河川水配管が存在するため、河川水温度と同一と仮定した。流体側熱伝達率  $h1$  [W/(m<sup>2</sup>・K)]は流速により変化し、それにより熱通過率も変化するので、流速ごとに熱融通管の流体側熱伝達率  $h1$  を式 2-19～式 2-23 で計算した。レイノルズ数  $Re < 3000$  ならば層流、 $Re > 3000$  ならば乱流と判別し、流体の状態から平均ヌセルト数  $Nu$  を求めている。

$$Q = k' \pi l (\theta_{in} - \theta_{amb}) \quad \text{式 2-17}$$

ここで、 $k'$ ：熱通過率 [W/(mK)]、 $l$ ：通過円管長さ [m]、 $\theta_{in}$ ：熱損失前流体温度 [°C]、 $\theta_{amb}$ ：円管外気温度 [°C]

$$k' = 1 / \left( \frac{1}{h1 d_1} + \frac{1}{2} \sum \frac{1}{\lambda_i} \ln \frac{d_{i+1}}{d_i} + \frac{1}{h2 d_{n+1}} \right) \quad \text{式 2-18}$$

ここで、 $h1$ ：流体側熱伝達率[W/(m<sup>2</sup>K)]、 $d_n$ ：円管中心から対象層表面までの距離[m]、 $\lambda_i$ ：対象層物質熱伝導率[W/(m・K)]、 $h2$ ：外気側熱伝達率[W/(m<sup>2</sup>K)]

$$Re = V_m D_h / \nu \quad \text{式 2-19}$$

ここで、 $V_m$ ：流速[m/s]、 $D_h$ ：水力直径[m]（円管の場合は管内直径とほぼ等しい）、 $\nu$ ：動粘性係数[m<sup>2</sup>/s]

$$Nu = 3.66 + \frac{0.065(D/L)RePr}{1 + 0.04\{(D/L)RePr\}^{2/3}} \quad (\text{層流状態}) \quad \text{式 2-20}$$

$$Nu = \frac{(f/8)(Re - 1000)Pr}{1 + 12.7(f/8)^{0.5}(Pr^{2/3} - 1)} \quad (\text{乱流状態}) \quad \text{式 2-21}$$

$$f = (0.790 \ln Re - 1.64)^{-2} \quad [3000 < Re < 5 \times 10^6] \quad \text{式 2-22}$$

$$h1 = Nu \lambda / Dh \quad \text{式 2-23}$$

ここで、 $D$ ：管内直径[m]、 $L$ ：管長さ[m]、 $Pr$ ：プラントル数、 $\lambda$ ：流体熱伝導率 [W/(mK)]

以上の式を用いて、 $\theta_{amb} = 24^\circ\text{C}$ の場合を例として各流量に対する熱通過率及び温度変化を算出した（図 2-19）。これより流量に対して熱通過率はほとんど変化しないことが分かる。低流量時には流量が層流状態になるため、熱通過率がわずかに低下するが、温度変化も低流量時以外はほとんど見られない。よって、本モデルでは簡易的に、流量に対して熱通過率  $k' = 0.2$  ( $Q \geq 0.03$ )、 $k' = 0.188$  ( $Q < 0.03$ ) という固定値を与えた。本モデルに基づくと、

通常の運用状態で考えられる熱融通流量  $2 \sim 5 \text{ m}^3/\text{min}$  前後において、対象プラントの熱融通配管長  $100 \text{ m}$  の場合、熱損失率は  $0.05 \sim 0.15\%$  前後である。

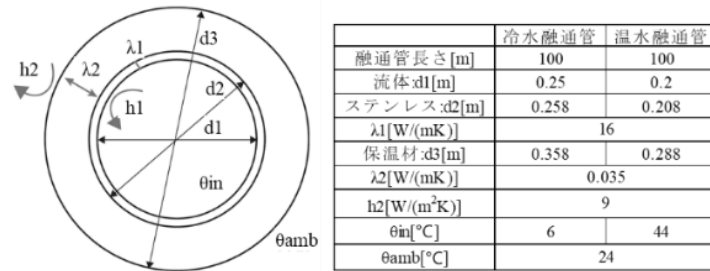


図 2-18 熱融通管の円管モデル[2-10]

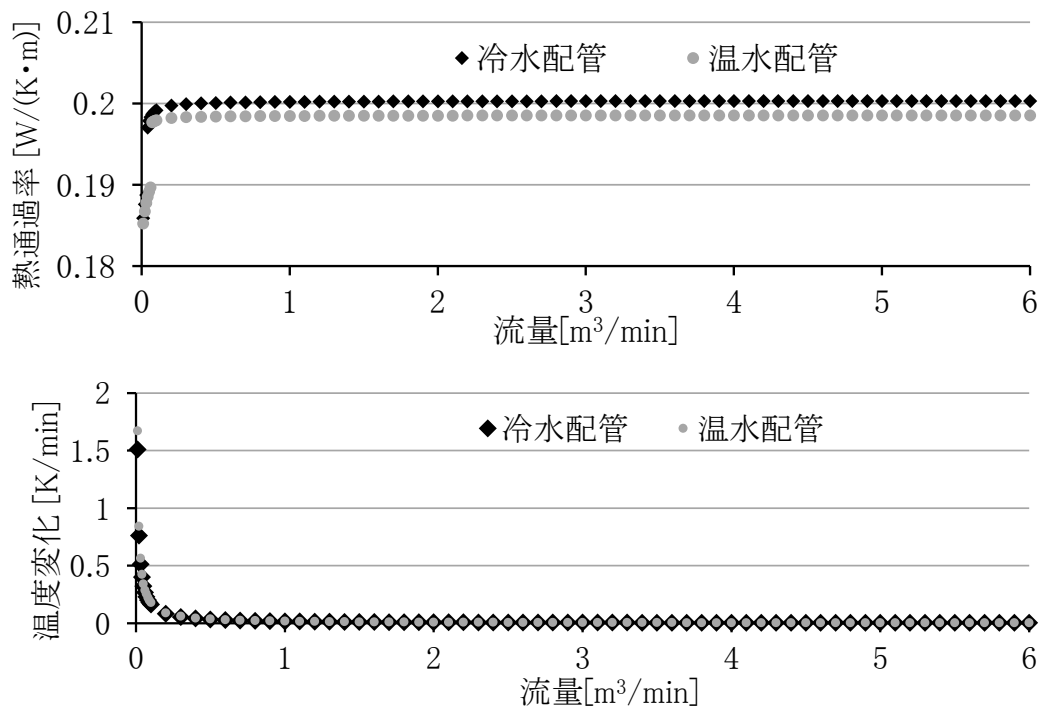


図 2-19 熱通過率及び温度変化[8]

### 2.5.10. プラント内電力消費量・機械室空調負荷モデル

実際の地域冷暖房プラントでは、システム COP の算出時にプラント内の電力（照明や制御盤などの消費量、対象システムでは河川水系統の配管内の洗浄に用いる洗浄ポンプの動力なども含む）、制御室や電気室の空調負荷（まとめて機械室空調と称する）も考慮して計算を行う。そのため、既往研究[2-6]及び 2015 年度東プラントの実績値を参考にして、プラント内電力を式 2-24、機械室空調負荷を式 2-25 のようにモデル化した。

$$BaseP(\text{プラント内電力}) = 27 \text{ kW} \quad \text{式 2-24}$$

$$BaseH(\text{機械室空調負荷}) \quad \text{式 2-25}$$

$$= (\text{システム搬送動力合計} + \text{ヒートポンプ動力}) * 0.1$$

※ヒートポンプ動力：東プラントの場合 R-01+R-02+R-03

西プラントの場合 R-A01+R-A02+R-A03+R-A04

なお、機械室空調負荷は計算ステップごとに計算を行い、次ステップの熱負荷に前ステップで発生した機械室空調負荷を加算して、各プラントの台数制御や熱負荷処理の計算を行うものとした。

以上により算出したプラント内電力や機械室空調負荷も考慮したうえで計算を行い最終的にプラントのシステム COP を求めた。

## 2.6. シミュレーションモデルの精度検証

### 2.6.1. 東プラント実績値と計算値の比較

前節で記述したシミュレーションモデルを用い、東西両プラントのシステムシミュレーションを構築した。本節では、東プラントの 2015 年度の実績値とシミュレーション結果を比較することでモデルの精度検証を行った。東西プラントは温度成層型蓄熱槽と蓄熱系熱源機(一部は熱回収機)、直送系熱源機とよく似た熱源構成であり、事前検討時には西プラントは竣工前であったため、2015 年度の東プラントの熱負荷と河川水温度の 1 分毎のデータをシミュレーションの入力値とした。システム COP の計算や各機器の制御、運転モードについては制御仕様書に従うものとした(夏季:5~10 月、冬季:12~3 月、中間期:4 月・11 月)。

まず、販売熱量ベースのシステム COP の計算値と実測値を比較した(図 2-20)。実測値と計算値の年平均システム COP の間には実測値基準で約 8%の誤差があるが、冬季のシステム COP は実測値と計算値で概ね近い値を示している。

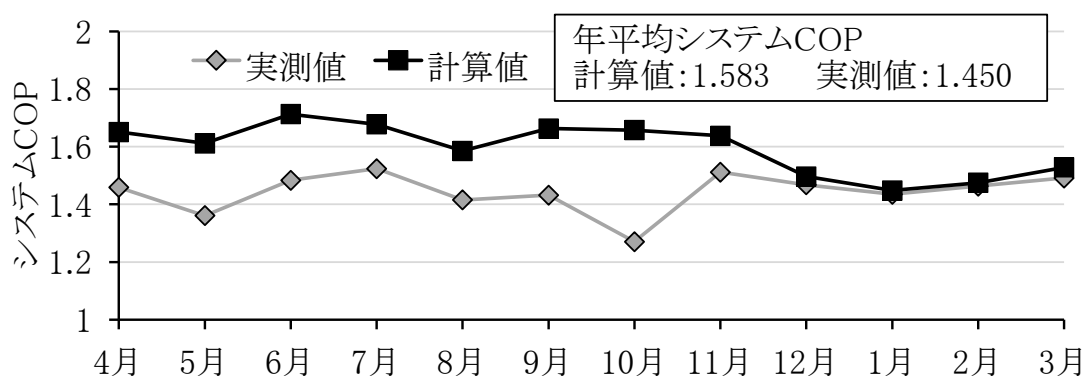


図 2-20 システム COP の計算値と実測値を比較

月別の熱源機の冷熱処理熱量合計、負荷増分を補正した効率補正率を表 2-2 に示す。効率補正率は冷凍機処理熱量の実測値の計算値に対する割合の逆数とした。冬期(11 月～3 月)の冷凍機処理熱量の計算値に対する実測値の比率は 98.2%～103.3%と差は小さいが、夏期・中間期(4 月～10 月)の冷凍機処理熱量の計算値に対する実測値の比率は 106.2%～112.5%とやや差があり実測値は計算値より大きな値となった。計算値は前節に示すとおり販売熱量と搬送機器動力と熱源処理電力量に各月一定の係数を掛けて機械室空調負荷を算出し、それを販売熱量に加えて熱源機処理熱量を算出した、実際にはそれ以上の発熱量があったため、熱源機処理熱量に差が発生したものと考えられる。

各熱源機の処理熱量の内訳を計算値と実測値で比較したものを図 2-21 に示す。熱源機毎の処理熱量は、図 2-22 に示すように、夏期に発生した R-04 の効率が低下するというトラブル対応により 9 月～11 月にかけて実運転で R-04 がほとんど運転されていなかったため、実測値と計算値の間でインバーターボ熱源機 R-04 の処理熱量に大きな差が生じた。ヒートポンプの R-01 と R-02、ターボ熱源機の R-05 と R-06 の処理熱量は逆転しているものの、これらの熱源機は同じ機種であり性能も等しく、運転時間均等化のため現場で運転順位が入れ替えられていたため、台数制御については概ね再現できていると考えられる。

次に河川水ポンプの月別消費電力量の計算値と実測値を図 2-23 に示す。特に夏季において実測値の方が計算値よりも各月で約 100 GJ 大きい結果となった。この原因としては、シミュレーション上では、河川水系統の配管内の圧力損失を計算するための抵抗係数を設計仕様書や図面から決定しているのに対して、実際は河川の汚れやオートストレーナの汚れ目詰まりなどにより、より大きな抵抗係数になっていたことが想定される。そのため、シミュレーション上で想定しているよりも、実際の河川水系統の圧力損失が大きかったと考えられる。これを踏まえ、表 2-3 に消費電力増分と熱負荷、それに伴う効率補正率を示す。

処理熱量、R-04 の効率、河川水ポンプの消費電力の差である表 2-2 表 2-3 の効率補正率を掛け合わせてシミュレーション計算値を補正したプラント COP を図 2-24 に示す。冷暖切り替え時の 10 月に差がある他は概ね実測値と一致した。以上から今回構築したシミュレーションモデルは、熱融通や運転制御を変える等のプラント性能を検討するにあたり十分な精度があると判断した。

表 2-2 販売熱量と熱源機処理熱量

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
販売熱量(GJ)	1,614	2,954	4,358	7,429	8,115	4,344	2,553	1,644	1,170	840	929	1,284
冷凍機処理熱量(計算値)(GJ)	1,674	3,176	4,390	7,512	8,193	4,390	2,645	1,672	1,291	994	1,046	1,405
冷凍機処理熱量(実測値)(GJ)	1,865	3,404	4,722	7,977	8,764	4,940	2,838	1,696	1,322	977	1,061	1,452
	111.4%	107.2%	107.6%	106.2%	107.0%	112.5%	107.3%	101.4%	102.4%	98.2%	101.4%	103.3%
効率補正率	89.7%	93.3%	93.0%	94.2%	93.5%	88.9%	93.2%	98.6%	97.6%	101.8%	98.6%	96.8%



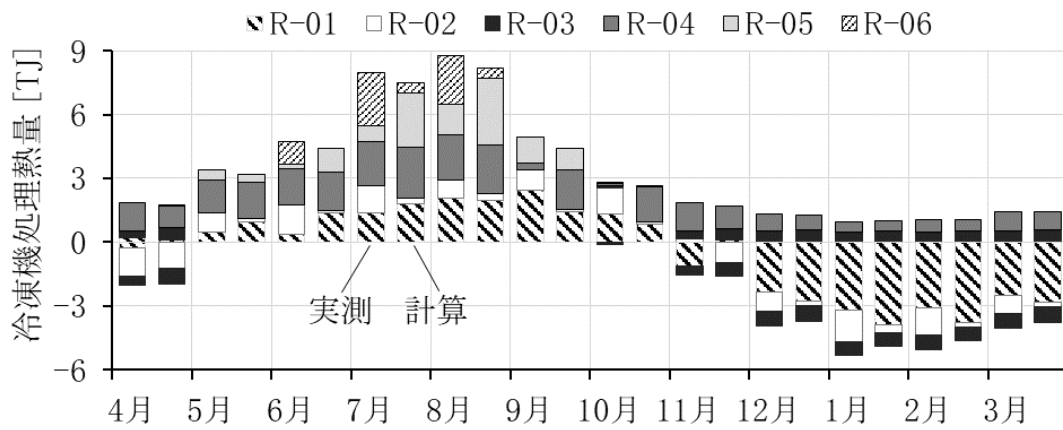


図 2-21 熱源機毎の処理熱量

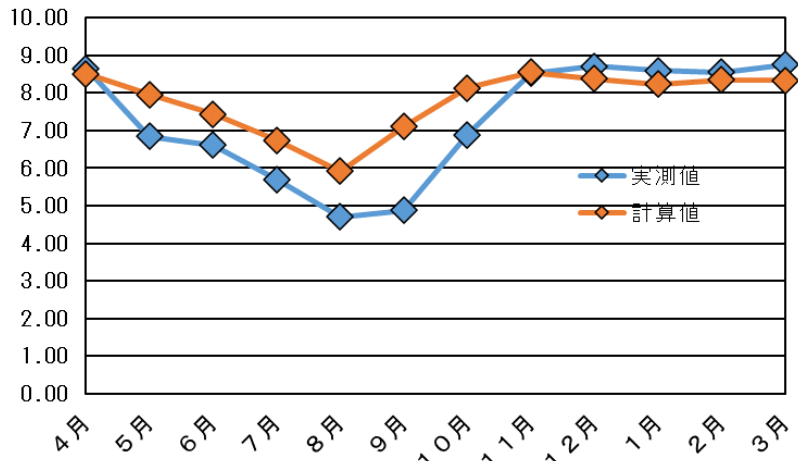


図 2-22 R-04 の効率の計算値と実測値

5

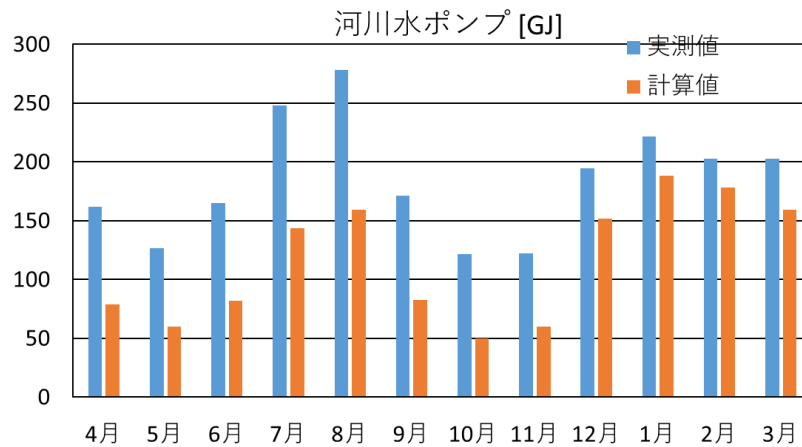


図 2-23 河川水ポンプの消費電力量の計算値と実測値

表 2-3 R-4、河川水ポンプの計算値と実測値の電力消費量の差

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
一次エネルギー消費量(計算値)(GJ)	4,455	3,556	5,418	8,605	10,942	6,277	3,206	4,232	7,353	9,128	9,011	7,329
R4効率差による電力消費量差分(GJ)	-2	36	31	64	100	119	37	1	-3	-2	-2	-5
河川水ポンプ効率差による電力消費量差分(GJ)	220	175	220	279	317	235	188	165	113	89	65	114
補正後一次エネルギー消費量(GJ)	4,673	3,766	5,669	8,948	11,359	6,630	3,431	4,397	7,462	9,215	9,075	7,438
負荷熱量(GJ)	7,477	5,163	9,071	14,227	17,095	10,399	5,025	6,981	11,624	13,980	13,801	11,677
効率補正率	95.3%	94.4%	95.6%	96.2%	96.3%	94.7%	93.4%	96.2%	98.5%	99.1%	99.3%	98.5%

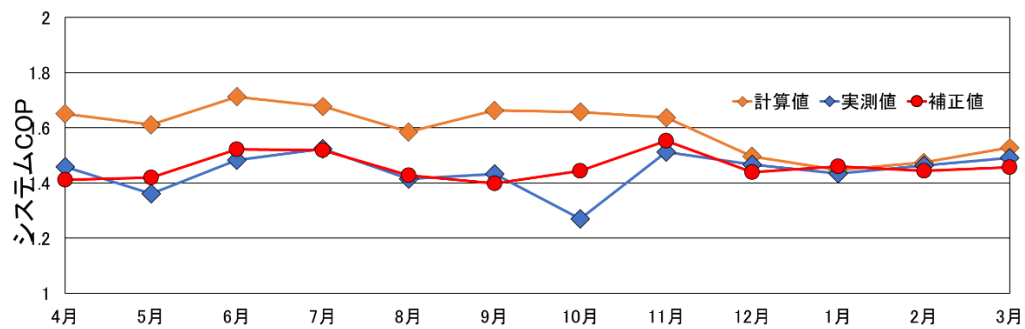


図 2-24 プラント COP の計算値と実測値を比較(補正後)

## 2.6.2. 東西両プラントの性能比較

本節では熱融通を行わないときの両プラントのシステム COP を比較した。両プラントの性能を適切に比較するために、西プラントの熱負荷には両プラントの設計時想定熱負荷の比率を東プラントの実績値に乗じた値を利用した。

各プラントの月別システム COP の計算結果を図 2-25 に、各熱源機の月別平均 COP を表 2-4 に、各機器の消費電力量を表 2-5 示す。年全体を通じて両プラント間で大きな差はなかったことから、両プラントは非常に近い性能を持つプラントであることが分かる。月別に見ると、夏期では東プラントの性能がわずかに高く、冬期では西プラントの性能が高い。これは、冷熱製造においては河川水温度が高くインバータ機より定速機の効率が高くなった 8 月を除き、東プラントのインバータ熱源機 R-04 の効率が最も高く、温水製造においては西プラントの熱回収ヒートポンプ R-A04 の効率が最も高く東プラントの熱回収ヒートポンプ R-03 に比べ装置容量も大きいためだと考えられる。また、5 月・10 月の蓄熱槽の冷暖切替時では、切替のための熱が必要なため効率の低下が見られる。

また、消費電力量の割合は、熱源主機が 74.9%、河川水ポンプが 10.2%、蓄放熱ポンプを含む冷温水ポンプ 14.8% となった。

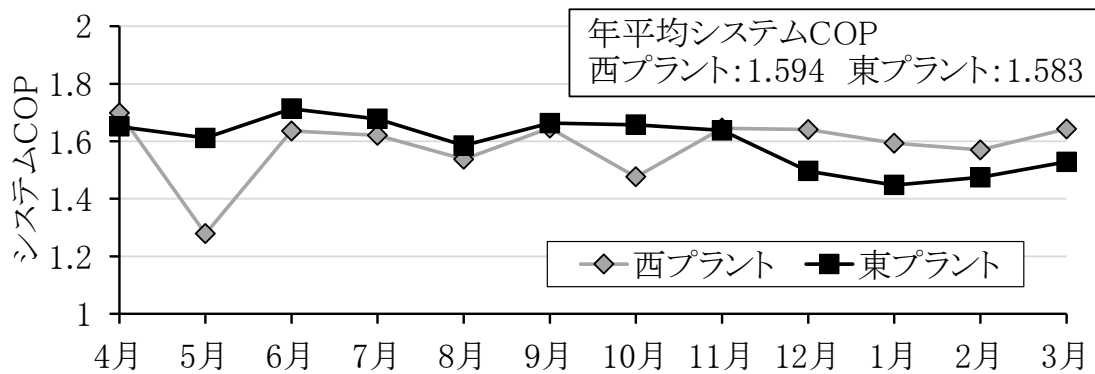


図 2-25 月別システム COP

表 2-4 熱源機月別 COP

	R-	月												年平均
		4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	
西	A01	-	6.18	6.05	5.83	5.41	5.93	6.25	6.48	5.72	5.51	5.50	5.67	5.70
	A02	5.88	6.08	5.79	5.67	5.35	5.71	5.97	5.96	5.71	5.41	5.46	5.68	5.71
	A03	7.96	6.41	6.04	5.55	4.91	5.74	6.53	7.38	8.57	9.62	9.62	8.96	6.48
	A04	7.82	-	-	-	-	-	-	7.79	7.90	7.90	7.91	7.89	7.86
	A05	-	-	6.77	6.41	6.10	6.68	7.25	7.92	-	-	-	-	6.41
東	01	6.52	6.09	5.94	5.68	5.30	5.79	6.16	6.46	5.63	5.34	5.36	5.53	5.57
	02	5.70	6.12	5.83	5.59	5.22	5.66	6.03	5.70	5.56	5.26	5.38	5.51	5.55
	03	7.77	-	-	-	-	-	-	7.76	7.80	7.80	7.81	7.78	7.78
	04	8.51	7.96	7.44	6.75	5.92	7.11	8.14	8.55	8.36	8.26	8.33	8.33	7.39
	05	6.97	6.77	6.64	6.32	5.96	6.46	7.01	-	-	-	-	-	6.25
	06	-	-	-	6.13	5.76	-	-	-	-	-	-	-	5.94

…温熱処理モード及び熱回収モードの熱源機

太字…冷熱・温熱処理熱源機それぞれで最も COP が高い熱源機

表 2-5 各機器ごとの消費電力量

月積算エネルギー消費量[GJ]														
西地区														
	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	年間	
R-A01		0.0	202.9	347.8	477.9	581.2	401.1	194.4	52.5	797.5	1052.2	1036.3	791.5	5935
R-A02		452.8	34.6	47.5	97.4	204.1	65.4	32.7	325.0	105.6	193.6	261.1	119.4	1939
R-A03		74.9	190.4	188.4	233.2	323.3	214.0	167.0	147.4	104.1	59.6	44.2	59.1	1805
R-A04		103.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	117.6	141.7	127.6	106.3	133.2	729
R-A05		0.0	0.0	184.3	348.8	549.0	322.9	15.1	3.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1423
西地区冷凍機動力合計	631.2	427.9	768.0	1157.3	1657.6	1003.3	409.2	645.6	1149.0	1433.1	1447.9	1103.1	1183.3	
西地区1次側熱交換機放熱ポンプ	6.3	3.2	5.5	8.1	11.6	6.2	3.3	6.0	16.2	17.8	19.2	13.0	11.6	
西地区2次側熱交換機放熱ポンプ	69.3	38.0	53.8	71.2	86.9	99.7	40.2	66.5	120.6	138.6	140.4	110.7	99.6	
西地区直送系冷凍機ポンプ	0.0	0.0	26.1	46.6	69.4	44.9	2.3	0.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	189
西地区蓄熱系冷凍機ポンプ	51.2	34.5	46.3	61.0	76.5	52.3	32.5	50.6	97.5	113.9	114.4	92.4	82.3	
西地区河川水ポンプ動力	51.5	54.3	91.0	130.1	175.1	115.9	51.9	57.4	114.3	149.3	158.3	117.3	126.6	
西地区その他冷却水ポンプ	0.0	29.5	27.3	30.2	36.9	29.2	26.6	0.0	18.8	11.6	9.4	11.4	23.0	
西地区搬送動力合計	178.3	159.5	250.0	347.2	456.5	308.3	156.8	181.0	367.5	431.3	441.7	344.9	362.3	
西地区合計	809.6	587.4	1017.9	1504.5	2114.1	1311.6	566.0	826.6	1516.5	1864.4	1889.6	1448.0	1545.6	
西地区搬送動力割合	0.22	0.27	0.25	0.23	0.22	0.24	0.28	0.22	0.24	0.23	0.23	0.24	0.23	0.2
東地区														
	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	年間	
R-01	12.7	154.6	227.8	321.5	371.2	242.9	135.7	16.4	497.2	727.7	706.2	513.2	3927	
R-02	212.6	23.7	21.3	44.9	60.8	27.4	19.6	165.5	33.9	68.8	35.8	37.7	751	
R-03	169.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	146.8	165.8	153.4	152.8	168.2	956	
R-04	118.6	217.9	245.5	351.6	386.7	260.0	201.3	124.6	86.5	57.1	62.8	99.9	2212	
R-05	0.6	52.6	163.8	406.0	524.1	151.9	7.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1306	
R-06	0.0	0.0	0.0	80.8	85.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	166	
東地区冷凍機動力合計	513.8	448.7	658.4	1204.7	1428.5	682.1	364.3	453.2	783.5	1007.0	957.7	818.9	9320	
東地区1次側熱交換機放熱ポンプ	5.6	5.8	5.6	7.2	7.2	4.9	3.5	4.2	7.7	9.6	9.0	8.3	78	
東地区2次側熱交換機放熱ポンプ	70.4	54.2	64.7	84.9	88.5	66.6	52.6	65.5	90.1	109.6	106.3	97.8	951	
東地区直送系冷凍機ポンプ	0.1	6.9	21.3	59.1	69.3	18.9	0.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	176	
東地区蓄熱系冷凍機ポンプ	62.6	47.3	56.5	76.7	79.9	58.6	43.1	55.3	86.5	103.4	99.5	90.1	859	
東地区河川水ポンプ動力	66.6	59.9	81.9	143.5	159.4	82.7	49.8	58.0	130.5	174.0	162.3	134.2	1302	
東地区その他冷却水ポンプ	12.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.7	21.5	14.3	15.9	25.3	90	
東地区搬送動力合計	217.4	174.2	229.9	371.4	404.4	231.7	150.0	184.8	336.3	411.0	393.0	355.7	3459	
東地区合計	731.2	622.9	888.3	1576.2	1832.9	913.7	514.2	638.0	1119.7	1418.0	1350.7	1174.6	12780	
東地区搬送動力割合	0.30	0.28	0.26	0.24	0.22	0.25	0.29	0.29	0.30	0.29	0.29	0.30	0.29	0.2
消費電力量割合														
主機														
河川水ポンプ 冷温水ポンプ 熱融通ポンプ														
74.9% 10.2% 14.8% 0.0%														
冷熱融通ポンプ動力														
0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0														
温熱融通ポンプ動力														
0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0														

## 2.7. 小括

本章では実在の地域冷暖房システムを対象とし、各熱源機・搬送機器の挙動、各系統配管内の圧力・流量・温度状態、蓄熱槽内の温度状態を計算できる、再現性の高いシステムシミュレーションを構築した。なお、本シミュレーションプログラムはモジュール化されており、異なるシステムへの適用も可能である。次に、構築したシミュレーションモデルの精度検証を実施し、プラント性能などを検討するための十分な精度があるものと判断した。

次章以降ではこのシミュレーションモデルを用い様々な検討を実施する。

### 参考文献

- [2-1] 国土交通省環境営繕ホームページ, ライフサイクルエネルギーマネジメント (LCEM) , [https://www.mlit.go.jp/gobuild/sesaku\\_lcem\\_lcem.html](https://www.mlit.go.jp/gobuild/sesaku_lcem_lcem.html) (2021 年 11 月 24 日閲覧)
- [2-2] The BEST Program ホームページ, <https://www.ibec.or.jp/best/index.html> (2021 年 11 月 24 日閲覧)
- [2-3] EnergyPlus ホームページ, <https://energyplus.net/> (2021 年 11 月 24 日閲覧)
- [2-4] Menglong Lu, Chao Zhang, Dayu Zhang, Ruixin Wang, Zhigang Zhou, Changhong Zhan, Xiang Zai, Qiang Jing, Operational optimization of district heating system based on an integrated model in TRNSYS, Energy and Buildings, Volume 230, 2021, 110538.
- [2-5] Itzal del Hoyo Arce, Saioa Herrero López, Susana López Perez, Miika Rämä, Krzysztof Klobut, Jesus A. Febres, Models for fast modelling of district heating and cooling networks, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 82, Part 2, 2018, Pages 1863-1873.
- [2-6] 西山満：空調熱源システムのイニシャルコミッショニングにおける設計段階での詳細シミュレーションの意義と効果, 九州大学大学院人間環境学府空間システム専攻博士後期課程博士論文, 2015.5
- [2-7] 小林哲也, 星田敏博, 雨宮聖, 奥宮正哉：熱エネルギーの相互融通を行う面的熱源システムの運用に関する研究第 1 報—シミュレーション手法と基礎的ケーススタディ, 空気調和・衛生工学会論文集 No.188, pp.37-46, 2012.6
- [2-8] 小嶋正虎, 長井 達夫, 三浦 克弘, 三原 邦彰：空調用水搬送システムの効率的な運用方法 に関する研究 (その 2), 空気調和・衛生工学会大会学術講演論文集, 2009.9
- [2-9] Doyama, T., Kondo, M., Imaoka, H., Sumiyoshi, D., Kitayama, H., Lim, J., & Akashi, Y. Study on Management and Control of a District Heating and Cooling Plant., Proceedings of the 16<sup>th</sup> IBPSA Conference Rome, Italy, 2019.9
- [2-10] 川崎裕太, 東京大学大学院工学系研究科建築学専攻平成 28 年度修士論文, 相互熱融通を行う複数地域冷暖房プラントの負荷変動・制御安定性を考慮した最適な熱融通制御の検討

[2-11] 張煒傑, 宮田翔平, 赤司泰義, デマンドレスポンス制御による電力デマンドと室温温熱環境の挙動—自動制御を組み込んだ空調・建物の統合システムシミュレーションによる算出と評価—, 空気調和・衛生工学会論文集, No.286, pp.21–28, 2021 年 1 月.

[2-12] 山本慎, 宮田翔平, 赤司泰義, 澤地孝男, 百田真史, 自動制御ロジック・パラメータを考慮した空調システムの VAV・VWV・CO<sub>2</sub> 濃度制御の省エネ効果に関する研究 第 1 報—シミュレーションの構築と VAV・VWV 制御の省エネ効果の検討, 空気調和・衛生工学会論文集, No.293, pp.23–32, 2021 年 8 月.

[2-13] Akari Nomura, Shin Yamamoto, Shohei Miyata, Yasunori Akashi, and Masashi Momota. Control logic and parameters in a VAV system considering unevenly distributed internal loads and damper characteristics. In Proceedings of Building Simulation 2021: 17th Conference of IBPSA, pp. 1572–1579, 2021.

[2-14] 古川理佳子, 宮田翔平, 赤司泰義, 木虎久隆, 太陽熱利用システムを有する需要家と地域冷暖房プラントの双方向熱融通に関する研究, 空気調和・衛生工学会論文集, Vol.46, No.296, pp.1–9, 2021 年 11 月.

[2-15] Shohei Miyata, Yasuhiro Kuwahara, Shoko Tsunemoto, Katsuhiko Tanaka, Yasunori Akashi, Improving training efficiency for scalable automated fault detection and diagnosis in chilled water plants by transfer learning. Energy and Buildings, Volume 285, 15 April 2023, 112877.

[2-16] Shohei Miyata, Shanrui Shi, Yasunori Akashi, Takao Sawachi, Phyvac: A Python Module for Highly Flexible HVAC System Simulation, and Fault Dataset Generation as an Application Example. In Proceedings of Building Simulation 2023: 18th Conference of IBPSA, 2023.

[2-17] Daniel R.Clark : HVACSIM+ Building Systems and Equipment Simulation Program Reference Manual, 1985.1

[2-18] 外山幸雄 著: 絵ときポンプ基礎のきそ 選定・運転・保守点検, 日刊工業新聞社, 2014.11

[2-19] 千葉孝男, 井口泰男, 渡辺宏: 配管・ダクト系の制御特性, 空気調和・衛生工学, 第 72 巻 第 5 号, pp57–pp63, 1997.5

[2-20] TOMOE: バルブの種類と特徴 巻末資料

(<http://www.cgc.co.jp/tomoe/products/2005/pdf/kanmatsu.pdf>)

[2-21] 山本重彦, 加藤尚武 著: PID 制御の基礎と応用[第2版], 朝倉書店, 2005.11

[2-22] 相良 和伸, 中原 信生: 蓄熱槽に関する研究: 第5報-運転シミュレーションを用いた実験計画法による温度成層型蓄熱槽の蓄熱槽効率の推定, 空気調和・衛生工学会 論文集/12 巻 (1987) 35 号 p. 15-26

[2-23] 日本機械学会: 伝熱工学資料 Heat Transfer 改訂第5版, 丸善株式会社, 初版 1959.5



## 第3章

# 熱融通による省エネルギーポテンシャルのケーススタディ

#### 3.1. 本章の背景と目的

建物間の熱融通に関する省エネルギーのポテンシャルは以前から指摘されており[3-1][3-2]、大規模な建物用熱源プラントとみなすことができる地域冷暖房プラント間でも相互に熱融通を行うことで効率の高いプラントからの熱供給が可能となり、エリア全体でのエネルギー利用の高効率化が期待できる。

プラント間の熱融通に関して、矢崎ら[3-3]は熱源更新により効率が高い新プラントからの熱融通について、橋達ら[3-4]は地区間熱融通と設備更新を併用した高効率熱源機運転による省エネルギー性の検証について報告をしている。また、中川ら[3-5]は隣接する2つの建物間において、コジェネレーションシステムによる発電電力と余剰排熱を融通することによる省エネルギー効果について検討した。シミュレーションの活用では、小林ら[3-6]がコジェネレーションシステムの排熱有効利用等の観点も含め検討し高効率の新しいプラントと古いプラントの連系を、加用[3-7]は遺伝的アルゴリズムを用いてコジェネレーションシステム排熱の活用の最適化について検討した。蓄熱槽とプラントの活用に関しては池田らによる最適制御の検討[3-8]や Guelpa らによる蓄熱槽活用の重要性の指摘などがあげられる[3-9]。複数プラント運用の類似概念としては、複数のエネルギーシステムを統合的に運用する Multi-Energy Systems の概念が提案されており[3-10]、近年では熱と電気的最適運用の検討も見られるが[3-11]、地区の拡大に伴い時期においてプラントが増設されるような複数プラントを有する地域冷暖システムにおいて、熱融通を行う場合のポテンシャルの検討は数少ない。

蓄熱槽を有することで、熱融通を行わずとも部分負荷運転の解消等の効果を有すると考えられるが、一般に複数のプラント間の建設時期が大きく異なるなど性能差が現れる場合や、建物の用途が異なり熱負荷カーブの異なるプラント間では、熱融通が有効であると考えられる。そこで2章で作成したシミュレーションモデルを用い、プラント間の熱融通の有効性を分析することを本章の目的とする。具体的には、熱融通の有効性とプラント間の性能差等との関係性を分析し、熱融通のケーススタディを行うことにより蓄熱槽を持つ複数プラントにおける熱融通が地域全体においてどれほど有効に運用が可能か検討した。

### 3.2. プラント間で熱源機効率と負荷熱量に差がある場合のケーススタディ

#### 3.2.1. 検討ケース

本研究の対象プラントでは、プラント間の効率差が小さいため、熱融通による効果が少ないと予想される。そのため既往研究[3-1][3-2]のようにプラント間に効率差がある場合の熱融通のポテンシャルについて検討を行った。本検討では、西プラントの効率や負荷パターンは実システムと同様の値に固定し、東プラントの熱源機効率や熱負荷パターンを変更した。東プラントを既設プラントとして様々な条件で設定し、そこに西プラントを新設した際の熱融通の有効性を検討するユースケースを想定した。検討ケースを図 3-1 に示す。

検討ケースとしては、熱融通のなし・あり(Case A、B)に加え、東プラントの熱源機効率を現実の地域冷暖房プラントの効率(省エネ法における他人から供給された熱: 1.36GJ/GJ=一次換算 COP0.735)を勘案して 100%(実機の値)、70%、50%、35%と熱源機器効率の掛け率(部分負荷特性は相似変形)を 4 パターン設定した(Case 1~4)。このときの一次換算プラント COP=1.573~0.682 となり、35%の場合も省エネ法の値を若干下回る程度である。また、過去の地域冷暖房プラントにおいてしばしば生じる負荷に対して熱源容量が過大である場合を想定し、東側プラントの負荷熱量を 100%(実績値)、75%、50%の 3 ケースを設定した(Case α~γ)。以上の合計 24 パターンについて、システム全体の性能を検討した。熱融通設定については運転員の手動設定であることを勘案し、図 3-2 に示すように平日と休日の 2 区分、熱融通方向は東西 2 方向、熱融通量は最大熱融通量の 12.5%刻みの 8 パターンの 48 パターンの中から最も効率が高いもの選択し、それをその月の平日熱融通設定値、休日熱融通設定値として計算した。なお、1 日の単位は暦日ではなく、蓄熱開始時刻の前日 22:00 から 21:59 までとした。

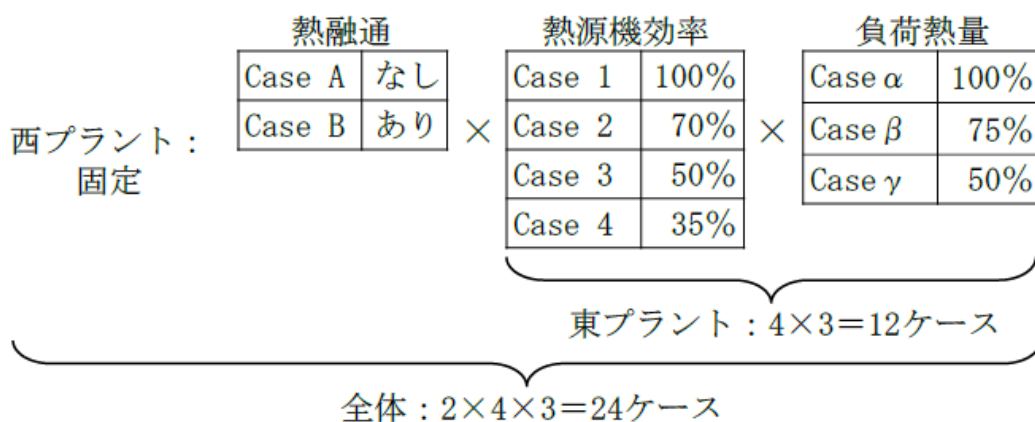


図 3-1 検討ケース

### 第3章 熱融通による省エネルギーポテンシャルのケーススタディ

熱融通モード (3パターン)	熱融通方向 (2パターン)	熱融通設定値 (8パターン)		
		設定値[%]	冷熱融通量[kW]	温熱融通量[kW]
<div>モードαのみで 熱融通制御を行う</div> <div>モードβのみで 熱融通制御を行う</div> <div>モードα+βで 熱融通制御を行う</div>	西プラント→東プラント (方向a)	12.5	485.9	348.9
		25	971.8	697.8
		37.5	1457.6	1046.6
		50	1943.5	1395.5
	東プラント→西プラント (方向b)	62.5	2429.4	1744.4
		75	2915.3	2093.3
		87.5	3401.1	2442.1
		100	3887.0	2791.0

※5～10月:冷熱融通制御    4月,11～翌3月:温熱融通制御

図 3-2 熱融通設定値

### 3.2.2. 各プラント特性の把握

各プラントの特性を把握するために、熱融通を行わず（Case A）、負荷熱量は実システムと同じとした場合に（Case  $\alpha$ ）、東プラントの熱源機効率を Case 1～4 に可変した結果を図 3-3 に示す。東プラントの年間プラント COP は Case A1  $\alpha$  では 1.573 と西プラント（1.586）と同等であったが、Case A2  $\alpha$  で 1.209、Case A3  $\alpha$  で 0.924、Case A4  $\alpha$  で 0.682 となり、両プラントの合計 COP は 1.580～0.989 であった。

また Case 2(機器効率 70%)で負荷を可変した Case A2  $\alpha$ 、A2  $\beta$ 、A2  $\gamma$  の結果を図 3-4 に示す。東プラントの負荷熱量を変更しても東プラントの年間 COP は 1.145～1.209 と大きく変わらなかった。システム内に蓄熱槽があるため、負荷が小さくなっても蓄熱槽があるため熱源機は部分負荷運転にならず、定格運転するためだと考えられる。

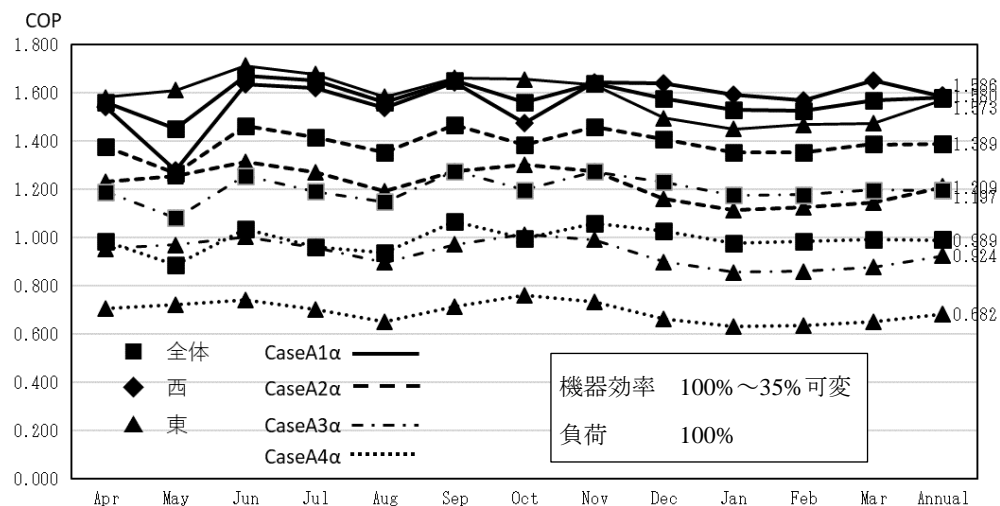


図 3-3 月別プラント COP (Case A1  $\alpha$ , A2  $\alpha$ , A3  $\alpha$ , A4  $\alpha$ )

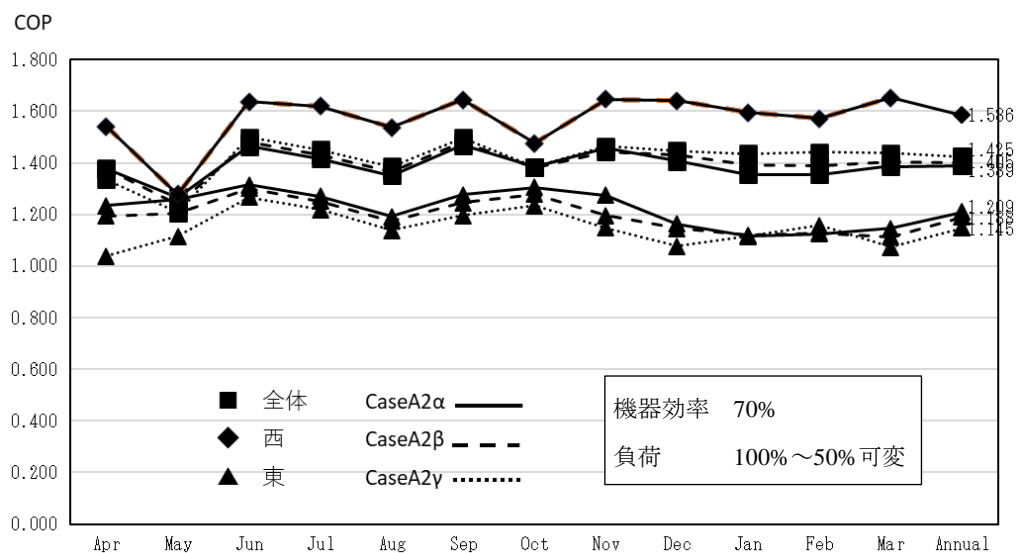


図 3-4 月別プラント COP (Case A2  $\alpha$ , A2  $\beta$ , A2  $\gamma$ )

#### 3.2.3. 熱融通実施時の結果

熱融通を行った場合の例として、Case 2β(機器効率 70%、負荷熱量 75%)における熱融通の有無の比較結果を図 3-5, 図 3-6 に、熱融通実施時の消費エネルギーを表 3-1 に示す。Case 2β では、効率の高い西プラントから東プラントへ熱融通が行われた。西プラントの効率は冷暖切り替え時期に西プラントが負担する負荷が増えることなどにより向上する。その結果、全体としては熱融通により各月 COP が 5.6%~14.2%向上し、年合計で 8.3%向上した。消費電力の割合は、主機 76.2%、河川水ポンプ 9.5%、冷温水ポンプ 14.0%、熱融通ポンプ 0.3%と熱融通ポンプの消費電力量は僅かであり、熱融通管からの熱ロスも僅かであった。熱源機別の COP の比較と各熱源機の負荷分担割合を図 3-7 に示す。機器の効率は熱融通の有無で大きく変わらないことが確認された。前述の通り、部分負荷を蓄熱槽からの放蓄熱で対応しているためと考えられる。熱源機別負荷分担割合は西プラントの各熱源機の負担熱量が増え、東プラントの冷熱では主に効率が高い熱回収機 (R3) とインバーターボ冷凍機 (R04) 以外の負担熱量が僅かになり、温熱でも R3 以外の負担熱量が少なくなった。

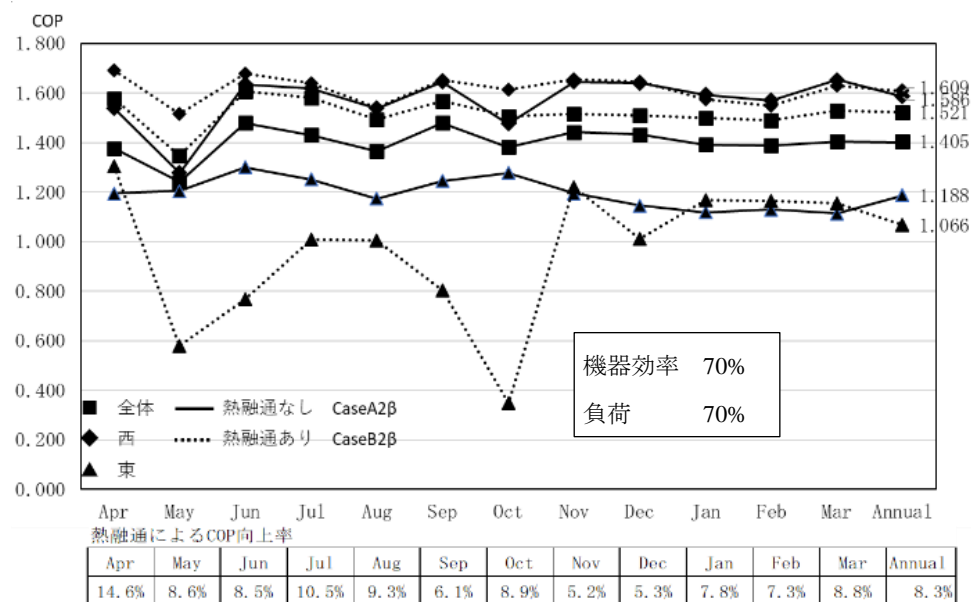


図 3-5 月別プラント COP (Case A2β, B2β)

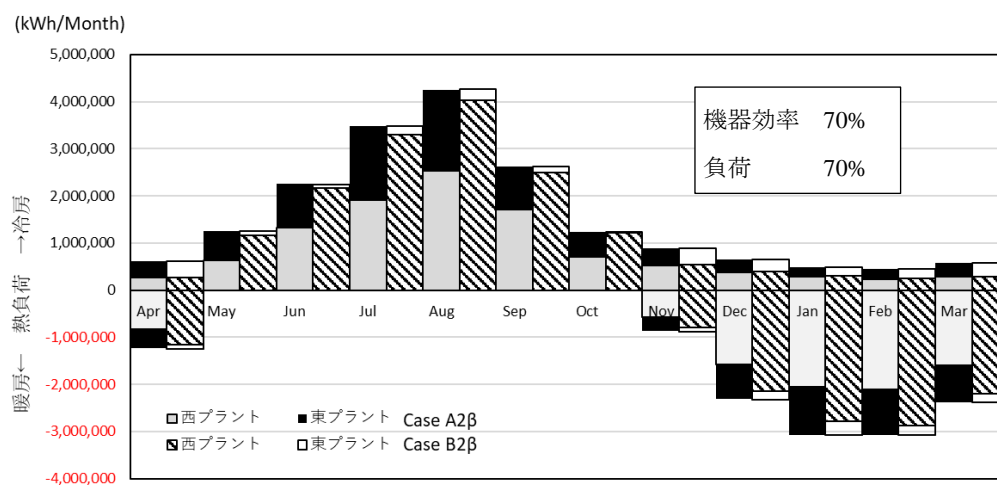


図 3-6 月別プラント製造熱量 (Case A2β, B2β)

第3章 熱融通による省エネルギーポテンシャルのケーススタディ

表3-1 熱融通実施時の消費エネルギー量

月積算エネルギー消費量[GJ]															
西地区															
	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	年間		
R-A01	0.0	342.9	482.4	694.5	898.2	558.3	325.7	45.4	1008.4	1137.8	1122.2	1016.7	7632.6		
R-A02	638.2	57.1	126.1	275.7	493.0	167.1	53.5	436.3	228.1	572.6	668.8	265.6	3982.2		
R-A03	78.6	175.9	259.1	349.1	426.8	303.5	180.3	149.1	96.7	62.0	47.3	65.0	2193.5		
R-A04	102.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	145.2	162.7	140.1	117.6	132.7	800.3		
R-A05	0.0	131.3	378.3	677.3	811.7	447.1	129.7	3.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2578.5		
西地区冷凍機動力合計	818.9	707.3	1245.9	1996.6	2629.7	1476.1	689.2	779.1	1495.9	1912.5	1955.9	1480.0	17187.1		
西地区1次側熱交換機放熱ポンプ	13.8	5.6	11.1	17.4	25.2	12.9	6.5	9.4	20.9	33.7	51.1	19.2	226.6		
西地区2次側熱交換機放熱ポンプ	87.7	53.2	80.7	113.6	143.4	92.7	57.1	79.1	149.0	178.1	182.6	143.9	1361.3		
西地区直達系冷凍機ポンプ	0.0	19.3	54.0	92.8	104.0	63.3	19.9	0.5	0.0	0.0	0.0	0.0	353.9		
西地区蓄熱系冷凍機ポンプ	65.8	47.5	68.6	99.3	128.4	79.2	46.8	63.0	122.9	147.2	152.1	120.3	1141.0		
西地区河川水ポンプ動力	66.4	86.5	146.5	223.7	279.3	169.2	85.1	65.7	157.0	206.5	222.1	163.7	1871.8		
西地区その他冷却ポンプ	0.0	26.9	36.4	45.0	49.8	41.0	28.4	0.0	16.2	10.4	9.4	11.8	275.3		
西地区搬送動力合計	233.7	239.0	397.3	591.8	730.1	458.3	243.8	217.8	466.0	576.0	617.2	458.9	5229.9		
西地区合計	1052.7	946.3	1643.1	2588.5	3359.8	1934.4	933.0	996.9	1961.9	2488.5	2573.1	1938.9	22416.9		
西地区搬送動力割合	0.22	0.25	0.24	0.23	0.22	0.24	0.26	0.22	0.24	0.23	0.24	0.24	0.23		
東地区															
	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	年間		
R-01	12.2	51.6	2.5	11.4	22.2	10.2	0.0	19.9	110.8	158.4	82.8	96.2	578.3		
R-02	19.5	11.3	0.0	0.9	1.0	1.8	0.0	54.4	22.8	10.0	4.2	5.4	131.2		
R-03	100.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	84.1	114.1	129.2	128.6	119.1	675.9		
R-04	154.7	53.7	52.7	123.6	181.4	99.6	11.6	157.8	107.2	61.7	68.3	116.6	1189.0		
R-05	0.7	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.7		
R-06	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		
東地区冷凍機動力合計	288.0	116.6	55.2	136.0	204.5	112.7	11.6	316.2	355.0	359.2	283.9	337.2	2576.1		
東地区1次側熱交換機放熱ポンプ	2.5	1.0	0.7	1.0	1.4	0.7	0.2	2.3	6.4	6.4	5.6	6.5	34.8		
東地区2次側熱交換機放熱ポンプ	38.1	7.2	6.0	13.2	17.0	8.5	3.0	38.0	39.8	45.3	39.7	43.6	299.4		
東地区直達系冷凍機ポンプ	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3		
東地区蓄熱系冷凍機ポンプ	26.1	10.2	4.1	9.3	12.5	8.1	1.1	27.7	32.0	31.2	25.6	31.1	219.1		
東地区河川水ポンプ動力	21.3	11.7	5.6	12.6	16.9	11.0	1.5	27.2	35.8	31.8	20.4	29.7	225.5		
東地区その他冷却ポンプ	11.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.7	23.2	15.2	14.3	25.5	91.8		
東地区搬送動力合計	99.9	30.1	16.3	36.1	47.8	28.5	5.7	97.0	137.4	130.0	105.7	136.3	870.9		
東地区合計	387.9	146.7	71.6	172.1	252.3	141.2	17.4	413.2	492.3	489.2	389.6	473.6	3447.0		
東地区搬送動力割合	0.26	0.21	0.23	0.21	0.19	0.20	0.33	0.23	0.28	0.27	0.27	0.29	0.25		
消費電力割合															
主機		河川水ポンプ		冷凍水ポンプ		熱融通ポンプ									
		76.2%		9.5%		14.0%		0.3%							
冷熱融通ポンプ動力	0.0	3.3	5.3	12.6	13.2	4.0	2.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	40.9		
温熱融通ポンプ動力	2.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.8	3.5	7.2	8.1	3.2	26.7		
各プラント性能															
	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	年間		
西-昼夜別ベース電力考慮SystemCOP	1.691	1.518	1.679	1.640	1.544	1.652	1.615	1.656	1.647	1.575	1.549	1.631	1.609		
西-月積算消費電力量（ベース電力除く）[GJ]	1052.6	946.3	1643.1	2588.5	3359.8	1934.3	933.0	996.9	1961.9	2488.5	2573.2	1938.9	22417.0		
西-月積算昼間消費電力量（ベース電力含む）[GJ]	399.2	304.8	782.0	1459.1	1990.6	995.7	309.4	297.0	963.8	1397.1	1553.1	954.0	11405.7		
西-月積算夜間消費電力量（ベース電力含む）[GJ]	723.4	713.8	931.2	1201.7	1441.6	1008.6	695.9	769.9	1070.4	1163.7	1087.7	1087.7	11865.1		
西-月積算入力負荷 [GJ]	3933.6	2209.1	4712.8	6797.8	8979.8	6055.3	2472.4	3896.6	6899.6	8221.9	8216.9	6615.3	69011.3		
西-月積算冷熱入力負荷 [GJ]	862.9	2209.1	4712.8	6797.8	8979.8	6055.3	2472.4	1821.7	1213.4	817.2	622.9	854.9	37420.4		
西-月積算温熱入力負荷 [GJ]	3070.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2074.9	5686.2	7404.7	7594.0	5760.4	31590.9		
西-月積算処理熱量 [GJ]	5128.6	4156.0	7794.5	11896.2	14503.2	8998.1	4360.3	9134.2	11068.4	11260.6	8945.1	101992.4			
西-月積算冷熱処理熱量 [GJ]	968.4	4156.0	7794.5	11896.2	14503.2	8998.1	4360.3	1917.7	1410.2	1066.5	880.6	1049.3	59009.9		
西-月積算温熱処理熱量 [GJ]	4160.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2829.6	7724.1	10001.9	10380.0	7895.7	42991.4		
西-ベース電力月積算消費電力量 [GJ]	70.0	72.3	70.0	72.3	72.3	70.0	72.3	70.0	72.3	72.3	67.7	72.3	853.8		
西地区機械室空調負荷 [GJ]	105.3	81.5	126.5	191.1	254.8	148.7	80.3	99.4	196.2	248.9	257.3	193.9	1983.9		
西-夜間電力比率（ベース電力考慮）	0.644	0.701	0.544	0.452	0.420	0.503	0.692	0.722	0.526	0.454	0.412	0.526	0.510		
東地区															
	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	年間		
東-昼夜別ベース電力考慮SystemCOP	1.306	0.580	0.769	1.008	1.007	0.804	0.348	1.221	1.012	1.170	1.165	1.155	1.067		
東-月積算消費電力量（ベース電力除く）[GJ]	387.9	146.7	71.6	172.1	252.3	141.2	17.4	413.2	492.3	489.2	389.6	473.6	3447.1		
東-月積算昼間消費電力量（ベース電力含む）[GJ]	99.9	77.9	47.4	57.4	66.6	53.1	44.5	125.9	141.3	110.8	87.2	150.8	1062.9		
東-月積算夜間消費電力量（ベース電力含む）[GJ]	357.9	141.2	94.2	187.0	258.0	158.0	45.2	357.3	423.3	450.8	370.0	395.1	3238.0		
東-月積算入力負荷 [GJ]	2657.6	2215.4	3268.3	5571.8	6086.6	3258.0	1914.5	2313.6	3543.0	4318.5	4187.7	3795.9	43130.8		
東-月積算冷熱入力負荷 [GJ]	1210.3	2215.4	3268.3	5571.8	6086.6	3258.0	1914.5	1233.1	877.6	630.1	696.6	962.9	27925.2		
東-月積算温熱入力負荷 [GJ]	1447.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1080.4	2665.4	3688.4	3491.0	2833.1	15205.7		
東-月積算処理熱量 [GJ]	1590.1	345.2	289.3	651.0	862.6	450.1	83.9	1575.7	1539.7	1760.8	1424.5	1694.0	12266.9		
東-月積算冷熱処理熱量 [GJ]	1230.9	345.2	289.3	651.0	862.6	450.1	83.9	1255.8	916.5	673.3	729.2	999.0	8486.8		
東-月積算温熱処理熱量 [GJ]	359.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	319.9	623.2	1087.5	695.3	695.0	3780.1		
東-ベース電力月積算消費電力量 [GJ]	70.0	72.3	70.0	72.3	72.3	70.0	72.3	70.0	72.3	72.3	67.7	72.3	853.8		
東地区機械室空調負荷 [GJ]	23.2	9.3	1.9	4.8	7.1	4.1	0.6	25.5	38.5	42.8	32.1	35.7	225.6		
東-夜間電力比率（ベース電力考慮）	0.782	0.645	0.665	0.765	0.795	0.748	0.504	0.740	0.750	0.803	0.809	0.724	0.753		
両地区															
	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	年間		
両-昼夜別ベース電力考慮SystemCOP	1.578	1.348	1.606	1.581	1.493	1.570	1.506	1.517	1.508	1.500	1.490	1.528	1.522		
両-月積算消費電力量（ベース電力除く）[GJ]	1442.4	1096.2	1719.8	2773.0	3625.1	2079.4	952.8	1412.9	2457.7	2984.8	2970.6	2415.5	25930.3		
両-月積算昼間消費電力量（ベース電力含む）[GJ]	500.8	385.7	834.2	1528.2	2069.0	1052.3	355.9	425.4	1108.1	1514.4	1647.7	1107.4	12529.1		
両-月積算夜間消費電力量（ベース電力含む）[GJ]	1081.6	855.2	1025.6	1389.4	1708.8	1167.0	741.5	1127.5	1494.2	1615.1	1458.3	1452.8	15108.8		
両-月積算入力負荷 [GJ]	6591.5	4424.5	7981.2	12369.5	15066.5	9313.2	4387.0	6210.2	10442.5	12540.3	12404.7	10411.2	112124.3		
両-月積算冷熱入力負荷 [GJ]	2073.2	4424.5	7981.2	12369.5	15066.5	9313.2	4387.0	3054.8	2090.9	1447.3	1319.6	1817.8	65345.5		
両-月積算温熱入力負荷 [GJ]	4518.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3155.4	8351.6	11093.1	11085.1	8593.5	46796.6		
両-月積算処理熱量 [GJ]	6718.6	4501.2	8083.8	12547.2	15365.7	9448.3	4444.2	6323.0	10674.0	12829.2	12685.1	10639.1	114259.4		
両-月積算冷熱処理熱量 [GJ]	2199.3	4501.2	8083.8	12547.2	15365.7	9448.3	4444.2	3173.5	3236.7	1739.8	1609.7	2048.3	67487.7		
両-月積算温熱処理熱量 [GJ]	4519.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3149.5	8347.3	11089.4	11075.4	8590.7	46711.6		
両-ベース電力月積算消費電力量 [GJ]	140.0	144.6	140.0	144.6	144.6	140.0	144.6	140.0	144.6	144.6	135.3	144.6	1707.6		
両地区機械室空調負荷 [GJ]	128.5	90.8	128.4	196.0	261.9	152.8	80.9	124.9	234.7	291.6	289.4	229.6	2209.5		
両-夜間電力比率（ベース電力考慮）	0.68	0.69	0.65	0.48	0.45	0.53	0.68	0.73	0.57	0.52	0.47	0.57	0.547		
冷熱融通量合計 [GJ]	0.00	2244.41	2972.34	4916.62	5271.47	2803.14	1826.58	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	20034.6		
温熱融通量合計 [GJ]	1087.38	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	804.98	2035.87	2714.69	2790.61	2130.79			



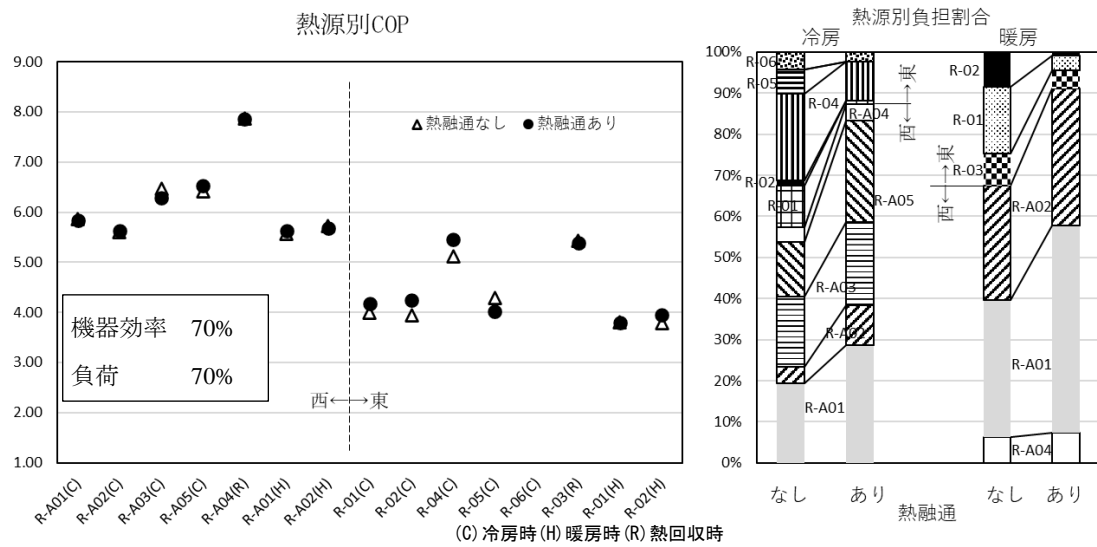


図 3-6 熱源機効率と負荷分担割合 (Case A2 $\beta$ , Case B2 $\beta$ )

各ケースのプラント COP と熱融通および熱融通による効率向上率を表 3-2 にまとめて示す。プラント間効率差が少ない Case 1 では負荷条件を変更しても熱融通によるプラント全体の COP 向上率は 2.1%~2.3%と大きくない。前述した通り、東プラントは負荷を変動させても効率の変化が小さいためだと考えられる。なお、熱融通による搬送動力の増加は全体の消費エネルギーの約 0.1%と僅かであった。

Case 2~Case 4 の各ケースでは、東プラントの効率が低いため、効率差が大きいほど西プラントから東プラントへの熱融通による効率向上が大きくなった。各ケース内では熱の受け入れ側の熱負荷が大きいほど効率向上率が大きくなった。図 3-7 に示す通り熱の受け入れ側の熱負荷が小さくなると受け入れ可能な熱融通量が小さくなるためである。

表 3-2 各ケースにおけるプラント COP と COP 向上率

熱源機 効率	負荷熱量	熱融通なし (Case A)			熱融通あり (Case B)			COP 向上率
		西+東	西	東	西+東	西	東	
Case 1	Case $\alpha$	1.580	1.586	1.573	1.613	1.612	1.620	2.1%
	Case $\beta$	1.566	1.586	1.535	1.601	1.611	1.587	2.3%
	Case $\gamma$	1.547	1.586	1.461	1.581	1.601	1.545	2.2%
Case 2	Case $\alpha$	1.389	1.586	1.209	1.520	1.612	1.142	9.4%
	Case $\beta$	1.405	1.586	1.188	1.521	1.609	1.066	8.3%
	Case $\gamma$	1.425	1.586	1.145	1.520	1.606	0.675	6.7%
Case 3	Case $\alpha$	1.197	1.586	0.924	1.461	1.608	0.881	22.1%
	Case $\beta$	1.235	1.586	0.912	1.484	1.605	0.808	20.1%
	Case $\gamma$	1.288	1.586	0.888	1.491	1.605	0.675	15.8%
Case 4	Case $\alpha$	0.989	1.586	0.682	1.388	1.607	0.673	40.3%
	Case $\beta$	1.045	1.586	0.676	1.431	1.604	0.609	36.9%
	Case $\gamma$	1.125	1.586	0.663	1.465	1.602	0.520	30.3%

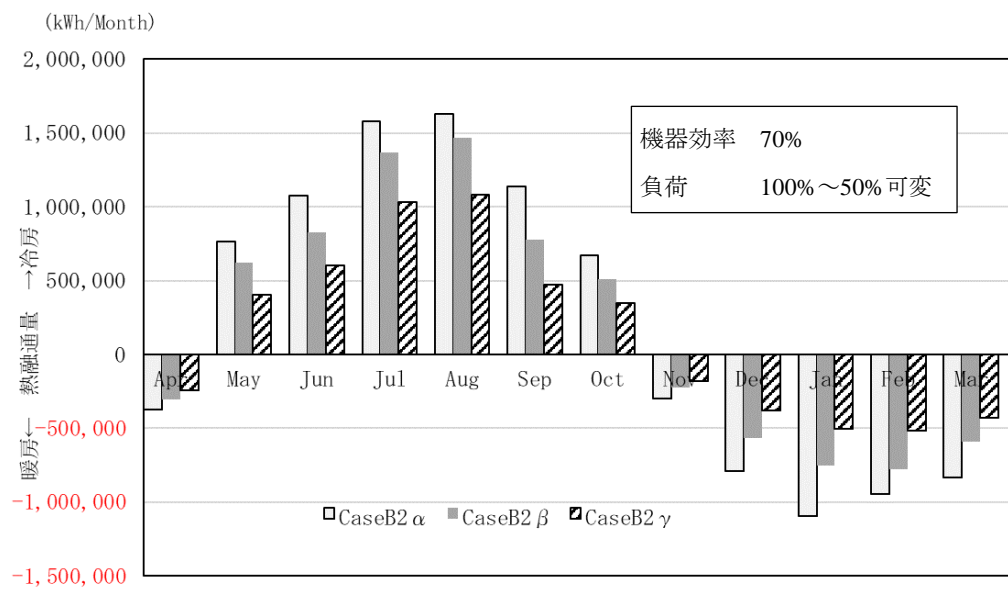


図 3-7 月別融通熱量 (Case B2 α, B2 β, B2 γ)

### 3.3. プラント間で用途が異なり負荷パターンに差がある場合のケーススタディ

#### 3.3.1. 検討ケース

用途が異なる建物間で熱融通をした場合、負荷パターンが異なるため互いに補完し、熱融通による効果が大きくなる可能性がある。そこで、異なる用途の建物間の熱融通をした場合を想定して、西プラントの負荷パターンを実際の負荷とは異なるパターンに変更し熱融通のポテンシャルについてケーススタディした（図3-9）。対象とする負荷パターンは、事務所と比べ運用時間や温熱比率が異なること、セントラル熱源を用いることが多く地域冷暖房システムの顧客となり得ることと、今回の対象地区に含まれる用途（事務所、ホール、商業施設、博物館、ホテル）以外であることから、病院の負荷パターンを用いることにし、西地区の負荷に置き換えて検討することとした。

西地区の負荷パターンは、西地区の元々のパターン（事務所）と、近隣にある病院（400床、2015年竣工）の実際のデータを用いた。機器の選定は最大負荷に基づくことが多いため、西地区の年間最大負荷値を、病院の年間最大負荷値で除した値を西地区の熱負荷に乗じて熱負荷パターンを作成し、最大負荷値を合わせた負荷パターンを作成した。また、東プラントの熱源機効率も変化させるケースも同時に検討した。なお、西地区の熱負荷パターンが事務所の場合は表3-1のCase αと同じ場合である。

図3-10、図3-11に代表日の負荷を示す。病院の熱負荷データは30分単位のデータであるため、その間を直線補間してシミュレーションの入力データ（1分データ）を作成した。最大負荷発生日が異なるため、最大負荷に差異がある。病院は年間を通じて冷熱、温熱負荷が発生しており、夜間は事務所主体の西プラントに比べ大きな熱負荷が生じていた。図3-12に各建物の月間熱負荷量を示す。病院の7月～8月、冬季の熱負荷総量は事務所に比べ空調運転時間が長いと考えられるため大きい。

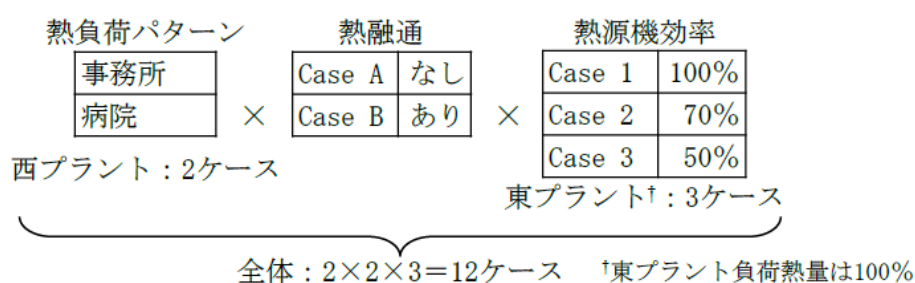


図3-8 用途別検討ケース

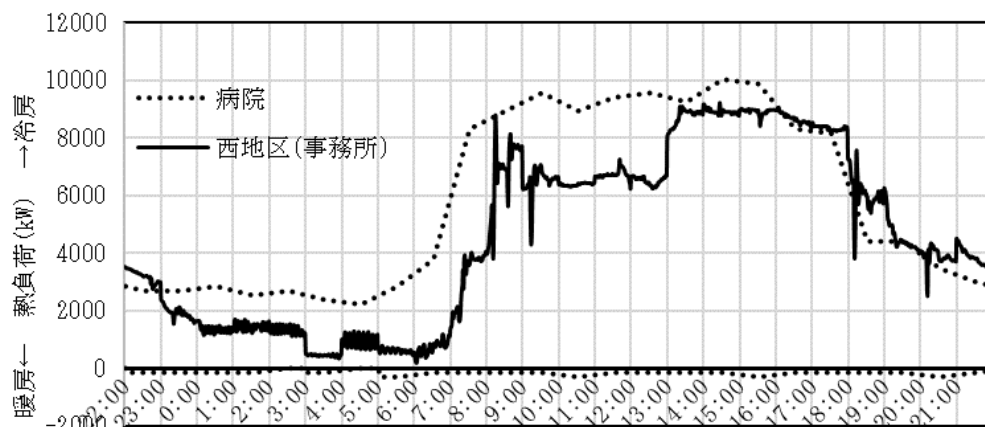


図 3-10 夏季代表日負荷

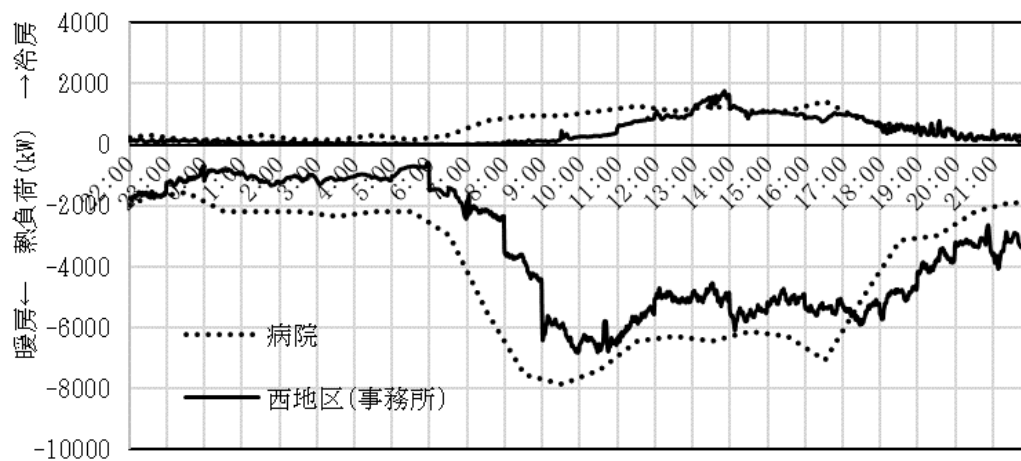


図 3-11 冬季代表日負荷

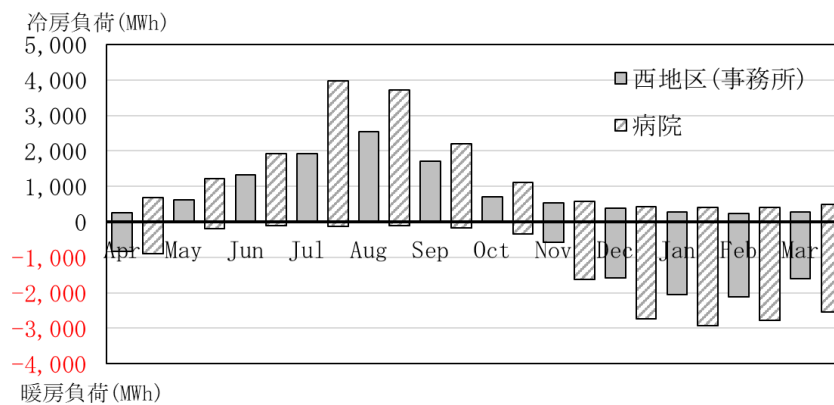


図 3-12 月別熱負荷量

### 3.3.2. 用途別各プラント特性の把握

前節と同様にプラント単体の特性を見るために熱融通を行わない結果を図 3-12 に示す。夏期、冬期は効率に大きな差はないが、事務所の場合中間期に効率がやや低下する傾向にある。暖房負荷がそれほど大きくなく、冷房負荷が非常に小さいためと考えられる。このような傾向から、熱交換機の稼働時間を長くし、熱交換により片側に負荷をかけることで非常に小さな負荷での運転を回避することで、全体の効率が向上すると考えられる。

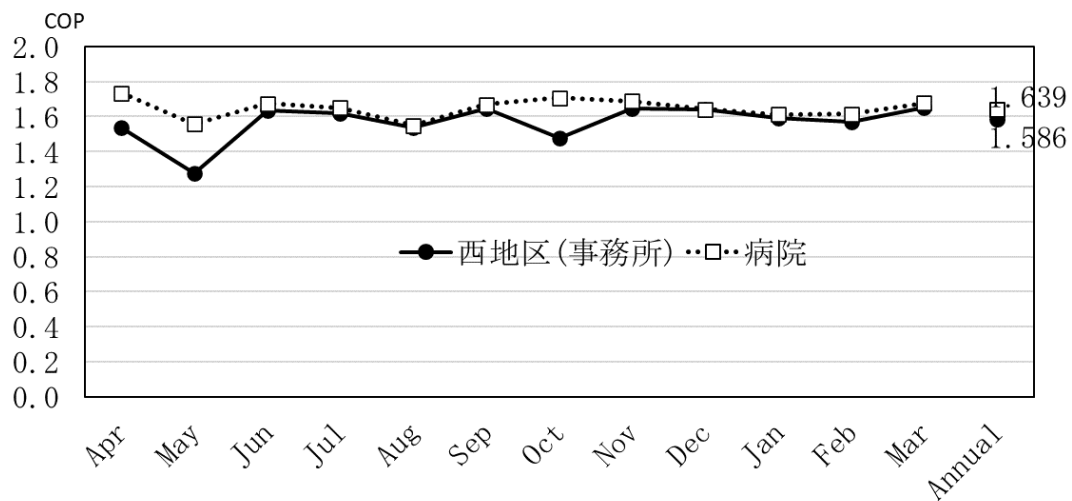


図 3-12 用途別の西プラント COP

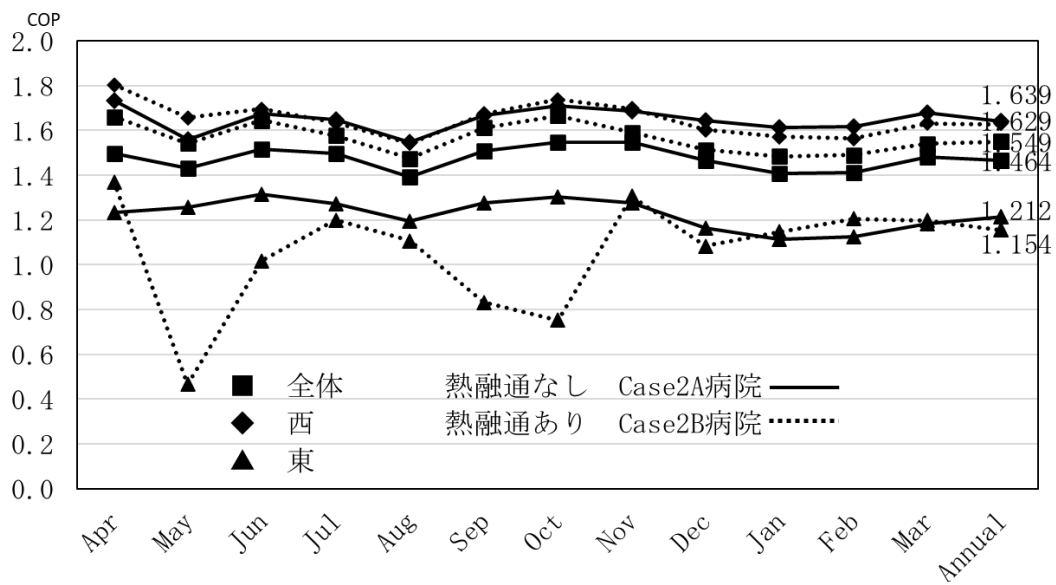
### 3.3.3. 熱融通実施時の結果

表 3-3 に、東プラントの熱源機効率と西プラントの負荷パターンが変化した場合における、熱融通による効率改善効果をまとめた。いずれの場合も熱融通によりプラントの COP の値は向上するが、改善率は西プラントの負荷パターンが事務所の場合より、病院の場合の方が低くなった。その一方で COP の絶対値は病院の場合の方が高い結果が得られた。もともと病院の暖房負荷が大きく、夏季に暖房負荷が発生するため、熱回収機が有効に稼働している時間が長かったためと考えられる。

例として、西プラントの熱負荷が病院で東プラントの熱源機効率が 70% のケースの熱融通有無比較結果を図 3-13、図 3-14 に示す。熱融通をすることで、効率の高い西プラントから東プラントへ行われ、プラント毎で見ると双方のプラントとも効率は低下するが、効率の高い西プラントの分担割合が増加し、東西全体の COP は熱融通により向上する結果が確認された。

表 3-3 各ケースにおけるプラント COP と向上率

熱源機効率 (東)	負荷 パターン(西)	熱融通なし(Case A)			熱融通あり(Case B)			向上率
		西+東	西	東	西+東	西	東	
Case 1	事務所	1.580	1.586	1.573	1.613	1.612	1.620	2.1%
	病院	1.618	1.639	1.573	1.643	1.657	1.618	1.5%
Case 2	事務所	1.389	1.586	1.209	1.520	1.612	1.142	9.4%
	病院	1.464	1.639	1.209	1.549	1.629	1.154	5.8%
Case 3	事務所	1.197	1.586	0.924	1.461	1.608	0.881	22.1%
	病院	1.301	1.639	0.924	1.495	1.623	0.881	14.9%



熱融通による効率向上率 (%)

Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Jan	Feb	Mar	Annual
7.8	8.3	5.3	5.8	6.8	7.6	3.0	3.4	5.5	5.6	4.1	5.8	5.8

図 3-13 熱融通の有無による COP 比較 (Case2A 病院、2B 病院)

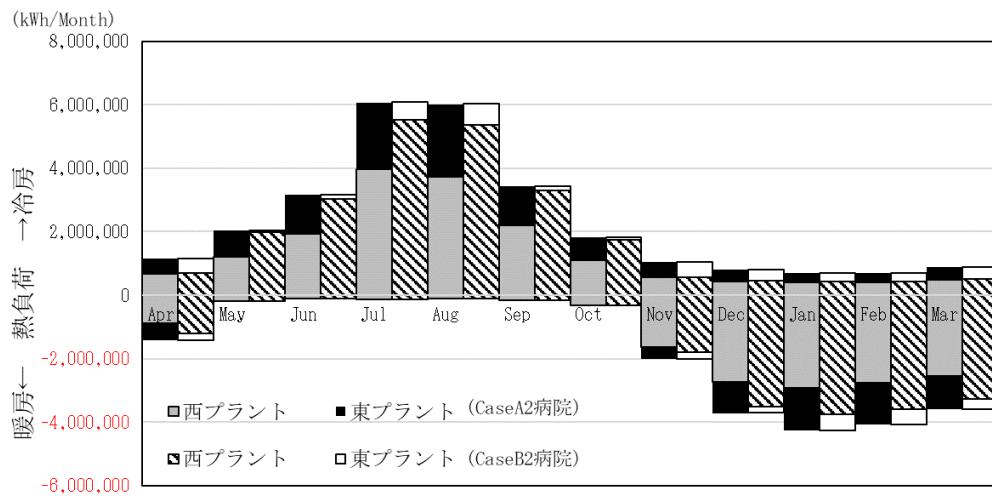


図 3-14 熱融通の有無による製造熱量比較



### 3.4. 小括

本章ではシミュレーションを使用して地域冷暖房システムにおけるプラント間で効果的な熱融通を行える条件について検討した。竣工年度が大きく異なる場合など、プラント間で熱源機の効率に差がある場合、効率の高いプラントから効率の低いプラントに熱融通を行うと効率が向上することが確認された。また、建物の用途（負荷パターン）が異なる場合は適切に片側のプラントに負荷を集約することでより熱回収ヒートポンプ機等の高効率な運転が可能であることが確認された。蓄熱槽を有するシステムで熱融通を行うことで、効率の悪い部分負荷運転を回避し、熱回収機やインバータターボ冷凍機といったより高効率な熱源機の運転割合を簡単に増加可能であり、全体プラント COP 向上が実現可能であることが示された。なお、熱融通による搬送動力の増加はわずか 0.1% であることから、高効率熱源機の活用のメリットが得られたと考えられる。更に、熱源機の故障や需要家の用途変更等による負荷変動に対しても対応可能範囲が拡大するため、地域冷暖房システムの供給信頼性向上にも寄与しうると考えられる。

蓄熱槽を有する地域冷暖房システムにおけるプラント間熱融通は、更にプラントが増設される場合についても同様に地区全体で高効率な熱源を選択することで対応することが可能であると考ええるが、蓄熱槽等がなく部分負荷特性が悪いプラントと熱融通した場合については対応方法を考慮する必要がある。

#### 参考文献

- [3-1] 崔錦丹, 吉田聡, 佐土原聡, 既成市街地における建物間熱融通の導入効果のポテンシャル把握, 日本建築学会環境系論文集, 2013, 78 巻, 684 号, pp. 213-222
- [3-2] 永井猛, 荒木和路, 生田雄一, スマートヒートグリッドの概念とその導入効果に関する研究, 都市計画論文集, 2014, 49 巻, 3 号, pp.627-632
- [3-3] 矢崎淳史, 佐々木邦治, 古田島雄太, 安田健一, 前田幸輝, 福井雅英, 都市型地域冷暖房の省エネルギー手法に関する研究 高効率インバータ冷凍機の運転条件とシステム COP の関係について, 空気調和・衛生工学会大会学術講演論文集, 2018.9, pp.93-96
- [3-4] 橋達大輔, 中島裕輔, DHC 地区における地区間熱融通及び設備更新の併用による省エネルギー性検証, 日本建築学会環境系論文集, 2016 年 81 巻 719 号, pp.123-131
- [3-5] 中川一平, 田中洋一, 奥宮正哉, 建物間エネルギー融通の導入可能性に関する研究 電力融通導入効果の検討, 空気調和・衛生工学会大会 学術講演論文集 2008.8, pp173-176
- [3-6] 小林哲哉, 雨宮聖, 星田敏博, 奥宮正哉, 熱エネルギーの相互融通を行う面的熱源システムの運用に関する研究第 1 報シミュレーション手法と基礎的ケーススタディ, 空気調和・衛生工学会論文集,(183) 2012.7, pp37-46
- [3-7] 加用現空, 大岡龍三, 遺伝的アルゴリズムを用いた建物間熱融通に関する最適計画モデルの開発, 日本建築学会環境系論文集 76 (662), 2011, pp.419-424
- [3-8] 池田伸太郎, 大岡龍三, 地域エネルギーシステムの最適化における学習的探索手法と機械学習の複合アルゴリズムの開発, 空気調和・衛生工学会 論文集,(241), 2017.4, pp.11-20
- [3-9] Guelpa, Elisa; Verda and Vittorio. Thermal energy storage in district heating and cooling systems: A review. Applied Energy, 2019, 252: 113474.
- [3-10] Pierluigi Mancarella, MES (multi-energy systems): An overview of concepts and evaluation models, Energy, Volume 65, 2014, pp.1-17.
- [3-11] Jona Maurer, Nicolai Tschuch, Stefan Krebs, Kankar Bhattacharya, Claudio Cañizares and Sören Hohmann, Toward transactive control of coupled electric power and district heating networks, Applied Energy, Volume 332, 2023, 120460,

## 第4章

# 熱融通マトリクスの提案

### 4.1. 本章の背景と目的

地域冷暖房は地区の開発とともに設置されるが、地区の建物の竣工時期に大きな差がある場合もあり、それに伴って個々の建物への熱供給開始年度も大きく異なることが考えられる。また、新たに建設される建物が地域冷暖房の需要家になるかどうかは地区開発当初には確定していない場合もあるため、将来の建物の加入を見越して大きなプラント装置容量やそれに合わせた制御方法を設計し、構築しても、投資回収できるか不明であり、また技術革新等により機器効率も向上する可能性があることから、先行投資の判断が非常に難しい。したがって近年では、地区の開発状況や需要家の加入状況に応じて順次、プラントが増設される例が多くなってきている。

地域冷暖房プラントはその地区に応じた一品生産の複雑なシステムになることが多いため、その制御システムもその時点に応じて構築され、運転も自動運転ではなく運転員の手動操作によるところが多いのが実状である。また、制御システムはソフトウェアのアップデートサイクルが短く、地域冷暖房プラントの竣工年度にさほど差がない場合でもソフトウェアが異なっている場合が多い。

本研究で対象としている複数の地域冷暖房プラントにおいても東プラント建設時には西地区建物の地域冷暖房加入が決まっていなかった。当時、東プラントの配管ルート、熱源システム、制御システムなどは増設対応可能なように構築されたが、西プラント建設時に東・西の両プラントの制御システムを統合するためには東プラントの大きな改修が必要な状況となった。このように計画から竣工、地区の拡大までに時間を要する事例はしばしば発生する。結果として、対象施設では、東プラント、西プラントそれぞれで完結した制御とし、各プラント内では極力自動運転を行い、プラント間熱融通は連係ポンプとバルブを用い、運転員により入力された設定値と方向に従い制御する方式が採用された。そのため運転員が時刻毎に熱融通方向や量を判断することをサポートするツールが必要とされた。

そこで、本章では実システムへの実装を前提に、地域冷暖房プラントの運用管理者が熱融通の有無や関連する制御設定値を判断・決定し、それらの値を制御システムに手動で入力できるように熱融通マトリクスを提案・作成することを目的とした。まず、構築したシミュレーションプログラムを用いて、熱融通設定値に関するケーススタディを事前に行った。その結果を、運用管理者が状況に応じて適切な制御入力値を選択できるようなマトリクスの形式に整理した。

#### 4.2. 熱融通制御方法とケーススタディ設定

熱融通設定値については、第2章で述べた単独運転のみを行うモード $\alpha$ 、熱融通運転のみを行うモード $\beta$ 、これらを組み合わせたモード $\alpha+\beta$ の3パターン、熱融通方向が西プラント→東プラント（以降方向a）、東プラント→西プラント（以降方向b）の2パターン、熱融通設定値は熱融通ポンプの定格流量から決まる最大熱融通量を100%として12.5%, 25%, 37.5%, 50%, 62.5%, 75%, 87.5%, 100%の8パターンを想定し、合計で48パターンの中から選択するものとした（図4-1）。また、熱融通設定値は手動で入力する運用となっているため、実負荷に応じて頻繁に変更することが難しい。運用管理者の作業量を考慮し、本研究では平日設定（月～金）と週末設定（土日）の二設定とし、日曜の夜に平日設定値を入力し、金曜の夜に週末設定値を入力することにした。なお、1日の単位は蓄熱開始時刻の22:00から翌日の22:00までとした。

対象プラントは蓄熱槽を有するため、負荷を予測して蓄熱槽内の熱を有効に利用できるように熱融通設定値を決めることが望ましいが、実際には事前に負荷はわからないため、負荷予測方法について表4-1に示す各ケースを設定し検討した。ケース1は当該週の負荷データを用いて最適設定値を選択（負荷予測が100%的中）する場合。ケース2は前週（平日、週末）の負荷における最適設定値を当該週の熱融通設定値として用いる場合。ケース3は2013年～2015年度(直前3年間)の月毎に、平日・週末それぞれ同じ設定値を用い、月単位で最も高効率であった設定値を用いる場合とした。各検討ケースの最適設定値は図4-1の48パターンを全探索し、最も効率の高いものとした。

なお、季節毎の熱融通に関して、夏期は冷熱融通のみ、冬期は温熱融通のみとした。冬期では温熱以外にも冷熱の融通が考えられるが、冷熱融通は一方のプラントの必要処理冷熱量が極端に小さくなることで、そのプラントにある熱回収ヒートポンプの処理冷熱量が過少となり運転の障害となる可能性があったため今回は行わないものとした。

第 4 章 熱融通マトリクスの提案

熱融通モード (3パターン)	熱融通方向 (2パターン)	熱融通設定値 (8パターン)		
		設定値[%]	冷熱融通量[kW]	温熱融通量[kW]
<div> <div>モードαのみで熱融通制御を行う</div> <div>モードβのみで熱融通制御を行う</div> <div>モードα+βで熱融通制御を行う</div> </div>	西プラント→東プラント (方向a)	12.5	485.9	348.9
		25	971.8	697.8
		37.5	1457.6	1046.6
		50	1943.5	1395.5
	東プラント→西プラント (方向b)	62.5	2429.4	1744.4
		75	2915.3	2093.3
		87.5	3401.1	2442.1
		100	3887.0	2791.0

※5～10月:冷熱融通制御    4月,11～翌3月:温熱融通制御

図 4-1 熱融通設定値

表 4-1 熱融通値変更パターン

ケース 1	平日・休日の各最終日 22:00 に、次の期間の熱負荷(平日 5 日間もしくは休日 2 日間の熱負荷)を基に最適な熱融通制御を選択する
ケース 2	平日・休日の各最終日 22:00 に、直前の期間の熱負荷(次の期間が平日ならば直前の 1 週間の平日 5 日間、次の期間が休日ならば直前の 1 週間の休日 2 日間の熱負荷)を基に最適な熱融通制御を選択する
ケース 3	各月の平日・休日毎に、予め選択した省エネルギー効果の期待値が高い制御に固定する

#### 4.3. 熱融通制御のシミュレーション結果の確認

まず、熱融通制御のシミュレーションが適切になされているか確認するために、夏期・冬期代表日を対象に分析を行った。夏期代表日として融通方向 a（西プラント→東プラント）、熱融通設定値 50% の時のモード  $\alpha$ （単独運転による熱融通のみ実行）及びモード  $\beta$ （連係運転による熱融通のみ実行）を実施した時の供給冷水温度及び供給差圧のトレンドを図 4-2 に示す。

各モードともに熱融通の ON/OFF 前後で一時的に変動はあるものの、各機器の PI 制御により安定した供給状態を実現できていることが確認できる。また、モード  $\alpha$  では、熱融通時に熱融通供給側の熱交換器の台数ハンチングが起きたことで多少供給差圧に変動が見られるが、直後に PI 制御により既定の供給差圧値に制御できていることが確認された。

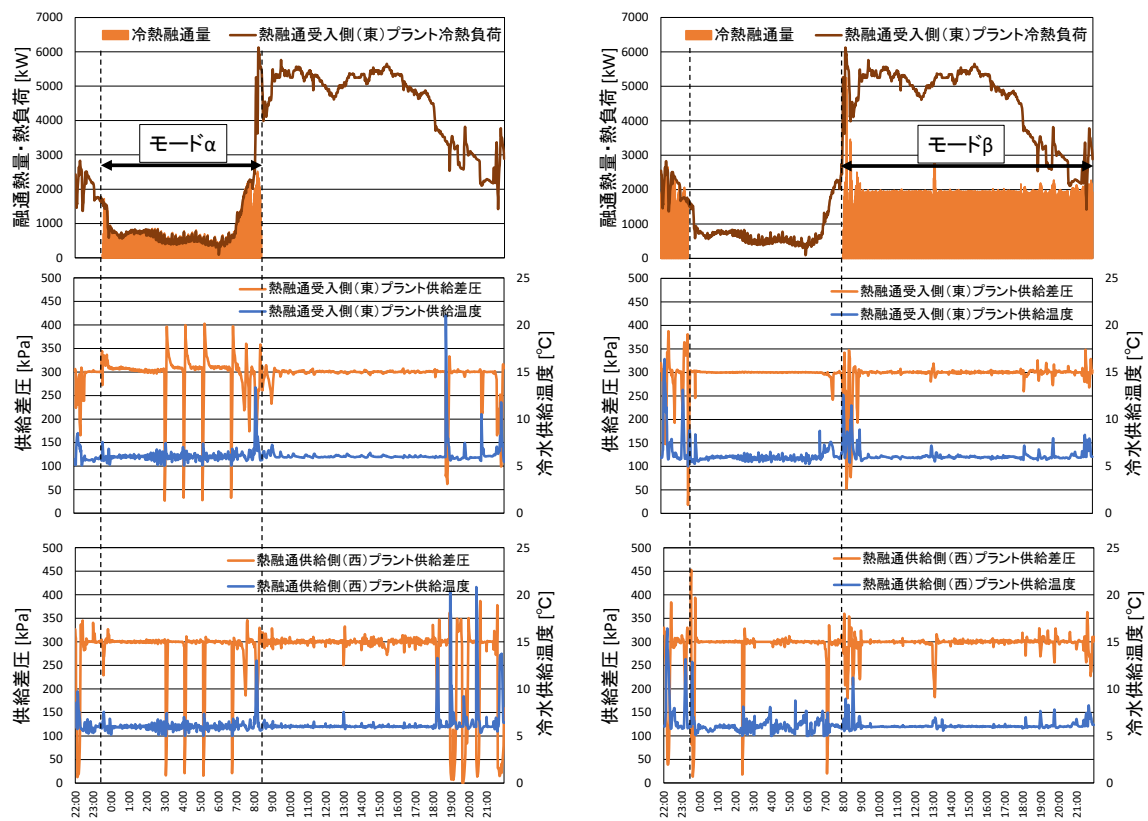


図 4-2 夏期代表日冷熱融通時の冷水系統供給状態トレンド  
(左：モード  $\alpha$  右：モード  $\beta$ )

次に冬期代表日の、融通方向 a（西プラント→東プラント）、熱融通設定値 50%の時のモード  $\alpha$  及びモード  $\beta$  を行った時の供給温水温度及び供給差圧のトレンドを図 4-3 に示す。モード  $\alpha$  の熱融通停止後及びモード  $\beta$  の熱融通の ON/OFF 前後で供給差圧に多少の変動が見られるものの、各機器の PI 制御により供給差圧・温水供給温度ともに設定値に制御されていることが確認された。

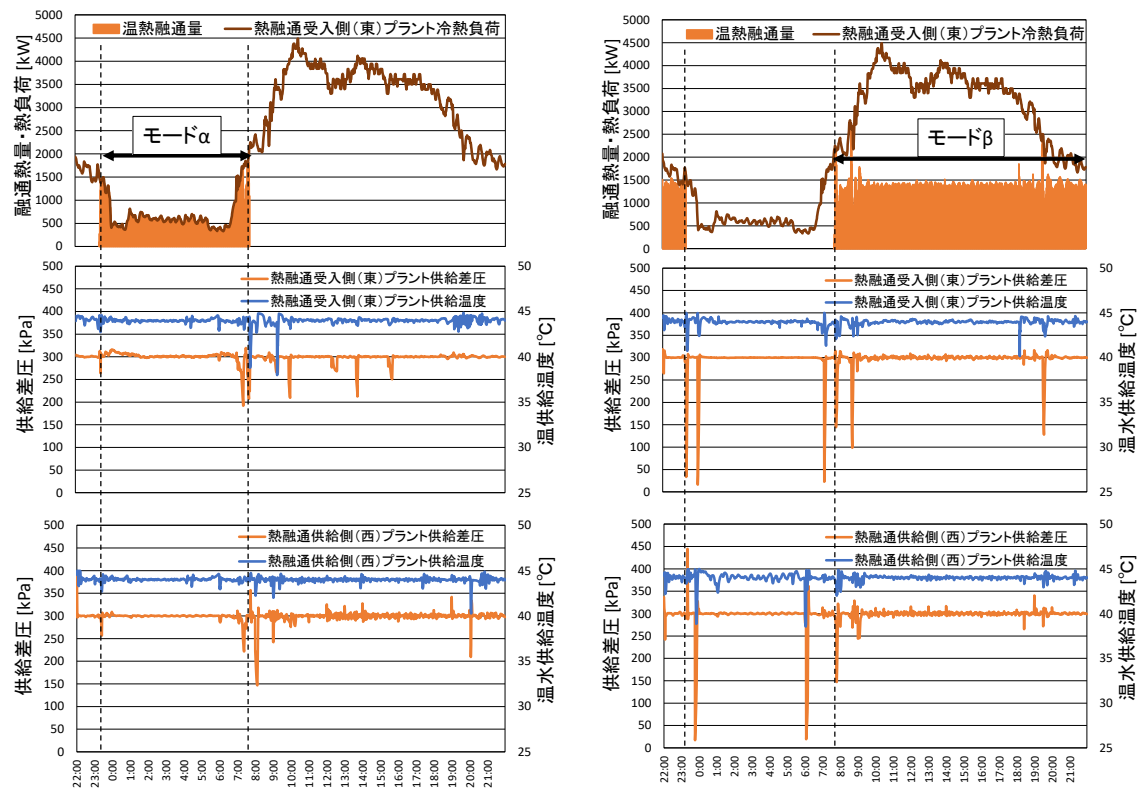


図 4-3 冬期代表日冷熱融通時の冷水系統供給状態トレンド  
(左：モード  $\alpha$  右：モード  $\beta$ )

図 4-4 に、夏期代表週の平日 5 日間を対象に、熱融通方向 a, 制御モード  $\alpha$ 、熱融通設定値 62.5%とした時の受入側の熱負荷を示す。制御モード  $\alpha$  では、設置値以下の熱量を融通することになっているが、想定通りの制御になっていることが確認された。

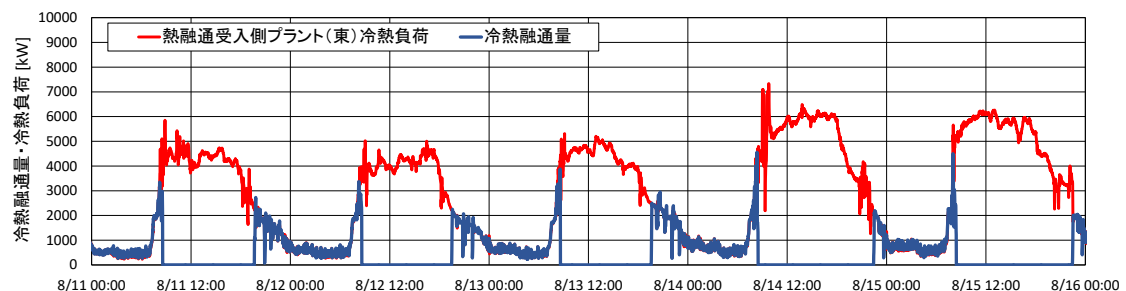


図 4-4 夏期代表週の熱融通受け側プラント熱負荷



#### 4.4. 熱融通シミュレーション結果と考察

##### 4.4.1. 熱融通に伴う搬送動力熱ロス

2015 年度の入力データによる各ケース及び非熱融通時の結果を表 4-2 に示す。各ケースとも年間の熱融通量は約 19,000 GJ～21,000 GJ で両プラントの年間処理熱量の合計（約 129,000GJ）の約 15%を占めている。熱融通管からの年間熱損失は合計約 50 GJ で、熱融通量全体の約 0.25%、年間処理量の約 0.04%であった。ここでは、熱融通を行った時間帯のみ熱融通管からの熱損失を計算するため、熱融通が行われない時間帯の熱融通管に残存する冷温水の熱損失は考慮されていない。また熱融通ポンプの動力は年間で約 30 GJ であり、両プラント全体の年間エネルギー消費量の約 0.1%であった。対象プラントの場合、熱融通管の距離が比較的短かったため、熱融通ポンプの動力の増加や熱融通管からの熱損失がプラント全体のエネルギー効率に与える影響は小さいことが確認された。また、前週、月平均から熱融通設定値を算出するケース 2、ケース 3 では気象変化が大きい場合などは、熱融通を行うと効果がマイナスになる場合がある。

## 第4章 熱融通マトリクスの提案

表 4-2 各ケースにおける月別運転計算結果

(a) 非熱融通時													
	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	合計
西プラント処理熱量 [GJ]	4012.5	2263.5	4788.4	6894.4	9117.8	6140.7	2520.1	3953.7	7048.8	8405.1	8403.3	6758	70306.3
東プラント処理熱量 [GJ]	3595.3	2986.3	4402.8	7493.6	8188.5	4384.6	2577.4	3129.5	4816.7	5883.4	5702.1	5157.1	58317.2
昼間エネルギー消費量合計 [GJ]	639.1	329.8	749.1	1517	2061.2	937.2	255	499.8	959.9	1533.6	1615.4	1018.2	12115.3
夜間エネルギー消費量合計 [GJ]	1041.6	1025.1	1297.1	1708.3	2030.4	1428.1	969.9	1104.7	1821	1893.5	1760.3	1749	17829.1
熱融通量合計 [GJ]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
熱融通管からの熱損失 [GJ]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
熱融通ポンプ動力 [GJ]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
非熱融通時比省エネルギー量 [GJ]	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
非熱融通時比 システム COP 向上率 [%]	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

(b) ケース 1													
	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	合計
西プラント処理熱量 [GJ]	5159.1	2126.2	6088.9	7183.9	9369.2	6068	1606.1	4701.7	8182.6	10020.3	10911	7974.5	79391.4
東プラント処理熱量 [GJ]	2450.1	3109.8	3073.5	7191.5	7934	4444.3	3467.7	2388.3	3681.3	4268.8	3195.8	3943.8	49148.8
昼間エネルギー消費量合計 [GJ]	573.4	436.6	914	1703.8	2124.1	1125.2	427.8	504.5	1059.3	1584	1650.3	1071.8	13174.9
夜間エネルギー消費量合計 [GJ]	1090.7	877.7	1092.3	1480.3	1916.5	1200.5	743.5	1090.9	1663.6	1771.1	1659.6	1660.1	16246.8
熱融通量合計 [GJ]	1170.6	1750.4	1976.7	2921.4	2780.2	1921.4	2001.2	764.3	1105.5	1736.3	2446	1185.1	21759
熱融通管からの熱損失 [GJ]	6.2	3.1	2.9	3.5	3.7	3.1	3.5	3.9	4.2	5.2	7.6	5.8	52.6
熱融通ポンプ動力 [GJ]	2.3	2.5	3.1	5.7	4.6	2.5	2.9	1.8	1.6	4.1	4.1	1.3	36.6
非熱融通時比省エネルギー量 [GJ]	16.6	40.5	39.9	41.1	51	39.7	53.6	9.1	58.1	71.9	65.8	35.4	522.6
非熱融通時比 システム COP 向上率 [%]	1.26%	2.42%	1.33%	0.83%	1.10%	1.07%	3.39%	0.54%	1.81%	1.96%	1.84%	1.12%	-

(c) ケース 2													
	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	合計
西プラント処理熱量 [GJ]	5194.6	1872	6568.2	9105.3	9379.9	6375.8	2588.8	4343.7	8363	9484.1	10354.9	8226	81856.3
東プラント処理熱量 [GJ]	2434	3382.9	2604	5536.5	7934.4	4145.9	2507.5	2737.6	3502.5	4813.7	3752.2	3692.7	47043.8
昼間エネルギー消費量合計 [GJ]	615.3	386.2	880	1640.3	2121.4	1037.2	384.6	506.4	1063.5	1681.7	1692.1	1088.6	13097.3
夜間エネルギー消費量合計 [GJ]	1061.5	957.8	1144.5	1621.8	1943.3	1323.1	818.5	1097.1	1672.5	1716.4	1622.5	1655.4	16634.3
熱融通量合計 [GJ]	1151.2	1108.6	2043.9	2687.6	2402.3	1485.5	1702.2	514.7	1283.5	1649.1	2007.2	1430	19465.9
熱融通管からの熱損失 [GJ]	6.5	2.9	3.1	3.4	3.3	2.4	2.7	2.5	5.3	6	6.5	6.1	50.7
熱融通ポンプ動力 [GJ]	1.3	1	3.1	4.6	3.7	1.9	2.3	0.6	2.1	3.8	3.8	1.8	30
非熱融通時比省エネルギー量 [GJ]	4	10.9	21.7	-36.7	26.9	5	21.7	1.1	44.9	29	61.1	23.2	212.8
非熱融通時比 システム COP 向上率 [%]	0.33%	0.49%	0.58%	-1.36%	0.53%	-0.10%	0.98%	0.04%	1.32%	0.51%	1.61%	0.64%	-

(d) ケース 3													
	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	合計
西プラント処理熱量 [GJ]	4787.7	2959.8	5294.6	10028.8	7727.5	8108	1545.5	4464.7	8437.4	10345.3	10590.2	8407.3	82696.8
東プラント処理熱量 [GJ]	2823.4	2282.6	3893.4	4609.3	9582.3	2409	3544.4	2616.4	3427.6	3946.4	3519.3	3515.8	46169.7
昼間エネルギー消費量合計 [GJ]	605.7	395.6	749.4	1716.9	2136.7	1120.6	356.8	496.1	1099.1	1682.2	1684.4	1094.1	13137.6
夜間エネルギー消費量合計 [GJ]	1061.5	945.5	1291.1	1538.3	1919.4	1226.4	839.4	1097.7	1628.5	1677.5	1637.6	1640.3	16503.2
熱融通量合計 [GJ]	754.2	700.8	497.7	3097.4	3208.4	1944.4	961.2	499.7	1356.9	1889.7	2125.3	1605.1	18640.9
熱融通管からの熱損失 [GJ]	6.3	0.4	1.4	3.3	3.4	3.2	1.5	2.5	5.4	6.3	8.6	8.4	50.8
熱融通ポンプ動力 [GJ]	0.9	1.2	0.3	7.4	5.7	3	1	0.6	2.1	4.1	2.1	1.3	29.5
非熱融通時比省エネルギー量 [GJ]	13.5	13.8	5.7	-29.9	35.5	18.3	28.6	10.8	53.4	67.4	53.6	32.9	303.6
非熱融通時比 システム COP 向上率 [%]	0.93%	0.65%	0.27%	-1.32%	0.71%	0.19%	1.73%	0.68%	1.53%	1.62%	1.41%	0.97%	-

#### 4.4.2. 熱融通による COP 向上率

表 4-1 に示す 3 つのケースにおいて 2012～2015 年度の 3 年間の月別平均値を比較した結果を図 4-5、表 4-3 に示す。ケース 1 は予想が当たったケースであるため最も COP が向上し、非熱融通に対する年間での効率向上率は約 1.4%であった。特に負荷が小さい中間期に COP 向上率が高くなっている。ケース 2 においては年間でエネルギー消費削減量は平均で約 170 GJ、システム COP 向上率は 0.29%と、ケース 1 と比べて得られる省エネ効果は著しく低下したことが確認できる。特に、ケース 1 で高いシステム COP 向上率を得られた 5 月、11 月において、むしろ大幅なシステム COP の低下に繋がることが分かる。これは中間期など前週の負荷と当該週の負荷状況が外気条件の違いなどにより大きく変化することがあり、その場合に熱融通の設定が不適切となり、非熱融通と比べても効率が低下することになったためである。ケース 3 はケース 1 に比べ COP 向上率は小さいが、全週のデータより予測するケース 2 より概ね COP 向上率は高くなった。これは過去 3 年間のデータから予想しているため極端にはずれた熱融通設定値を選んでいないためと考える。ケース 3 における各月で選択した熱融通設定値を表 4-4 に示す。

熱融通により COP の高い熱源機が受け持つ熱量を増やすことにより全体効率の向上が期待できるが、東西プラントの各熱源機の単体効率差は小さく、各プラントにおいては効率の高い熱源機から優先的に運転するロジックとなっており、機器効率差による効果も少ない。蓄熱槽がバッファータンクとして適切に機能することで、熱源機の部分負荷運転を極力回避するようにシステムが設計・運用されているため、1 時間単位の負荷率(1 時間未満の運転の場合は負荷率が低い値となる)80%以上での稼働時間が全体の稼働時間の 67%と部分負荷による効率低下も小さい。また、プラントのシステム COP (一次エネルギー換算) の実績も 1.45 以上と非常に高いため、本研究の結果としては熱融通による改善効果が小さかったと考えられる。

表 4-3 年間省エネルギー量と COP 向上率

	ケース 1	ケース 2	ケース 3
年間省エネルギー量[GJ]	524.4	174.4	314.4
年間システム COP 向上率[%]	1.413%	0.290%	0.764%

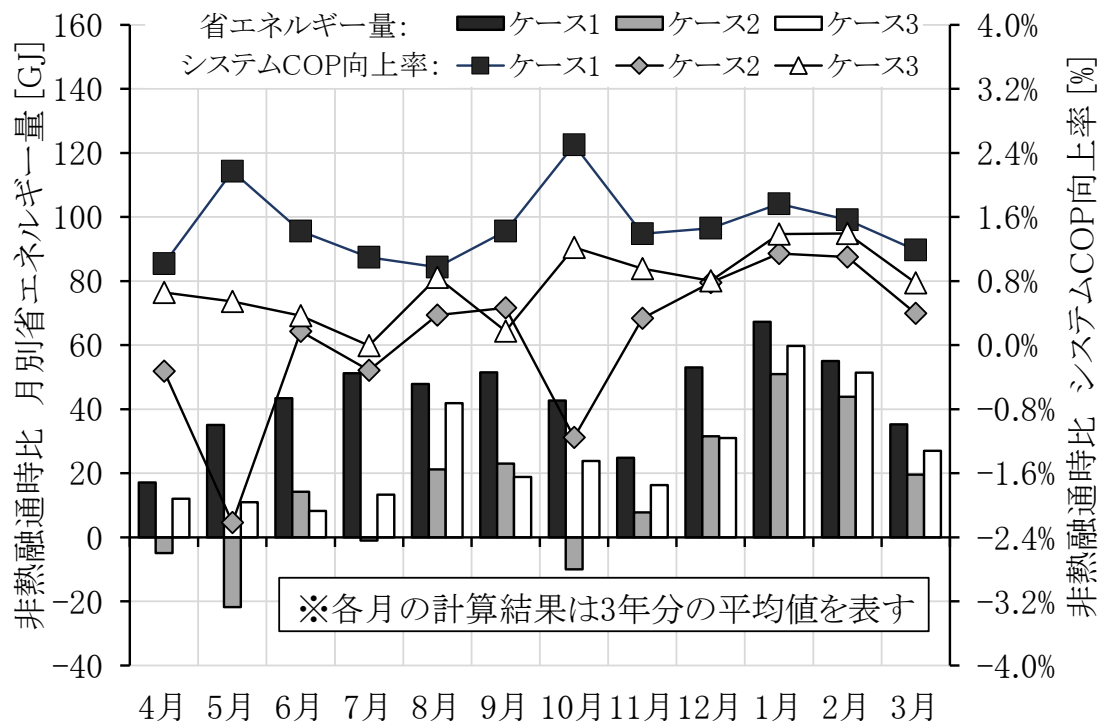


図 4-5 月別省エネルギー量と COP 向上率

表 4-4 ケース 3 で選択した各月の最も評価値の高い熱融通制御値

月	平日			休日		
	制御モード	方向：	熱融通設定値	制御モード	方向	熱融通設定値
4月	$\alpha + \beta$	a	12.5%	$\alpha$	a	25.0%
5月	$\beta$	a	62.5%	-	-	0.0%
6月	$\alpha$	a	12.5%	$\beta$	a	25.0%
7月	$\alpha$	a	87.5%	$\alpha + \beta$	a	62.5%
8月	$\beta$	b	50.0%	$\beta$	a	62.5%
9月	$\alpha$	a	62.5%	$\alpha + \beta$	a	62.5%
10月	$\beta$	b	50.0%	$\alpha + \beta$	b	25.0%
11月	$\beta$	a	37.5%	$\alpha$	a	37.5%
12月	$\alpha$	a	62.5%	$\alpha$	a	37.5%
1月	$\alpha$	a	87.5%	$\alpha$	a	62.5%
2月	$\alpha + \beta$	a	37.5%	$\alpha$	a	62.5%
3月	$\alpha + \beta$	a	25.0%	$\alpha$	a	50.0%

#### 4.5. 熱融通マトリクスの提案

熱融通による COP 向上率は限られているものの、より高い COP を実現させるため、実運転で活用できる熱融通マトリクスを提案する。ここではまず、負荷予測を行わないケース 3 をベースと設定した。熱融通設定のモードについては、モード  $\alpha$  の場合は受け側プラントを停止することになり、緊急時の起動に懸念があることから、ケース 3 におけるモード  $\beta$  において 17 パターン(熱融通方向 2×熱融通量 8+熱融通なし)の熱融通の検討を行った。得られた熱融通設定値を表 4-4 に示す。この時の年間エネルギー削減量は 197.6GJ、削減率は 0.532% となり、削減量は表 4-3 ケース 3 と比べ約 70% となった。

実運転においては、これまで計算した熱負荷と異なる熱負荷条件への対応となるため、東西各プラントの実負荷を軸にとり、その実負荷における削減効果が最も高い熱融通の方向と設定値を示した熱融通マトリクスを作成した。蓄熱槽を有し、各熱源機は定格に近い運転を行っているため、各熱源機の部分負荷による効率低下の影響が少ないと考えられるため、日負荷に対するマトリクスとした。各月の制御マトリクスを表 4-5 から表 4-16 に示す。各月の平均負荷日積算値(東地区は実負荷から算出、西地区は東地区に基づく想定値)を 100% とし、これに対して 10% 刻みで 70~130% まで変化させた場合の 49 パターンのマトリクスとした(例: 熱負荷 65%~75% を 70% と表記した)。マトリクスは河川水温度が異なるため各月毎に作成した。各パターンにおいて最も効率が向上する熱融通設定値が各マスの中に記載されている。実運転においては前日の日負荷等を参考に予想した日負荷に対し熱融通設定値を定めることになる。

図 4-6~図 4-17 に 1 月から 12 月の各月を対象に、負荷 49 パターンと、熱融通量 8 ケース×2 方向+熱融通無しの 17 ケースの組み合わせ、つまり  $49 \times 17 = 833$  ケースにおける各プラントの処理熱量とシステム COP の関係と、そのうち 49 パターンにおける最も高い COP を示したポイントを示す。負荷を見ると西地区の温熱負荷は東地区に比べ大きな値となっている。温熱をベースに熱融通を考える冬期、中間期においては西プラントから東プラントに熱を送る設定の時に効率が高くなった。各プラントの処理熱量と COP の関係から、東プラントは熱回収ヒートポンプ R-03 が最大限稼働できる 100 GJ/日付近で効率が高くなり、西プラントは熱回収ヒートポンプ R-A04 の容量が大きいいため、この範囲の処理熱量では処理熱量が大きいほどプラント効率は向上する傾向にあった。

冷熱をベースに熱融通を行う月において、8 月の平日においては東プラントの冷熱平均日積算処理熱量が 400~500 GJ/日程度、残りの熱負荷を西プラントが処理するような配分(300 GJ/日程度)で熱融通が行われたときに高いシステム COP を示していることが分かる。この配分の時に両プラント全体の直送系熱源機の運転時間が多く確保されるからだと考えられる。しかしその他の月においては冷熱負荷が比較的小さく負荷の日変動も大きいいため、熱融通により効率が低い直送系熱源機の運転時間を安定して確保できるような熱融通制御の設定が、熱負荷の状態により大きく変わるため、一定の傾向が見られない。

いずれの場合も、効率の高い機器の受け持つ熱量が多くなるときにプラントの効率が高くなる結果となった。

表 4-4 ケース 3、モード  $\beta$  の場合の熱融通設定

	平日			休日		
	制御モード	方向	設定値	制御モード	方向	設定値
4 月	$\beta$	a	12.50%	-	-	0.00%
5 月	$\beta$	a	62.50%	-	-	0.00%
6 月	-	-	0.00%	$\beta$	a	25.00%
7 月	-	-	0.00%	$\beta$	a	50.00%
8 月	$\beta$	b	50.00%	$\beta$	a	62.50%
9 月	-	-	0.00%	$\beta$	a	50.00%
10 月	$\beta$	b	50.00%	-	-	0.00%
11 月	$\beta$	a	37.50%	-	-	0.00%
12 月	$\beta$	a	25.00%	$\beta$	a	75.00%
1 月	$\beta$	a	75.00%	$\beta$	a	87.50%
2 月	$\beta$	a	62.50%	$\beta$	a	75.00%
3 月	$\beta$	a	87.50%	$\beta$	a	75.00%

表 4-5 制御マトリクス(1月)

1月 制御マトリクス

平日

熱融通対象：温熱（100%設定値 2791 kW）

熱融通方向 a：西→東 b：東→西

西地区	平均平日負荷積算値 [GJ]	305.91 130%	75% a	75% a	25% a	87.5% a	62.5% a	62.5% a	75% a
		285.45 120%	62.5% a	87.5% a	100% a	87.5% a	100% a	62.5% a	75% a
		264.99 110%	75% a	25% a	37.5% a	37.5% a	100% a	62.5% a	75% a
		244.54 100%	25% a	25% a	25% a	25% a	25% a	25% a	25% a
		224.08 90%	75% a	12.5% a	12.5% a	37.5% a	37.5% a	62.5% a	62.5% a
		203.62 80%	75% a	25% a	25% a	37.5% a	50% a	50% a	62.5% a
		183.16 70%	0% -	12.5% a	12.5% a	37.5% a	50% a	62.5% a	62.5% a
		109.3 70%	121.55 80%	133.8 90%	146.05 100%	158.3 110%	170.55 120%	182.8 130%	
		東地区 平均平日負荷積算値 [GJ]							

休日

熱融通対象：温熱（100%設定値 2791 kW）

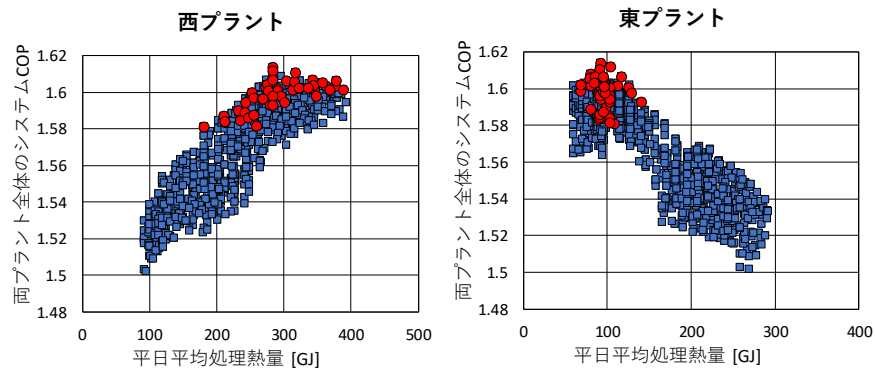
熱融通方向 a：西→東 b：東→西

西地区	平均休日負荷積算値 [GJ]	188.2 130%	12.5% b	62.5% a	0% -	0% -	75% a	12.5% a	25% a
		177.07 120%	12.5% b	12.5% b	62.5% a	12.5% a	12.5% a	12.5% a	12.5% a
		165.94 110%	62.5% a	62.5% a	62.5% a	0% -	12.5% a	12.5% a	12.5% a
		154.82 100%	50% b	62.5% a	62.5% a	0% -	75% a	12.5% a	12.5% a
		143.69 90%	50% a	62.5% a	0% -	0% -	12.5% a	12.5% a	12.5% a
		132.56 80%	50% a	62.5% a	0% -	12.5% a	12.5% a	12.5% a	12.5% a
		121.44 70%	12.5% a	12.5% a	12.5% a	12.5% a	12.5% a	25% a	25% a
		88.351 70%	96.728 80%	105.1 90%	113.48 100%	121.86 110%	130.23 120%	138.61 130%	
		東地区 平均休日負荷積算値 [GJ]							

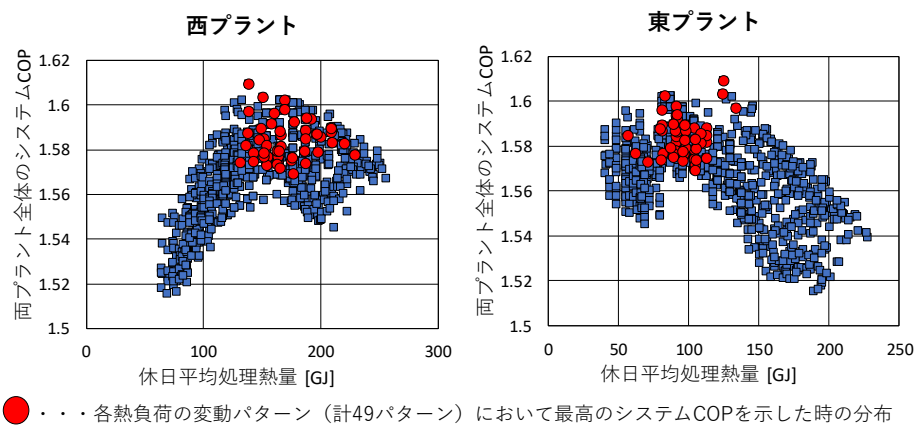
※積算値の値は温熱負荷のみを表す

※設定値0%の時は、熱融通を行わない運用を推奨

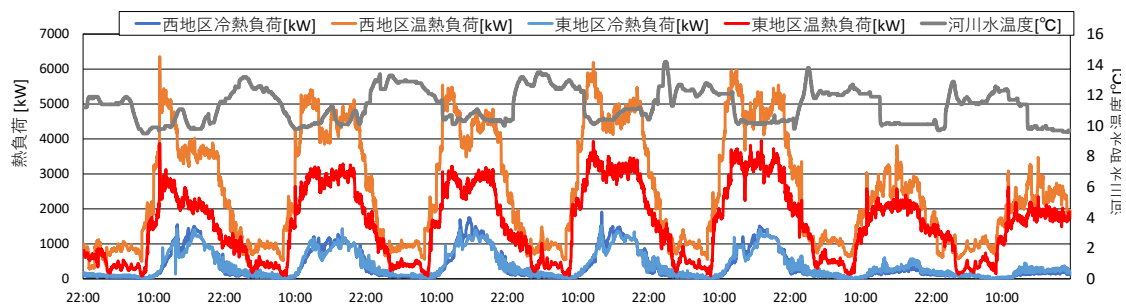
※積算値の下のは負荷の変動率を表す



1月 各熱負荷に対して、平日のみに各熱融通制御を行った時の各プラントの平日平均  
温熱処理熱量と両プラント全体のシステム COP の分布



1月 各熱負荷に対して、休日のみに各熱融通制御を行った時の各プラントの休日平均  
温熱処理熱量と両プラント全体のシステム COP の分布



1月 各プラントの代表1週間熱負荷と河川水取水温度

図4-6 プラント処理熱量と COP および熱負荷(100%時) (1月)



表 4-6 制御マトリクス (2 月)

## 2月 制御マトリクス

平日 熱融通対象：温熱 (100%設定値 2791 kW)  
熱融通方向 a：西→東 b：東→西

西地区 平均平日負荷積算値 [GJ]	390.86 130%	87.5% a	12.5% a	37.5% a	37.5% a	75% a	87.5% a	87.5% a
	364.32 120%	12.5% a	37.5% a	25% a	50% a	75% a	75% a	100% a
	337.77 110%	25% a	25% a	37.5% a	50% a	62.5% a	62.5% a	62.5% a
	311.23 100%	12.5% a	25% a	37.5% a	50% a	62.5% a	62.5% a	75% a
	284.69 90%	12.5% a	25% a	37.5% a	50% a	75% a	75% a	75% a
	258.14 80%	12.5% a	37.5% a	37.5% a	50% a	62.5% a	75% a	100% a
	231.6 70%	25% a	37.5% a	37.5% a	50% a	62.5% a	62.5% a	75% a
	東地区 平均平日負荷積算値 [GJ]							
		137.9 70%	153.47 80%	169.03 90%	184.59 100%	200.15 110%	215.72 120%	231.28 130%

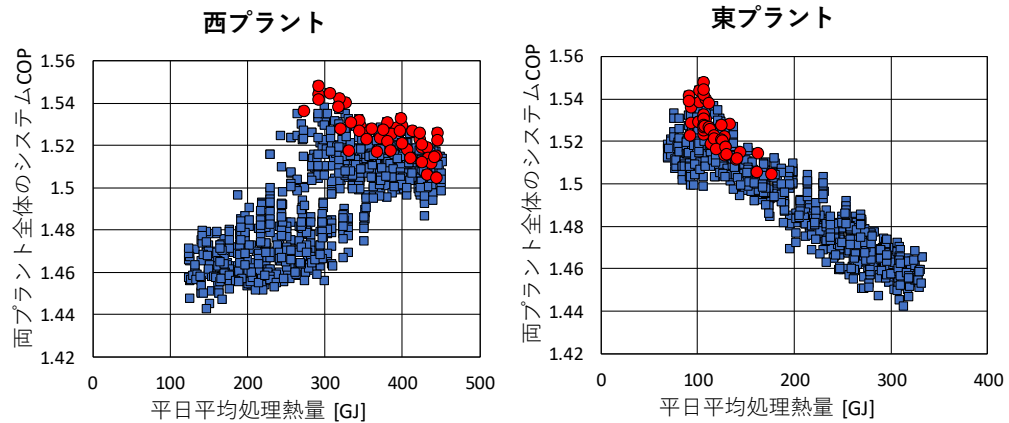
休日 熱融通対象：温熱 (100%設定値 2791 kW)  
熱融通方向 a：西→東 b：東→西

西地区 平均休日負荷積算値 [GJ]	209.43 130%	0% -	62.5% a	12.5% a	25% a	37.5% a	37.5% a	50% a
	196.27 120%	0% -	62.5% a	12.5% a	12.5% a	25% a	50% a	50% a
	183.12 110%	0% -	0% -	12.5% a	12.5% a	12.5% a	12.5% a	50% a
	169.96 100%	0% -	0% -	12.5% a	12.5% a	25% a	25% a	50% a
	156.81 90%	0% -	0% -	12.5% a	12.5% a	87.5% a	100% a	50% a
	143.65 80%	0% -	0% -	75% a	12.5% a	25% a	100% a	12.5% a
	130.49 70%	0% -	12.5% a	12.5% a	12.5% a	25% a	37.5% a	50% a
	東地区 平均休日負荷積算値 [GJ]							
		99.246 70%	109.96 80%	120.67 90%	131.39 100%	142.1 110%	152.81 120%	163.53 130%

※積算値の値は温熱負荷のみを表す

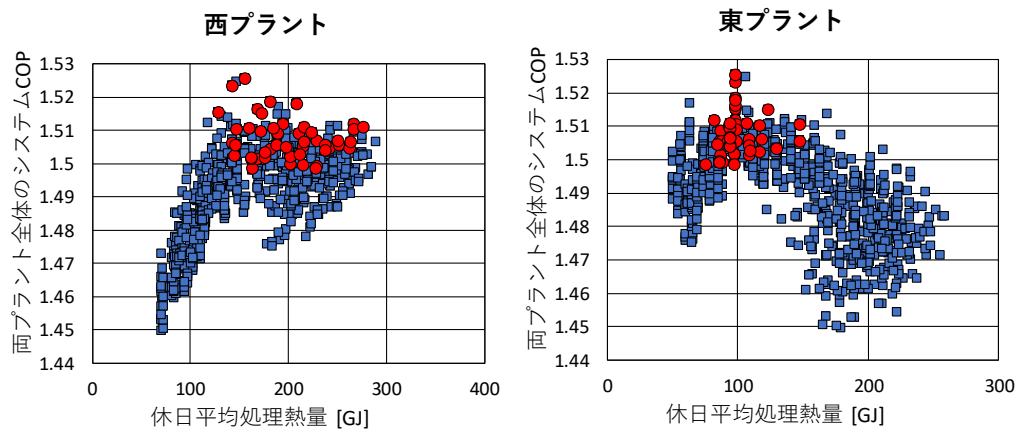
※設定値0%の時は、熱融通を行わない運用を推奨

※積算値の下のは負荷の変動率を表す



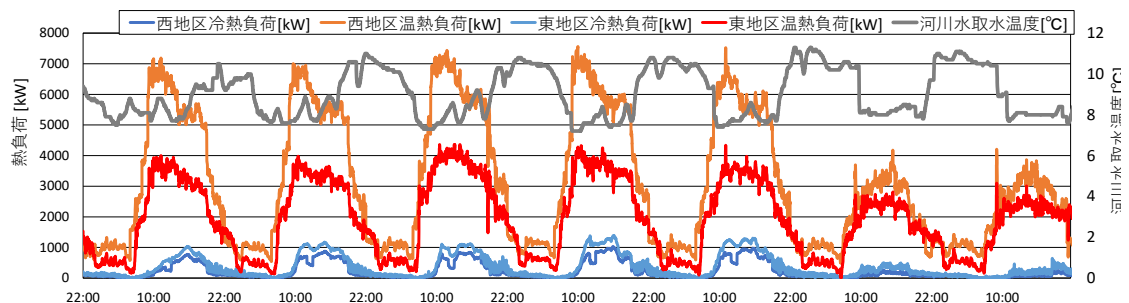
●・・・各熱負荷の変動パターン（計49パターン）において最高のシステムCOPを示した時の分布

## 2月 各熱負荷に対して、平日のみに各熱融通制御を行った時の各プラントの平日平均 温熱処理熱量と両プラント全体のシステム COP の分布



●・・・各熱負荷の変動パターン（計49パターン）において最高のシステムCOPを示した時の分布

## 2月 各熱負荷に対して、休日のみに各熱融通制御を行った時の各プラントの休日平均 温熱処理熱量と両プラント全体のシステム COP の分布



## 2月 各プラントの代表1週間熱負荷と河川水取水温度

図4-7 プラント処理熱量と COP および熱負荷(100%時) (2月)

表 4-7 制御マトリクス (3 月)

### 3月 制御マトリクス

平日 熱融通対象：温熱（100%設定値 2791 kW）  
熱融通方向 a：西→東 b：東→西

西地区 平均平日負荷積算値 [GJ]	279.01 130%	87.5% a	100% a	37.5% a	37.5% a	50% a	37.5% a	50% a
	260.33 120%	25% a	25% a	25% a	37.5% a	62.5% a	75% a	50% a
	241.65 110%	25% a	25% a	25% a	50% a	37.5% a	75% a	87.5% a
	222.96 100%	25% a	25% a	25% a	25% a	50% a	75% a	50% a
	204.28 90%	100% a	25% a	25% a	37.5% a	50% a	75% a	37.5% a
	185.6 80%	100% a	25% a	50% a	50% a	50% a	62.5% a	62.5% a
	166.91 70%	25% a	25% a	87.5% a	62.5% a	50% a	75% a	75% a
			110.26 70%	122.25 80%	134.24 90%	146.22 100%	158.21 110%	170.2 120%
		東地区 平均平日負荷積算値 [GJ]						

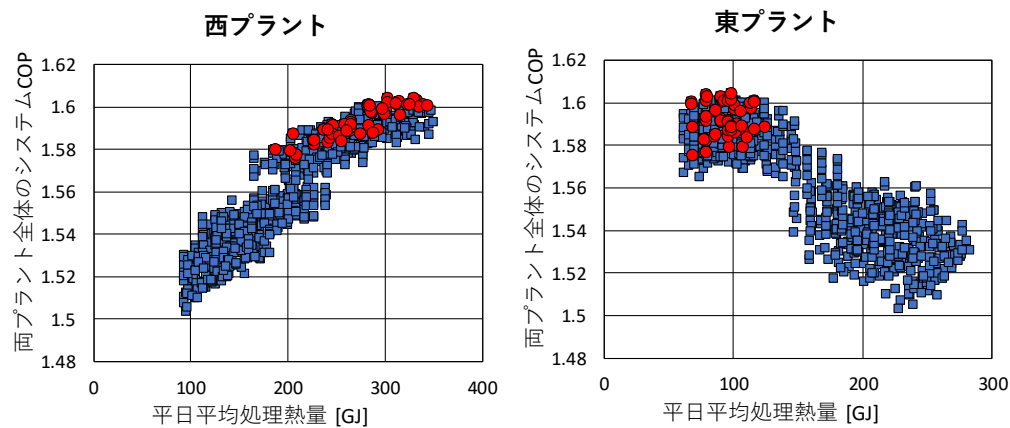
休日 熱融通対象：温熱（100%設定値 2791 kW）  
熱融通方向 a：西→東 b：東→西

西地区 平均休日負荷積算値 [GJ]	113.96 130%	0% －	0% －	0% －	0% －	0% －	0% －	0% －
	107.06 120%	0% －	0% －	0% －	0% －	0% －	0% －	0% －
	100.16 110%	0% －	0% －	0% －	0% －	0% －	62.5% a	12.5% a
	93.253 100%	12.5% b	12.5% a	12.5% a	50% a	0% －	12.5% a	12.5% a
	86.349 90%	12.5% a	12.5% a	12.5% a	12.5% a	12.5% a	25% a	25% a
	79.447 80%	12.5% a	0% －	0% －	25% a	25% a	25% a	25% a
	72.544 70%	25% a	0% －	0% －	50% a	25% a	25% a	25% a
	52.121 70%	57.28 80%	62.44 90%	67.6 100%	72.759 110%	77.919 120%	83.078 130%	
	東地区 平均休日負荷積算値 [GJ]							

※積算値の値は温熱負荷のみを表す

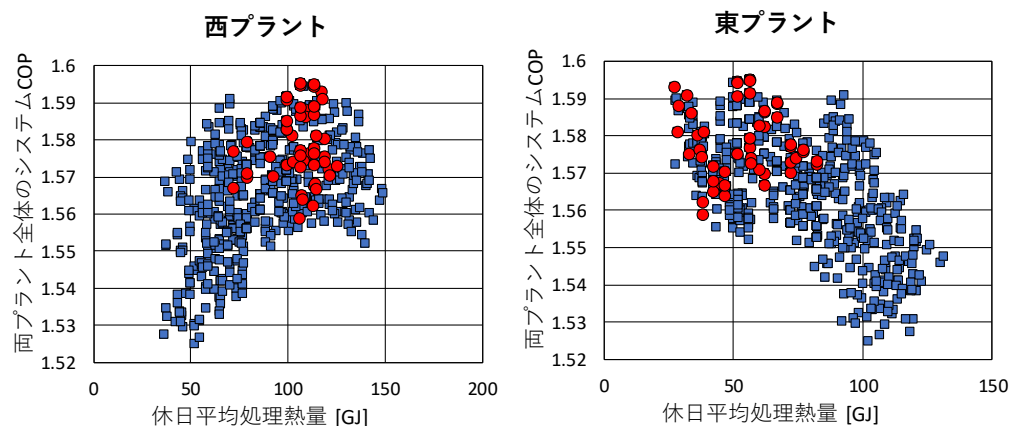
※設定値0%の時は、熱融通を行わない運用を推奨

※積算値の下のは負荷の変動率を表す



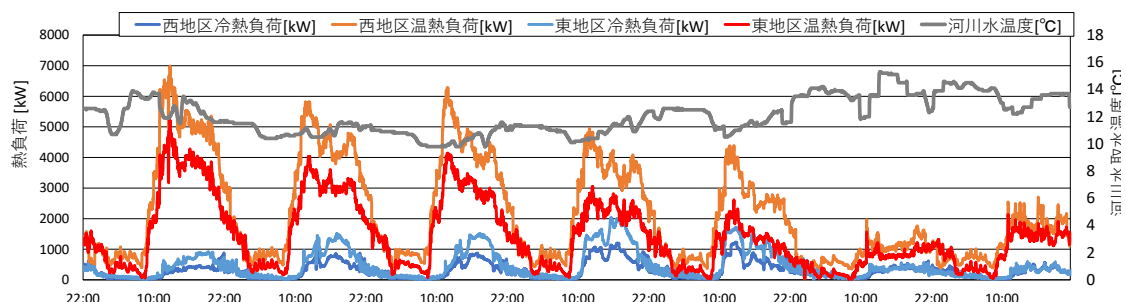
●・・・各熱負荷の変動パターン（計49パターン）において最高のシステムCOPを示した時の分布

### 3月 各熱負荷に対して、平日のみに各熱融通制御を行った時の各プラントの平日平均 温熱処理熱量と両プラント全体のシステム COP の分布



●・・・各熱負荷の変動パターン（計49パターン）において最高のシステムCOPを示した時の分布

### 3月 各熱負荷に対して、休日のみに各熱融通制御を行った時の各プラントの休日平均 温熱処理熱量と両プラント全体のシステム COP の分布



### 3月 各プラントの代表1週間熱負荷と河川水取水温度

図4-8 プラント処理熱量と COP および熱負荷(100%時) (3月)

表 4-8 制御マトリクス (4 月)

### 4月 制御マトリクス

平日 熱融通対象：温熱（100%設定値 2791 kW）  
熱融通方向 a：西→東 b：東→西

西地区 平均平日負荷積算値 [GJ]	164.41 130%	0% -	0% -	12.5% a	12.5% a	12.5% a	12.5% a	12.5% a
	153.46 120%	37.5% a	37.5% a	50% a	25% a	37.5% a	50% a	37.5% a
	142.52 110%	0% -	0% -	25% a	25% a	12.5% a	37.5% a	37.5% a
	131.58 100%	0% -	0% -	12.5% a	25% a	37.5% a	37.5% a	25% a
	120.64 90%	0% -	0% -	0% -	25% a	12.5% a	12.5% a	25% a
	109.7 80%	0% -	0% -	50% a	25% a	12.5% a	12.5% a	62.5% a
	98.755 70%	62.5% a	62.5% a	12.5% a	12.5% a	25% a	37.5% a	25% a
	67.242 70%	75.104 80%	82.966 90%	90.829 100%	98.691 110%	106.55 120%	114.42 130%	
	東地区 平均平日負荷積算値 [GJ]							

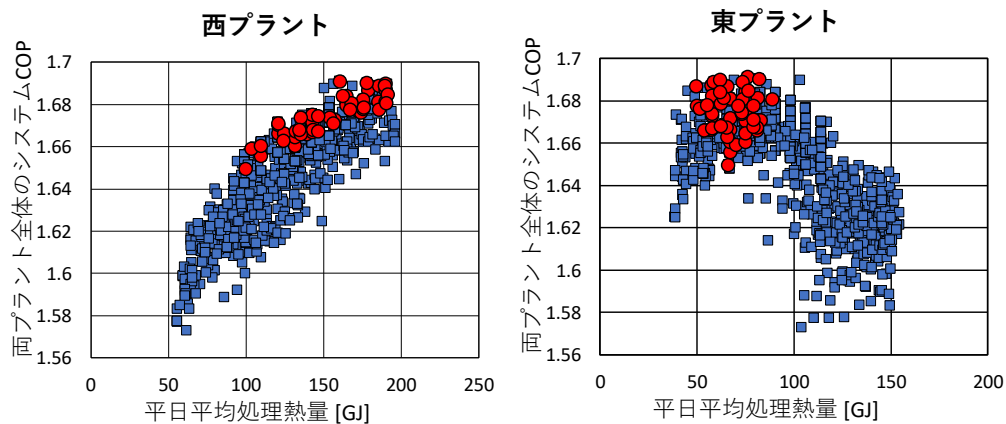
休日 熱融通対象：温熱（100%設定値 2791 kW）  
熱融通方向 a：西→東 b：東→西

西地区 平均休日負荷積算値 [GJ]	96.27 130%	0% -	0% -	0% -	0% -	0% -	0% -	0% -
	90.633 120%	12.5% a	0% -	0% -	0% -	50% a	50% a	50% a
	84.996 110%	0% -	12.5% a	12.5% a	12.5% a	12.5% a	12.5% a	12.5% a
	79.359 100%	0% -	12.5% a	12.5% a	12.5% a	0% -	0% -	12.5% a
	73.721 90%	0% -	0% -	0% -	0% -	0% -	25% a	25% a
	68.084 80%	25% a	25% a	25% a	25% a	25% a	25% a	25% a
	62.447 70%	0% -	0% -	0% -	0% -	0% -	25% a	12.5% a
	37.626 70%	41.258 80%	44.89 90%	48.522 100%	52.153 110%	55.785 120%	59.417 130%	
	東地区 平均休日負荷積算値 [GJ]							

※積算値の値は温熱負荷のみを表す

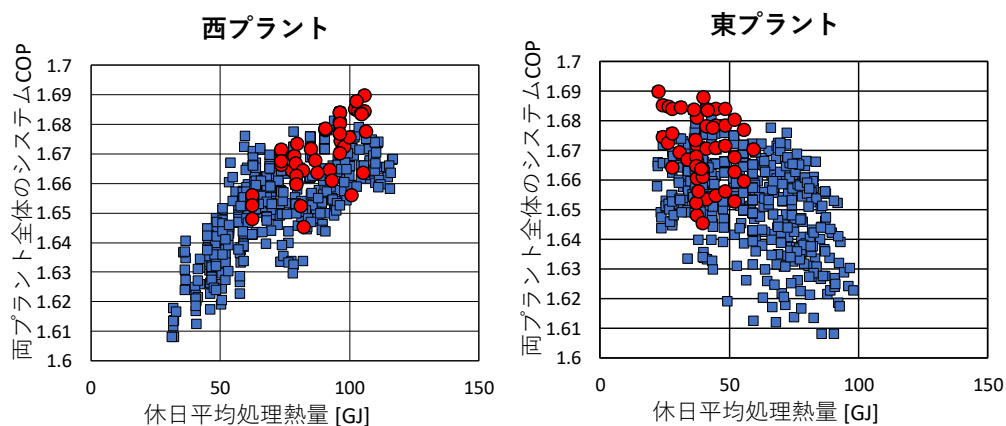
※設定値0%の時は、熱融通を行わない運用を推奨

※積算値の下のは負荷の変動率を表す



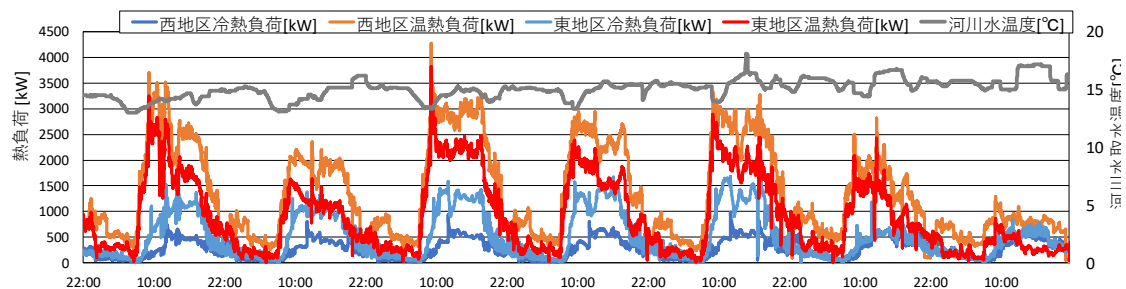
●・・・各熱負荷の変動パターン（計49パターン）において最高のシステムCOPを示した時の分布

#### 4月 各熱負荷に対して、平日のみに各熱融通制御を行った時の各プラントの平日平均 温熱処理熱量と両プラント全体のシステム COP の分布



●・・・各熱負荷の変動パターン（計49パターン）において最高のシステムCOPを示した時の分布

#### 4月 各熱負荷に対して、休日のみに各熱融通制御を行った時の各プラントの休日平均 温熱処理熱量と両プラント全体のシステム COP の分布



#### 4月 各プラントの代表1週間熱負荷と河川水取水温度

図4-9 プラント処理熱量と COP および熱負荷(100%時) (4月)

表 4-9 制御マトリクス (5 月)

5月 制御マトリクス

平日 熱融通対象：冷熱（100%設定値 3887 kW）  
熱融通方向 a：西→東 b：東→西

西地区 平均平日負荷積算値 [GJ]	87.576 130%	37.5% a	50% a	50% a	50% a	62.5% a	62.5% a	62.5% a
	81.889 120%	37.5% b	50% a	50% a	50% a	50% a	37.5% b	62.5% a
	76.201 110%	50% a	50% a	50% a	37.5% b	62.5% a	62.5% a	75% a
	70.514 100%	37.5% a	50% a	37.5% b	62.5% a	25% b	62.5% a	75% a
	64.827 90%	37.5% a	37.5% a	62.5% a	62.5% a	62.5% a	75% a	0% a
	59.14 80%	25% a	37.5% a	37.5% a	62.5% a	25% b	12.5% b	12.5% b
	53.453 70%	37.5% a	37.5% a	25% b	12.5% b	12.5% b	12.5% b	12.5% b
	79.033 70%	88.523 80%	98.014 90%	107.5 100%	117 110%	126.49 120%	135.98 130%	
東地区 平均平日負荷積算値 [GJ]								

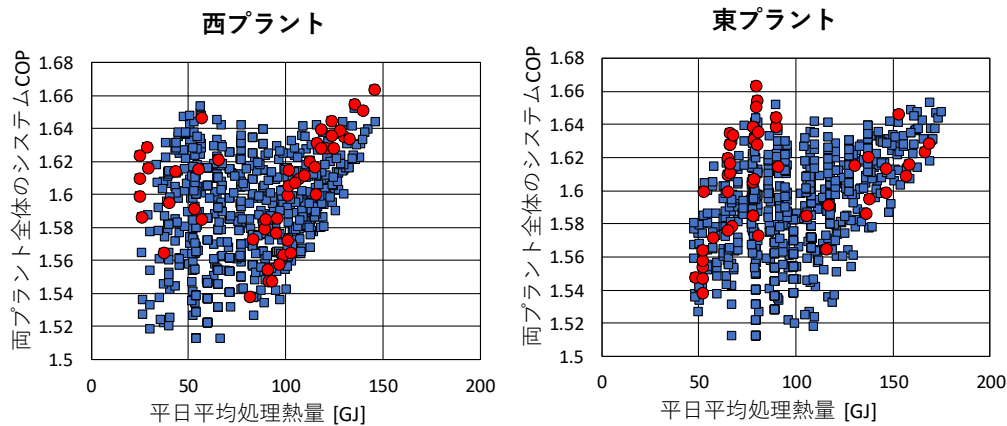
休日 熱融通対象：冷熱（100%設定値 3887 kW）  
熱融通方向 a：西→東 b：東→西

西地区 平均休日負荷積算値 [GJ]	87.31 130%	37.5% b	37.5% b	37.5% b	37.5% b	37.5% b	25% b	12.5% b
	82.021 120%	50% b	50% b	50% b	50% b	37.5% a	12.5% a	50% b
	76.732 110%	0% -	0% -	25% a	12.5% a	12.5% a	37.5% a	12.5% a
	71.443 100%	0% -	0% -	0% -	0% -	0% -	0% -	0% -
	66.154 90%	25% a	0% -	0% -	37.5% a	0% -	0% -	0% -
	60.865 80%	0% -	0% -	0% -	37.5% a	0% a	0% -	0% -
	55.576 70%	25% a	25% b	12.5% a	12.5% a	12.5% a	12.5% a	12.5% a
	51.843 70%	57.322 80%	62.802 90%	68.281 100%	73.76 110%	79.24 120%	84.719 130%	
東地区 平均休日負荷積算値 [GJ]								

※積算値の値は冷熱負荷のみを表す

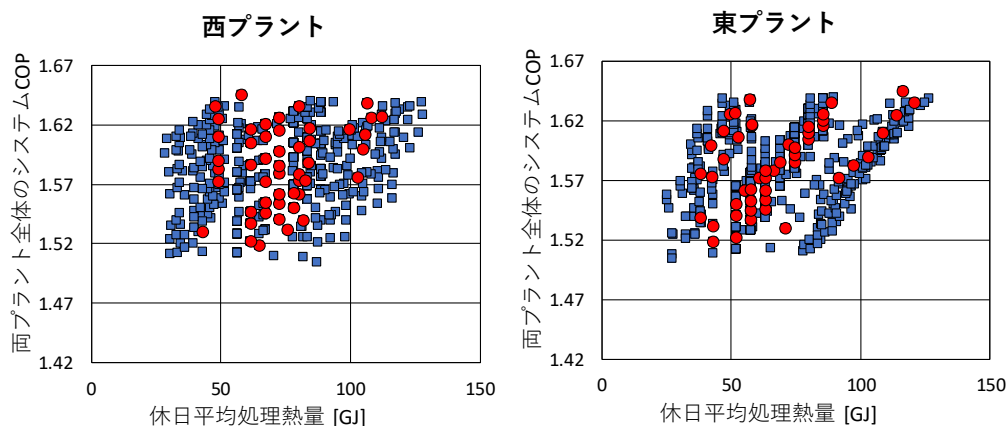
※設定値0%の時は、熱融通を行わない運用を推奨

※積算値の下のは負荷の変動率を表す



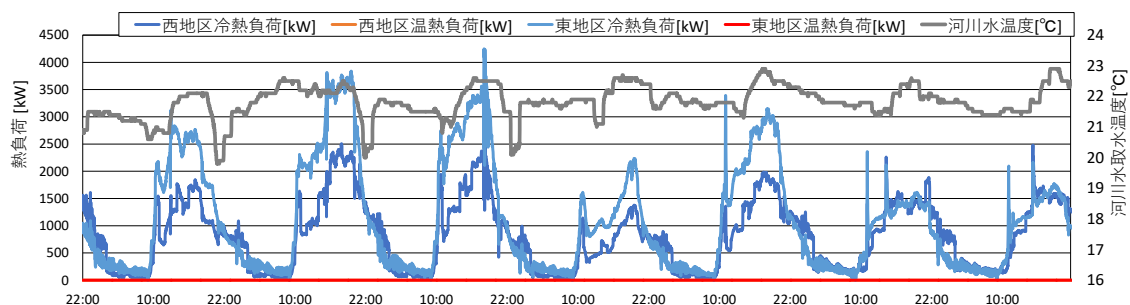
●・・・各熱負荷の変動パターン（計49パターン）において最高のシステムCOPを示した時の分布

5月 各熱負荷に対して、平日のみに各熱融通制御を行った時の各プラントの平日平均温熱処理熱量と両プラント全体のシステムCOPの分布



●・・・各熱負荷の変動パターン（計49パターン）において最高のシステムCOPを示した時の分布

5月 各熱負荷に対して、休日のみに各熱融通制御を行った時の各プラントの休日平均温熱処理熱量と両プラント全体のシステムCOPの分布



5月 各プラントの代表1週間熱負荷と河川水取水温度  
図4-10 プラント処理熱量とCOPおよび熱負荷(100%時) (5月)



表 4-10 制御マトリクス(6月)

### 6月 制御マトリクス

平日 熱融通対象：冷熱（100%設定値 3887 kW）  
熱融通方向 a：西→東 b：東→西

西地区 平均平日負荷積算値 [GJ]	195.42 130%	25% a	25% a	37.5% b	37.5% a	25% b	25% b	0% -
	182.1 120%	37.5% a	37.5% a	37.5% a	37.5% a	25% b	25% b	0% -
	168.79 110%	37.5% a	37.5% a	37.5% a	37.5% a	50% a	50% a	0% -
	155.48 100%	37.5% a	37.5% a	37.5% a	50% a	50% a	50% a	0% -
	142.17 90%	37.5% a	37.5% a	50% a	50% a	62.5% a	50% a	62.5% a
	128.85 80%	37.5% a	37.5% a	50% a	62.5% a	25% b	62.5% a	25% b
	115.54 70%	50% a	50% a	62.5% a	25% b	50% a	62.5% a	62.5% a
	107.16 70%	119.87 80%	132.57 90%	145.28 100%	157.98 110%	170.69 120%	183.39 130%	
東地区 平均平日負荷積算値 [GJ]								

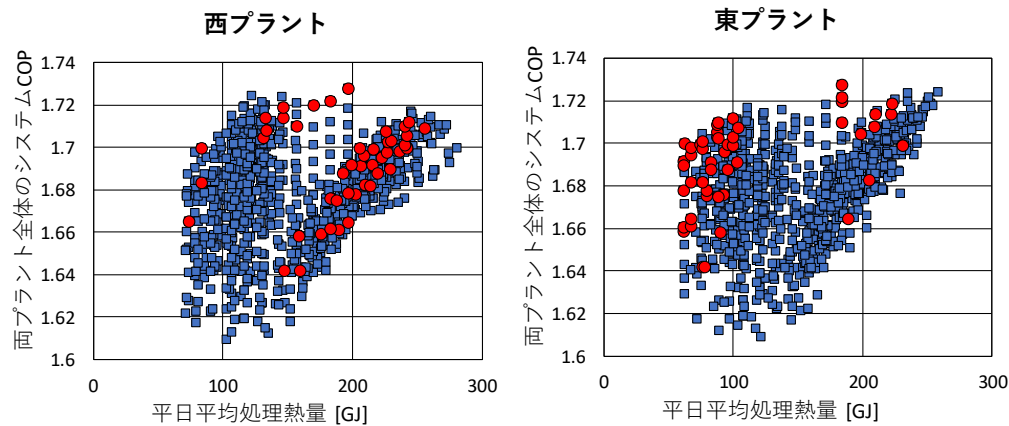
休日 熱融通対象：冷熱（100%設定値 3887 kW）  
熱融通方向 a：西→東 b：東→西

西地区 平均休日負荷積算値 [GJ]	136.91 130%	12.5% a	12.5% a	12.5% a	50% a	50% a	12.5% a	12.5% a
	129.18 120%	12.5% a	37.5% b	25% a	50% a	25% a	75% b	87.5% b
	121.46 110%	12.5% a	37.5% a	25% a	25% a	50% a	12.5% a	12.5% a
	113.74 100%	12.5% a	12.5% a	25% a	12.5% a	12.5% a	62.5% a	62.5% a
	106.01 90%	12.5% a	37.5% a	12.5% a	50% a	50% a	12.5% a	62.5% a
	98.291 80%	12.5% a	25% a	25% a	25% a	25% a	25% a	37.5% a
	90.568 70%	0% -	0% -	37.5% a	25% a	50% a	50% a	62.5% b
	81.085 70%	88.963 80%	96.84 90%	104.72 100%	112.6 110%	120.47 120%	128.35 130%	
東地区 平均休日負荷積算値 [GJ]								

※積算値の値は冷熱負荷のみを表す

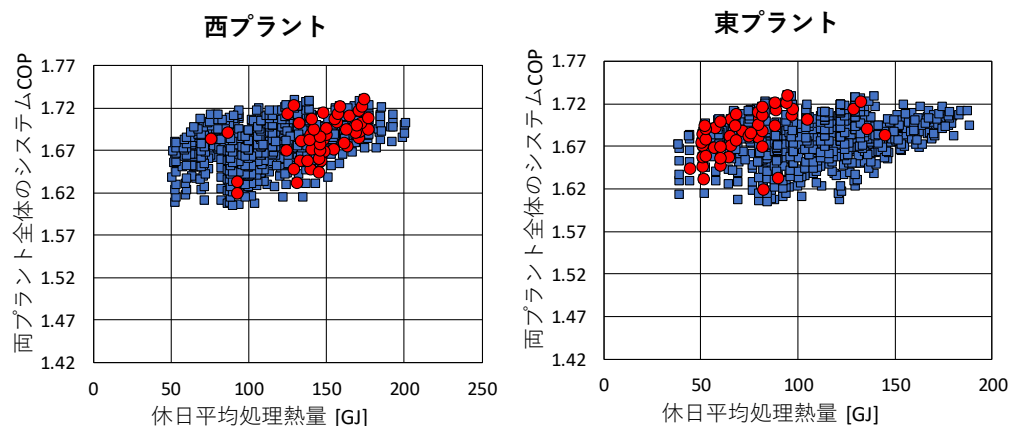
※設定値0%の時は、熱融通を行わない運用を推奨

※積算値の下のは負荷の変動率を表す



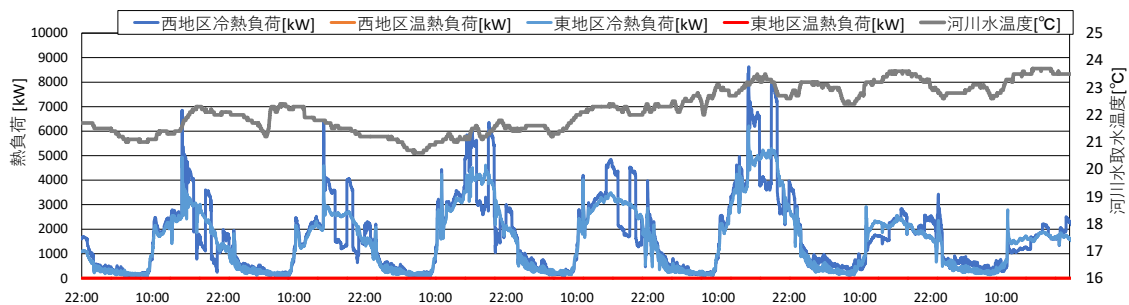
●・・・各熱負荷の変動パターン（計49パターン）において最高のシステムCOPを示した時の分布

6月 各熱負荷に対して、平日のみに各熱融通制御を行った時の各プラントの平日平均温熱処理熱量と両プラント全体のシステムCOPの分布



●・・・各熱負荷の変動パターン（計49パターン）において最高のシステムCOPを示した時の分布

6月 各熱負荷に対して、休日のみに各熱融通制御を行った時の各プラントの休日平均温熱処理熱量と両プラント全体のシステムCOPの分布



6月 各プラントの代表1週間熱負荷と河川水取水温度  
図4-11 プラント処理熱量とCOPおよび熱負荷(100%時) (6月)

表 4-11 制御マトリクス(7月)

7月 制御マトリクス

平日 熱融通対象：冷熱（100%設定値 3887 kW）  
熱融通方向 a：西→東 b：東→西

西地区 平均平日負荷積算値 [GJ]	283.53 130%	62.5% b	50% b	62.5% b	62.5% b	50% b	0% -	0% -
	265.31 120%	37.5% b	0% -	37.5% b	0% -	37.5% b	0% -	0% -
	247.09 110%	37.5% a	0% -	0% -	0% -	0% -	0% -	0% -
	228.87 100%	37.5% a	37.5% a	37.5% b	62.5% b	50% b	0% -	0% -
	210.65 90%	37.5% a	50% a	50% a	62.5% b	50% b	0% -	0% -
	192.43 80%	50% a	50% a	50% a	50% a	37.5% b	0% -	0% -
	174.21 70%	37.5% a	50% a	50% a	62.5% b	37.5% b	37.5% b	37.5% b
	192.15 70%	214.1 80%	236.04 90%	257.99 100%	279.93 110%	301.87 120%	323.82 130%	
東地区 平均平日負荷積算値 [GJ]								

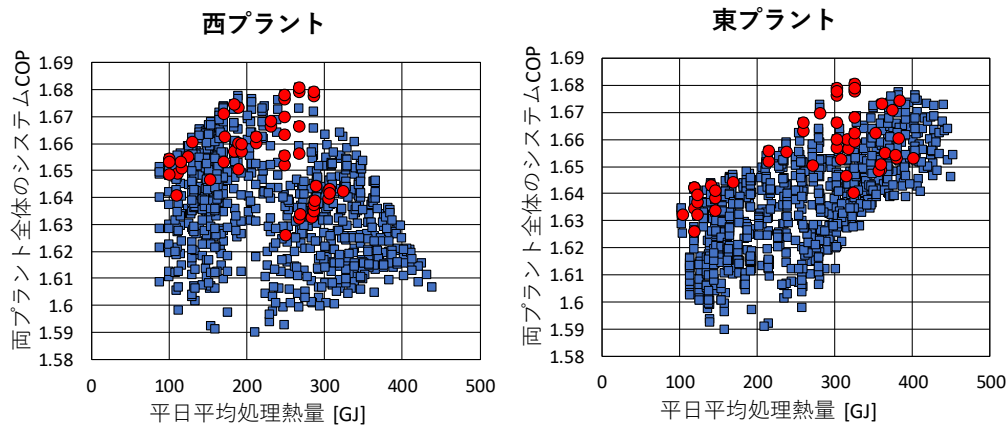
休日 熱融通対象：冷熱（100%設定値 3887 kW）  
熱融通方向 a：西→東 b：東→西

西地区 平均休日負荷積算値 [GJ]	252.77 130%	0% -	12.5% a	12.5% a	37.5% a	50% a	50% a	50% a
	237.84 120%	62.5% a	12.5% a	12.5% a	12.5% a	50% a	50% a	50% a
	222.92 110%	62.5% a	25% a	25% a	25% a	50% a	62.5% a	62.5% a
	208 100%	100% b	12.5% a	12.5% a	25% a	100% a	62.5% a	62.5% a
	193.08 90%	0% -	0% -	0% -	37.5% a	100% a	62.5% a	62.5% a
	178.16 80%	0% -	87.5% b	0% -	25% a	100% a	50% a	75% a
	163.24 70%	12.5% a	12.5% a	12.5% a	12.5% a	12.5% a	12.5% a	50% a
	150.31 70%	165.51 80%	180.71 90%	195.91 100%	211.11 110%	226.31 120%	241.5 130%	
東地区 平均休日負荷積算値 [GJ]								

※積算値の値は冷熱負荷のみを表す

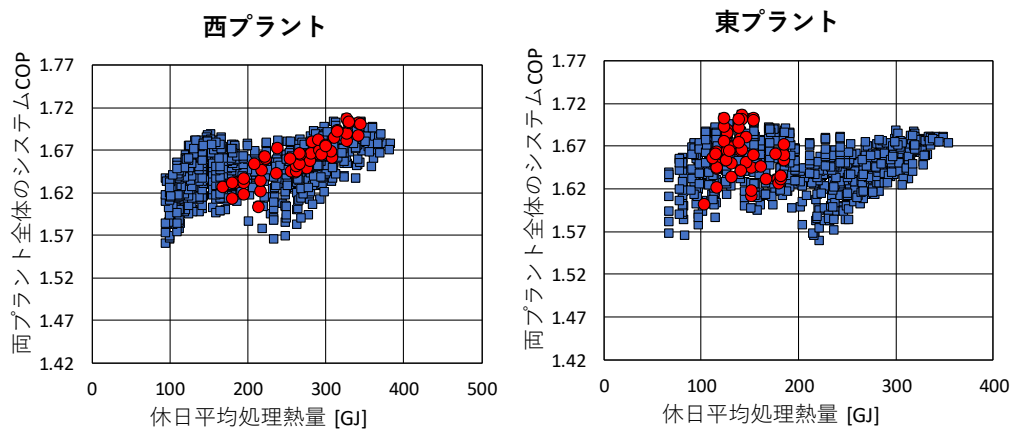
※設定値0%の時は、熱融通を行わない運用を推奨

※積算値の下のは負荷の変動率を表す



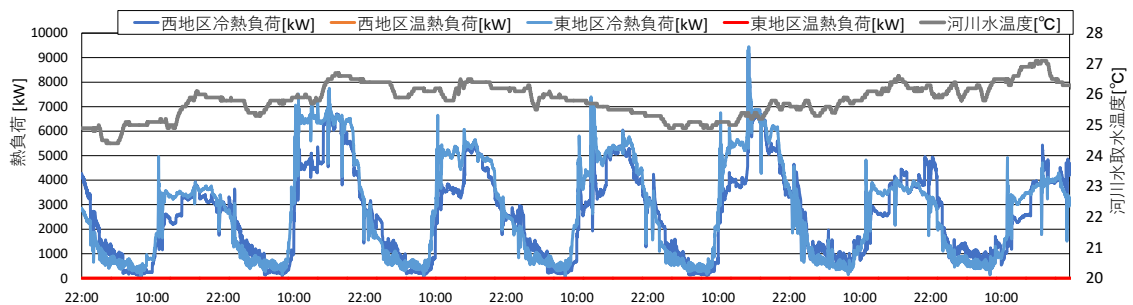
●・・・各熱負荷の変動パターン（計49パターン）において最高のシステムCOPを示した時の分布

7月 各熱負荷に対して、平日のみに各熱融通制御を行った時の各プラントの平日平均温熱処理熱量と両プラント全体のシステム COP の分布



●・・・各熱負荷の変動パターン（計49パターン）において最高のシステムCOPを示した時の分布

7月 各熱負荷に対して、休日のみに各熱融通制御を行った時の各プラントの休日平均温熱処理熱量と両プラント全体のシステム COP の分布



7月 各プラントの代表1週間熱負荷と河川水取水温度  
図4-12 プラント処理熱量と COP および熱負荷(100%時) (7月)

表 4-12 制御マトリクス (8 月)

8月 制御マトリクス

平日 熱融通対象：冷熱（100%設定値 3887 kW）  
熱融通方向 a：西→東 b：東→西

西地区 平均平日負荷積算値 [GJ]	532.37 130%	75% b	75% b	75% b	50% b	37.5% b	25% b	0% -
	495.72 120%	75% b	62.5% b	50% b	50% b	50% b	50% b	0% -
	459.07 110%	75% b	50% b	50% b	50% b	50% b	0% -	0% -
	422.42 100%	62.5% b	50% b	50% b	50% b	50% b	0% -	0% -
	385.77 90%	50% b	50% b	50% b	37.5% b	37.5% b	0% -	0% -
	349.12 80%	62.5% b	50% b	37.5% b	25% b	0% -	0% -	0% -
	312.47 70%	50% b	50% b	50% b	0% -	0% -	0% -	0% -
		276.06 70%	308.96 80%	341.86 90%	374.77 100%	407.67 110%	440.57 120%	473.47 130%
		東地区 平均平日負荷積算値 [GJ]						

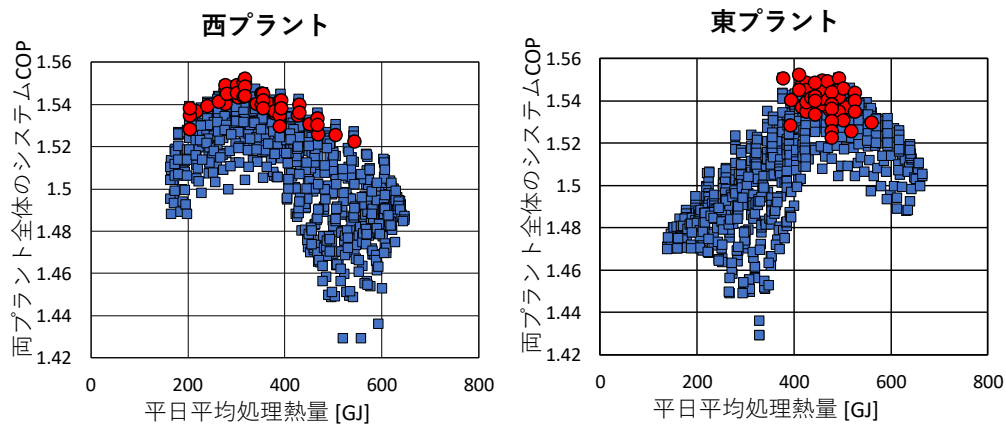
休日 熱融通対象：冷熱（100%設定値 3887 kW）  
熱融通方向 a：西→東 b：東→西

西地区 平均休日負荷積算値 [GJ]	292.78 130%	12.5% a	25% a	0% -	50% a	25% a	50% a	50% a
	274.44 120%	12.5% a	25% a	37.5% a	50% a	37.5% a	62.5% a	75% a
	256.1 110%	12.5% a	37.5% a	50% a	50% a	50% a	75% a	75% a
	237.75 100%	12.5% a	25% a	50% a	50% a	62.5% a	62.5% a	75% a
	219.41 90%	12.5% b	0% -	0% -	50% a	62.5% a	62.5% a	75% a
	201.07 80%	75% a	0% -	0% -	12.5% a	62.5% a	75% a	75% a
	182.72 70%	75% a	87.5% a	0% -	12.5% a	75% a	75% a	75% a
		178.89 70%	198.52 80%	218.15 90%	237.77 100%	257.4 110%	277.03 120%	296.66 130%
		東地区 平均休日負荷積算値 [GJ]						

※積算値の値は冷熱負荷のみを表す

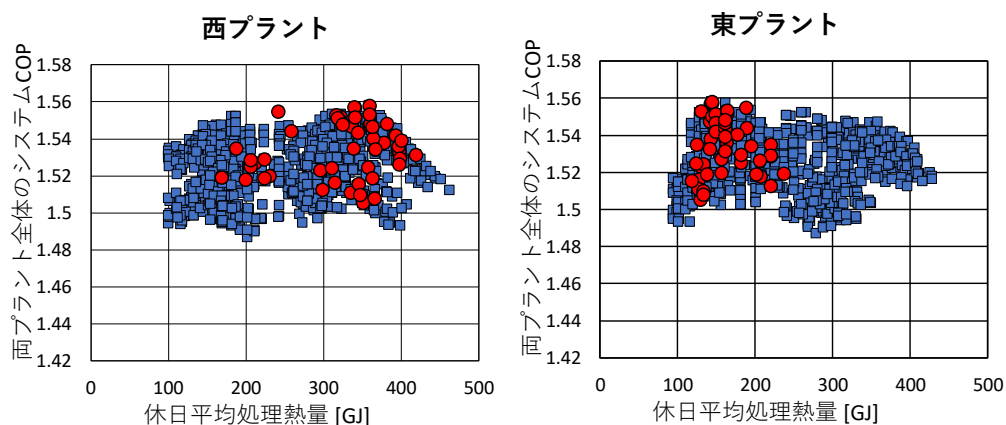
※設定値0%の時は、熱融通を行わない運用を推奨

※積算値の下のは負荷の変動率を表す



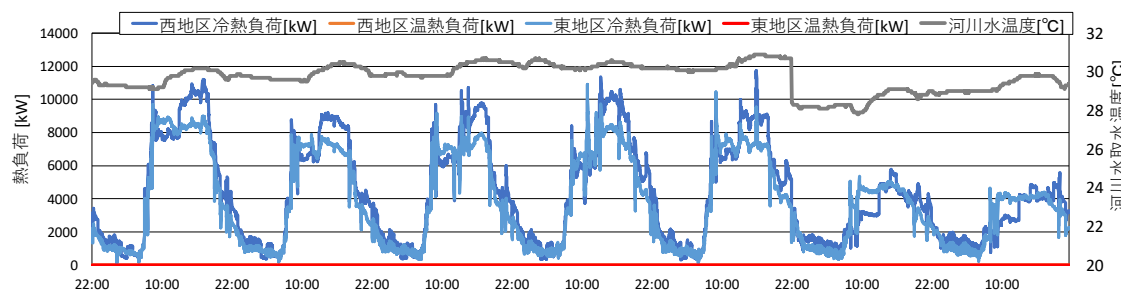
●・・・各熱負荷の変動パターン（計49パターン）において最高のシステムCOPを示した時の分布

8月 各熱負荷に対して、平日のみに各熱融通制御を行った時の各プラントの平日平均冷熱処理熱量と両プラント全体のシステムCOPの分布



●・・・各熱負荷の変動パターン（計49パターン）において最高のシステムCOPを示した時の分布

8月 各熱負荷に対して、休日のみに各熱融通制御を行った時の各プラントの休日平均冷熱処理熱量と両プラント全体のシステムCOPの分布



8月 各プラントの代表1週間熱負荷と河川水取水温度

図4-13 プラント処理熱量とCOPおよび熱負荷(100%時) (8月)

表 4-13 制御マトリクス(9月)

9月 制御マトリクス

平日 熱融通対象：冷熱（100%設定値 3887 kW）  
熱融通方向 a：西→東 b：東→西

西地区 平均平日負荷積算値 [GJ]	312.97 130%	50% b	37.5% b	37.5% b	25% b	25% b	75% b	62.5% b
	291.82 120%	50% b	25% b	25% b	25% b	0% -	0% -	0% -
	270.67 110%	50% b	50% b	50% b	0% -	0% -	0% -	0% -
	249.52 100%	12.5% a	25% a	12.5% a	0% -	0% -	0% -	0% -
	228.38 90%	37.5% a	37.5% a	12.5% a	0% -	0% -	0% -	0% -
	207.23 80%	37.5% a	37.5% a	37.5% a	37.5% a	25% a	37.5% a	25% a
	186.08 70%	37.5% a	37.5% a	37.5% a	50% a	37.5% a	37.5% a	37.5% a
	125.92 70%	140.28 80%	154.64 90%	169 100%	183.36 110%	197.73 120%	212.09 130%	
東地区 平均平日負荷積算値 [GJ]								

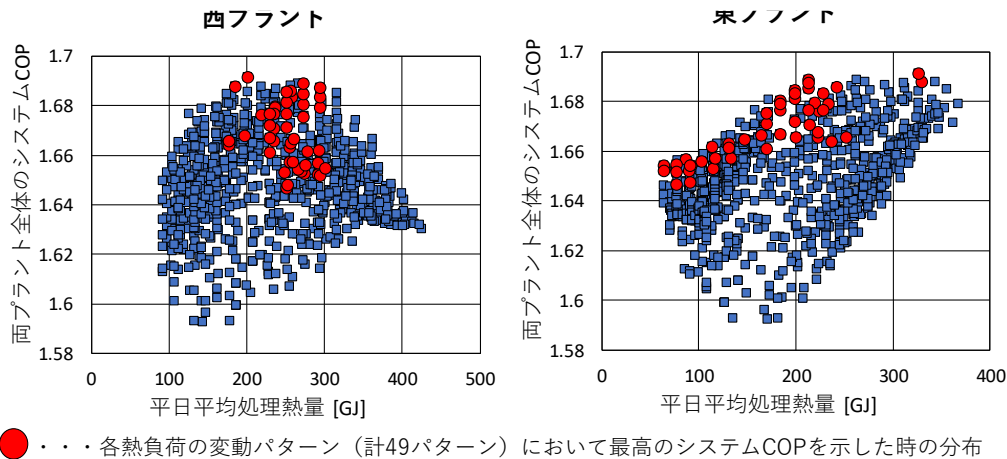
休日 熱融通対象：冷熱（100%設定値 3887 kW）  
熱融通方向 a：西→東 b：東→西

西地区 平均休日負荷積算値 [GJ]	115.53 130%	12.5% a	12.5% a	25% a	25% a	37.5% a	12.5% a	62.5% a
	109.09 120%	12.5% a	25% a	25% a	25% a	37.5% a	25% a	75% a
	102.65 110%	25% a	12.5% a	25% a	12.5% a	50% a	50% a	12.5% a
	96.213 100%	50% b	25% a	25% a	25% a	25% a	25% a	62.5% a
	89.775 90%	0% -	25% b	25% b	25% b	37.5% a	50% a	75% a
	83.338 80%	37.5% a	37.5% a	37.5% a	37.5% a	37.5% a	50% a	50% a
	76.9 70%	12.5% a	12.5% a	12.5% a	37.5% a	37.5% a	12.5% a	50% a
	78.668 70%	86.749 80%	94.83 90%	102.91 100%	110.99 110%	119.07 120%	127.15 130%	
東地区 平均休日負荷積算値 [GJ]								

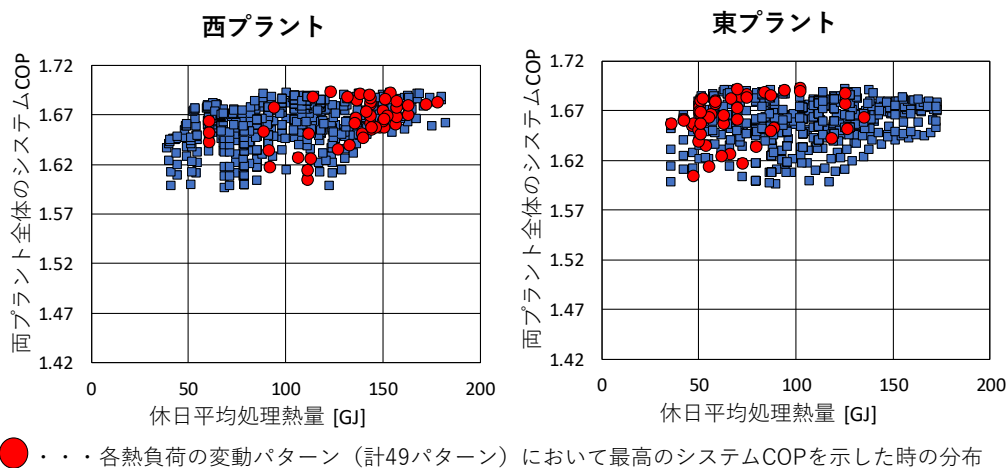
※積算値の値は冷熱負荷のみを表す

※設定値0%の時は、熱融通を行わない運用を推奨

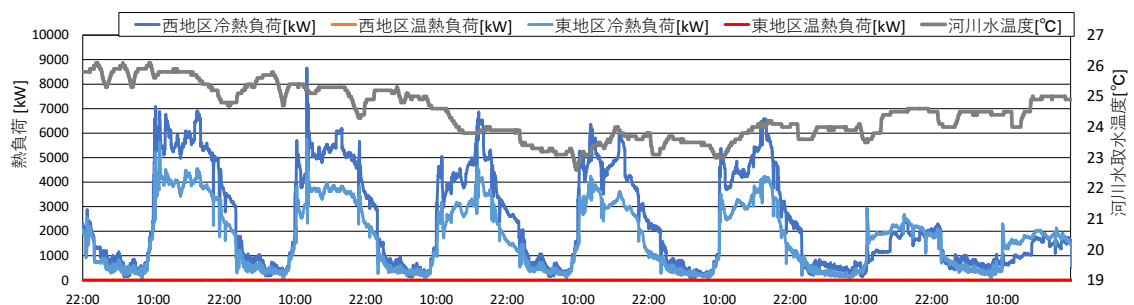
※積算値の下のは負荷の変動率を表す



9月 各熱負荷に対して、平日のみに各熱融通制御を行った時の各プラントの平日平均温熱処理熱量と両プラント全体のシステムCOPの分布



9月 各熱負荷に対して、休日のみに各熱融通制御を行った時の各プラントの休日平均温熱処理熱量と両プラント全体のシステムCOPの分布



9月 各プラントの代表1週間熱負荷と河川水取水温度  
図4-14 プラント処理熱量とCOPおよび熱負荷(100%時) (9月)



表 4-14 制御マトリクス (10 月)

### 10月 制御マトリクス

平日 熱融通対象：冷熱（100%設定値 3887 kW）  
熱融通方向 a：西→東 b：東→西

西地区 平均平日負荷積算値 [GJ]	95.977 130%	37.5% a	37.5% a	37.5% a	37.5% a	37.5% a	50% a	50% a
	89.423 120%	37.5% a	37.5% a	37.5% a	37.5% a	50% b	50% a	50% a
	82.868 110%	37.5% a	37.5% a	37.5% a	37.5% a	37.5% b	37.5% b	50% a
	76.314 100%	37.5% a	37.5% a	37.5% a	50% a	50% a	50% a	50% a
	69.759 90%	37.5% a	50% b	50% b	50% a	50% a	37.5% a	50% a
	63.205 80%	37.5% a	37.5% a	50% a	50% a	50% a	50% a	62.5% a
	56.651 70%	37.5% a	50% a	50% a	37.5% b	50% a	62.5% a	62.5% a
	54.889 70%	61.401 80%	67.913 90%	74.426 100%	80.938 110%	87.45 120%	93.962 130%	
	東地区 平均平日負荷積算値 [GJ]							

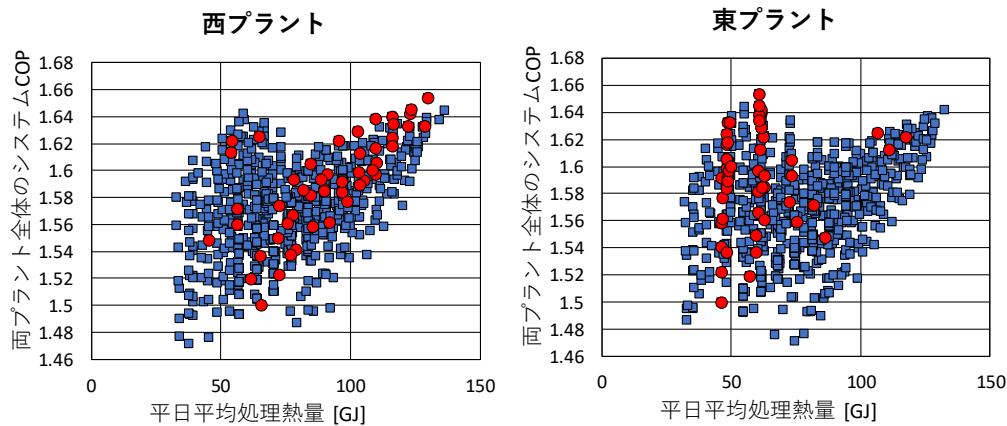
休日 熱融通対象：冷熱（100%設定値 3887 kW）  
熱融通方向 a：西→東 b：東→西

西地区 平均休日負荷積算値 [GJ]	56.194 130%	25% a	25% a	0% -	12.5% a	12.5% a	37.5% a	37.5% a
	52.933 120%	25% a	0% -	0% -	0% -	37.5% a	12.5% a	25% b
	49.672 110%	25% a	25% a	25% a	0% -	0% -	37.5% a	37.5% a
	46.411 100%	25% a	25% a	12.5% a	12.5% a	12.5% a	12.5% a	25% a
	43.15 90%	25% a	25% b	25% a	12.5% a	12.5% a	12.5% a	12.5% a
	39.89 80%	25% a	25% a	25% a	25% a	25% b	25% a	25% a
	36.629 70%	0% -	0% -	0% -	0% -	12.5% a	12.5% a	12.5% a
	45.801 70%	50.543 80%	55.284 90%	60.026 100%	64.767 110%	69.509 120%	74.25 130%	
	東地区 平均休日負荷積算値 [GJ]							

※積算値の値は冷熱負荷のみを表す

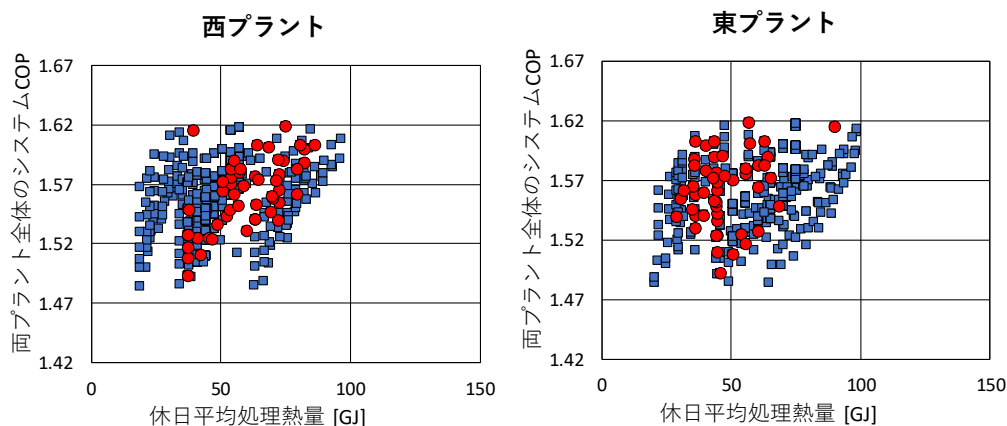
※設定値0%の時は、熱融通を行わない運用を推奨

※積算値の下のは負荷の変動率を表す



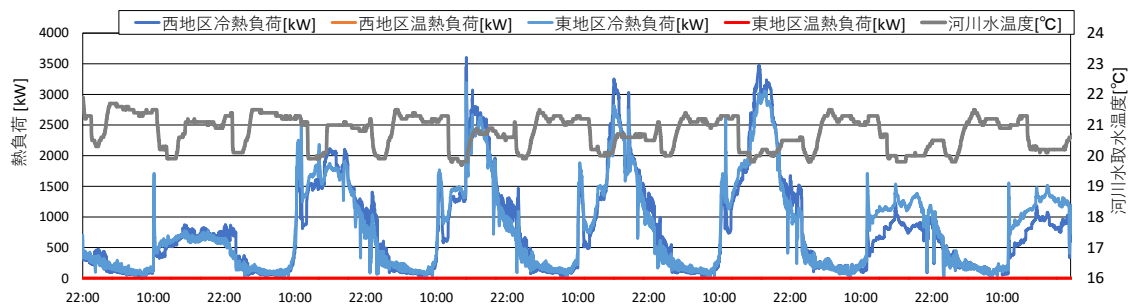
●・・・各熱負荷の変動パターン（計49パターン）において最高のシステムCOPを示した時の分布

10月 各熱負荷に対して、平日のみに各熱融通制御を行った時の各プラントの平日平均  
熱処理熱量と両プラント全体のシステム COP の分布



●・・・各熱負荷の変動パターン（計49パターン）において最高のシステムCOPを示した時の分布

10月 各熱負荷に対して、休日のみに各熱融通制御を行った時の各プラントの休日平均  
熱処理熱量と両プラント全体のシステム COP の分布



10月 各プラントの代表1週間熱負荷と河川水取水温度

図 4-15 プラント処理熱量と COP および熱負荷(100%時) (10月)

表 4-15 制御マトリクス(11月)

11月 制御マトリクス

平日 熱融通対象：温熱（100%設定値 2791 kW）  
熱融通方向 a：西→東 b：東→西

西地区 平均平日負荷積算値 [GJ]	67.711 130%	25% a	12.5% a	12.5% a	37.5% a	37.5% a	50% a	25% a
	63.843 120%	12.5% a	12.5% a	12.5% a	37.5% a	25% a	25% a	12.5% a
	59.975 110%	25% a	25% a	37.5% a	0% -	37.5% a	50% a	12.5% a
	56.107 100%	0% -	0% -	12.5% a	12.5% a	50% a	0% -	12.5% a
	52.238 90%	50% b	12.5% a	12.5% a	12.5% a	12.5% a	50% b	12.5% a
	48.37 80%	0% -	0% -	12.5% a	0% -	50% a	50% a	12.5% a
	44.502 70%	0% -	0% -	12.5% a	0% -	50% a	0% -	12.5% a
	29.467 70%	32.769 80%	36.071 90%	39.374 100%	42.676 110%	45.978 120%	49.28 130%	
	東地区 平均平日負荷積算値 [GJ]							

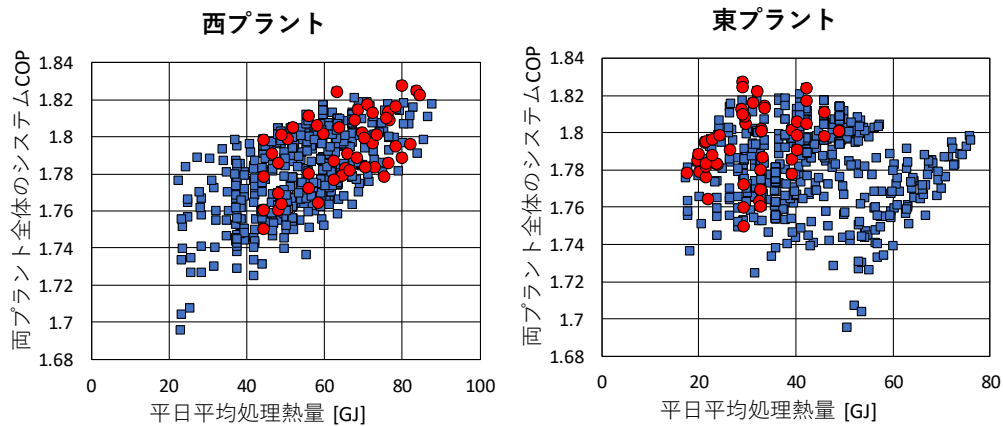
休日 熱融通対象：温熱（100%設定値 2791 kW）  
熱融通方向 a：西→東 b：東→西

西地区 平均休日負荷積算値 [GJ]	82.946 130%	0% -	0% -	0% -	25% a	12.5% a	12.5% a	25% a
	78.175 120%	0% -	0% -	12.5% a	12.5% a	12.5% a	12.5% a	25% a
	73.404 110%	0% -	12.5% a	12.5% a	12.5% a	12.5% a	12.5% a	25% a
	68.633 100%	0% -	0% -	0% -	25% a	25% a	25% a	25% a
	63.862 90%	12.5% a	12.5% a	12.5% a	12.5% a	12.5% a	12.5% a	25% a
	59.091 80%	0% -	0% -	0% -	12.5% a	12.5% a	12.5% a	25% a
	54.319 70%	0% -	0% -	0% -	25% a	0% -	0% -	25% a
	30.242 70%	33.129 80%	36.017 90%	38.905 100%	41.792 110%	44.68 120%	47.567 130%	
	東地区 平均休日負荷積算値 [GJ]							

※積算値の値は温熱負荷のみを表す

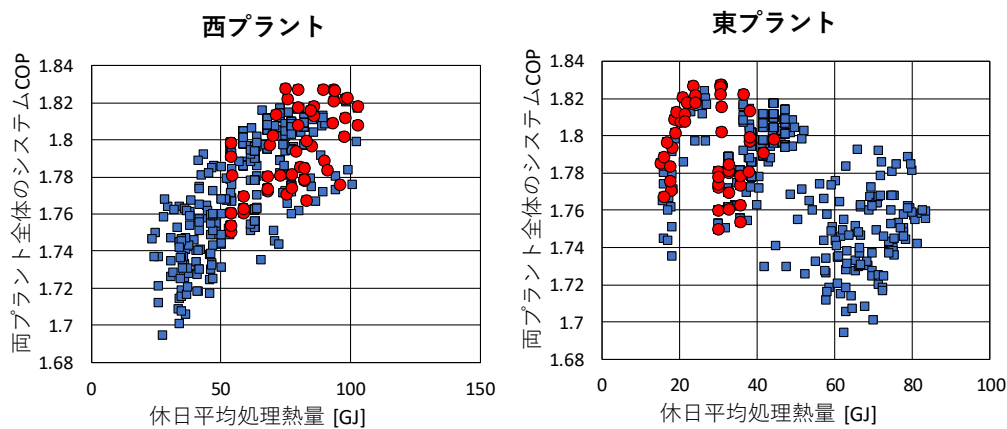
※設定値0%の時は、熱融通を行わない運用を推奨

※積算値の下のは負荷の変動率を表す



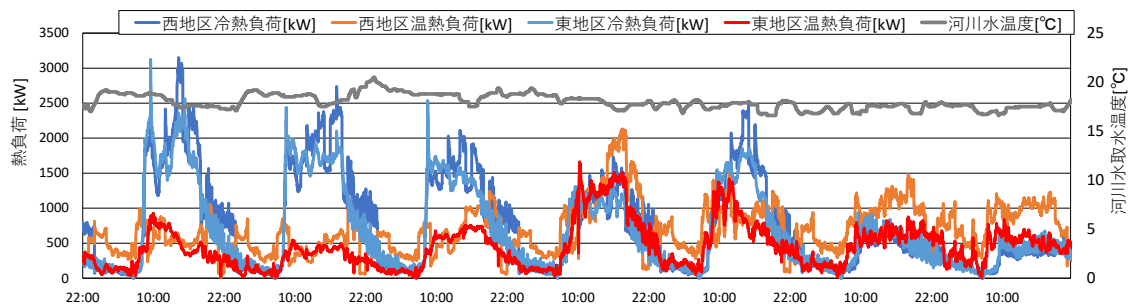
●・・・各熱負荷の変動パターン（計49パターン）において最高のシステムCOPを示した時の分布

11月 各熱負荷に対して、平日のみに各熱融通制御を行った時の各プラントの平日平均  
熱処理熱量と両プラント全体のシステム COP の分布



●・・・各熱負荷の変動パターン（計49パターン）において最高のシステムCOPを示した時の分布

11月 各熱負荷に対して、休日のみに各熱融通制御を行った時の各プラントの休日平均  
熱処理熱量と両プラント全体のシステム COP の分布



11月 各プラントの代表1週間熱負荷と河川水取水温度

図4-16 プラント処理熱量とCOPおよび熱負荷(100%時) (11月)

表 4-16 制御マトリクス(12月)

12月 制御マトリクス

平日 熱融通対象：温熱（100%設定値 2791 kW）  
熱融通方向 a：西→東 b：東→西

西地区 平均平日負荷積算値 [GJ]	248.89 130%	25% a	25% a	37.5% a	37.5% a	37.5% a	87.5% a	62.5% a
	232.25 120%	25% a	25% a	25% a	37.5% a	50% a	62.5% a	25% a
	215.61 110%	37.5% a	12.5% a	25% a	37.5% a	50% a	87.5% a	62.5% a
	198.97 100%	25% a	25% a	25% a	62.5% a	62.5% a	62.5% a	25% a
	182.33 90%	37.5% a	37.5% a	50% a	50% a	50% a	62.5% a	75% a
	165.68 80%	12.5% a	25% a	25% a	50% a	62.5% a	62.5% a	100% a
	149.04 70%	0% -	62.5% a	50% a	87.5% a	75% a	87.5% a	100% a
	90.099 70%	100.02 80%	109.95 90%	119.87 100%	129.8 110%	139.72 120%	149.65 130%	
	東地区 平均平日負荷積算値 [GJ]							

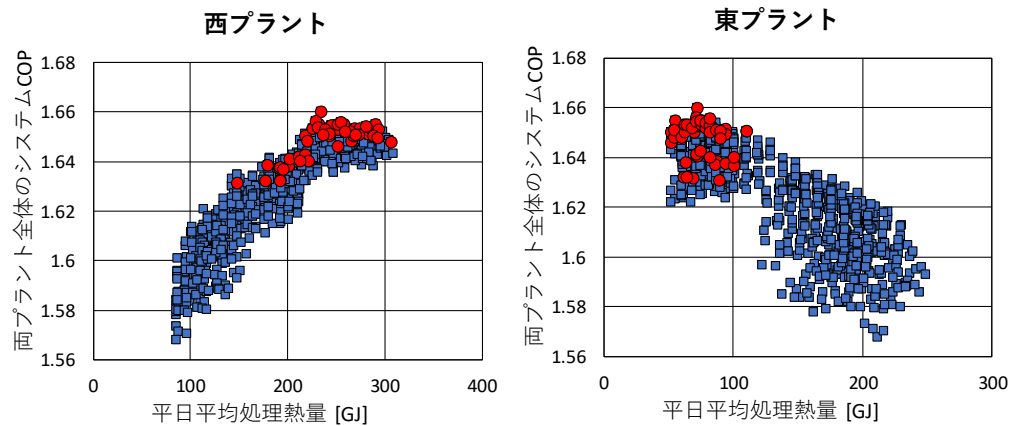
休日 熱融通対象：温熱（100%設定値 2791 kW）  
熱融通方向 a：西→東 b：東→西

西地区 平均休日負荷積算値 [GJ]	178.06 130%	0% -	0% -	62.5% a	0% -	75% a	0% -	87.5% a
	167.64 120%	0% -	0% -	0% -	0% -	0% -	0% -	0% -
	157.22 110%	0% -	0% -	0% -	0% -	0% -	0% -	12.5% a
	146.81 100%	0% -	0% -	0% -	0% -	0% -	0% -	12.5% a
	136.39 90%	0% -	0% -	0% -	0% -	12.5% a	12.5% a	12.5% a
	125.97 80%	12.5% a	0% -	0% -	0% -	12.5% a	12.5% a	12.5% a
	115.55 70%	25% a	25% a	25% a	25% a	12.5% a	25% a	25% a
	83.752 70%	91.515 80%	99.278 90%	107.04 100%	114.8 110%	122.57 120%	130.33 130%	
	東地区 平均休日負荷積算値 [GJ]							

※積算値の値は温熱負荷のみを表す

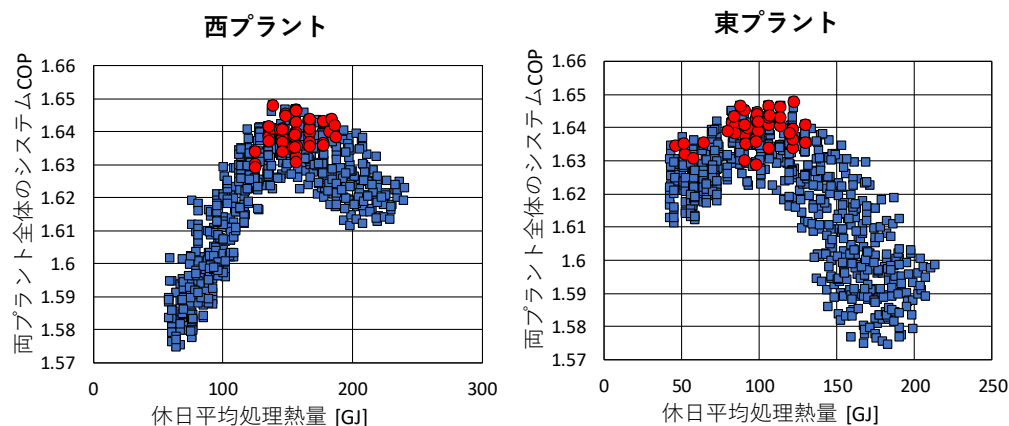
※設定値0%の時は、熱融通を行わない運用を推奨

※積算値の下のは負荷の変動率を表す



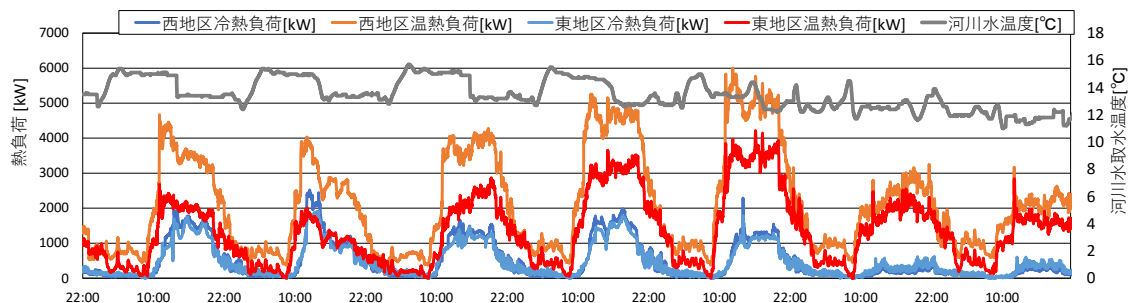
●・・・各熱負荷の変動パターン（計49パターン）において最高のシステムCOPを示した時の分布

12月 各熱負荷に対して、平日のみに各熱融通制御を行った時の各プラントの平日平均  
熱処理熱量と両プラント全体のシステム COP の分布



●・・・各熱負荷の変動パターン（計49パターン）において最高のシステムCOPを示した時の分布

12月 各熱負荷に対して、休日のみに各熱融通制御を行った時の各プラントの休日平均  
熱処理熱量と両プラント全体のシステム COP の分布



12月 各プラントの代表1週間熱負荷と河川水取水温度

図 4-17 プラント処理熱量と COP および熱負荷(100%時) (12月)

#### 4.6. 小括

本章ではまず、シミュレーションを用いて熱融通の効果を詳細に検討した。対象とした2つのプラントは性能に大きな差がないため熱融通による効果は大きなものではなかったが、搬送機器の挙動、配管内の圧力分布などを考慮したシミュレーションモデルを用いることでわずかではあるが性能向上が可能であることが示された。

熱融通設定変更頻度は運転管理者と議論し、週2回の変更頻度(平日設定と休日設定)とし検討を行った。当該週の熱融通設定値を前週のデータに基づき週ごとに変更する場合、気象状況の大きな変化により場合によっては効率が低下することもあり、当該月の熱融通設定値を決めて熱融通する方が、熱融通による効率向上率が高かった。

次に、シミュレーション結果をもとに熱負荷予測なしで熱融通を効率よく行うため日負荷を軸にとった熱融通設定値のマトリクスを作成した。本マトリクスに基づくことで、現地の運転員はシミュレーションを行わずとも効率的な熱融通設定の目安が明らかになり効率的な熱融通運転が可能になると考えられる。

## 第5章

# 熱融通運転を実施した運転結果の評価



### 5.1. 本章の背景と目的

本研究で対象としている地域冷暖房システムでは2012年に東プラントが竣工し、2017年に西プラントが竣工した。第2章で紹介したように、蓄熱系熱源機と温度成層型蓄熱層の組み合わせ、および直送熱源機の熱源構成であり、蓄熱系熱源機の一部は熱回収型を採用し、部分負荷は蓄熱槽からの蓄放熱で対応して熱源機は定格運転するなど、両プラントとも類似した構成となっている。しかしながら、冷房時に効率の高い直送系熱源機が東プラントでは2台、西プラントでは1台と、直送系熱源機の全体の冷房能力が異なる。また、熱回収型ヒートポンプの装置容量は西プラントの方が大きいというように、両プラントにおいて若干異なった点もある。

2017年度は西地区の竣工初年度であったため、順次テナントの入居が進み、それに応じて熱負荷が増加した。2018年度にはテナントの入居がほぼ終わり定常状態の負荷となった。熱融通は2017年度の西プラント竣工時から可能であったが、プラントが正しい運転の挙動を示すかを確認するためもあり、竣工当初は熱融通を行わず単独運転を行っていたが、2017年度冬季から運転員が熱融通マトリクスを参考に熱融通設定値を入力し熱融通運転を開始した。

当初、運転管理者と打ち合わせた結果の想定では、入力の手間の関係で熱融通設定値は1週間の間に平日設定と休日設定の2つの設定値を切り替えて入力するとして熱融通マトリクスを作成したが、熱源台数自動制御が安定して運用されていることから作業時間の余裕が生じたため、夏期は東プラントの直送系熱源機の稼働率を高める、冬期は熱回収機の稼働率を向上させる、といったことが全体効率の向上につながるという熱融通マトリクスの検討結果を参照して、1週間単位ではなく小まめに熱融通設定値を手動入力して熱融通を行った。

本章では、第4章で提案したマトリクスを実際に参照しながら熱融通された東・西プラントの実運転結果について検証を行い、当初の意図どおりの運転が行われていることを確認することを目的とする。

## 5.2. 運転実績の評価

### 5.2.1. 運転実績の評価

東西両地区の熱負荷を図 5-1 に示す。2018 年度は夏期の気温が若干高く、東地区の冷房負荷がわずかに増加した。西地区は竣工 2 年目になり、建物の入居が進み満室に近い状況となったため、2017 年度と比べ冷房負荷が大幅に増加した。また、2018 年の秋から冬にかけては前年より気温が高かったため、秋に冷房負荷の増加、冬期に暖房負荷の低下が見られた。西地区夏期の温熱負荷は美術館の運転も開始し増加することが予想されたが、ホテルの温熱負荷の減少により、初年度より減少した。

図 5-2 に 2018 年度の需要家側の負荷と往還温度差の関係を示す。西地区の方が東地区に比べて温度差が大きくなる傾向であった。供給約款は往還 10℃差となっているが、熱源機、蓄熱槽等は 5～8℃差で設計されているため、高効率な定格運転のためには最低 8℃の温度差が必要となる。例えば、冷房ピーク時に稼働する R5,6、RA5 は 8℃差で設計されているため、高負荷時以外は 7℃の温度差(R3、RA3,4 の定格)を確保できると熱源機は高効率な定格運転を行える。その負荷は、数点を除き東地区冷水で 6,700 MJ/h、温水で 2,400 MJ/h、西地区冷水で 1,400 MJ/h、温水で 2,700 MJ/h 以上であった。各地区の 2018 年度の熱負荷のデュレーションカーブを図 5-3 に示す。前述の熱量との交点はそれぞれ、1,983 時間、2,711 時間、4,641 時間、2,487 時間となりかなりの時間、定格運転を行うことが可能な往還温度差を確保することができていた。

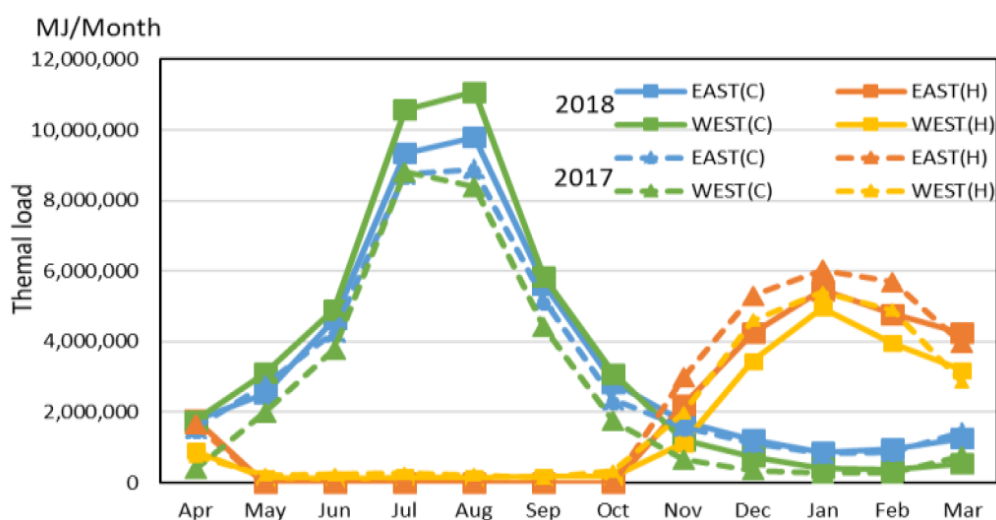


図 5-1 冷暖房負荷

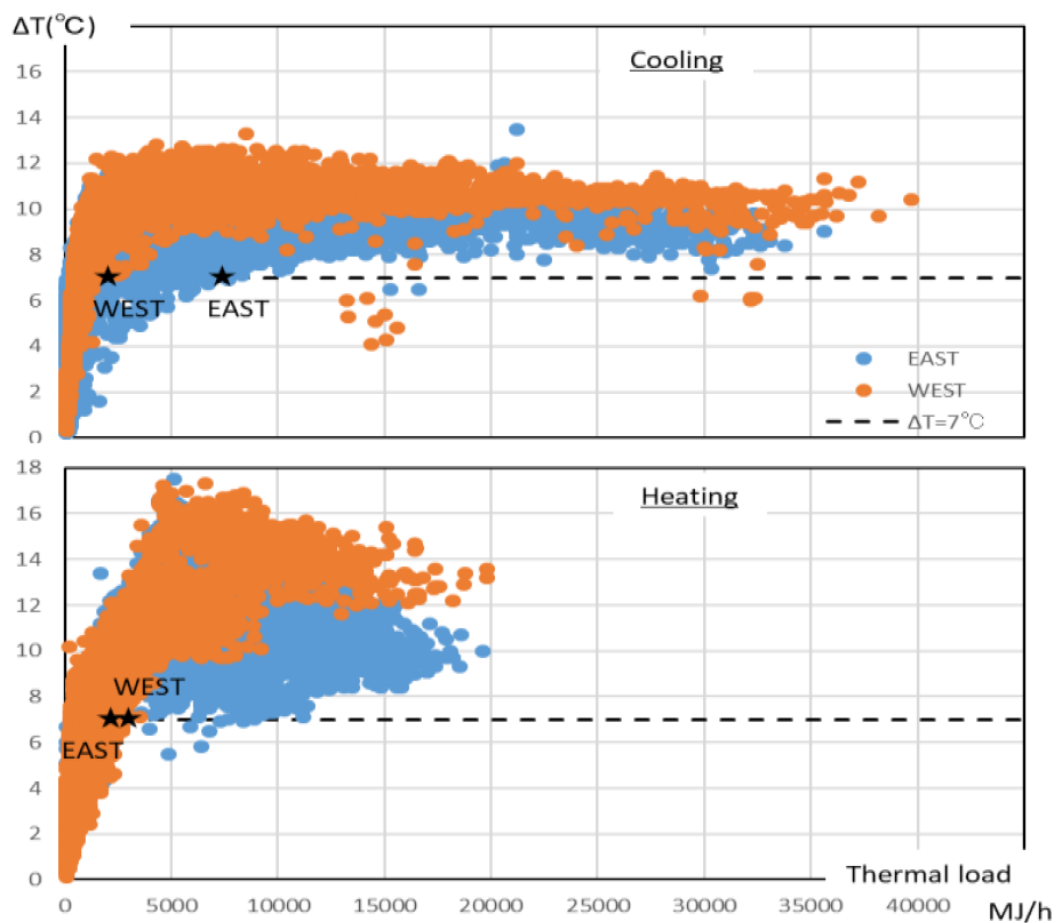


図 5-2 往還温度差 (2018 年)

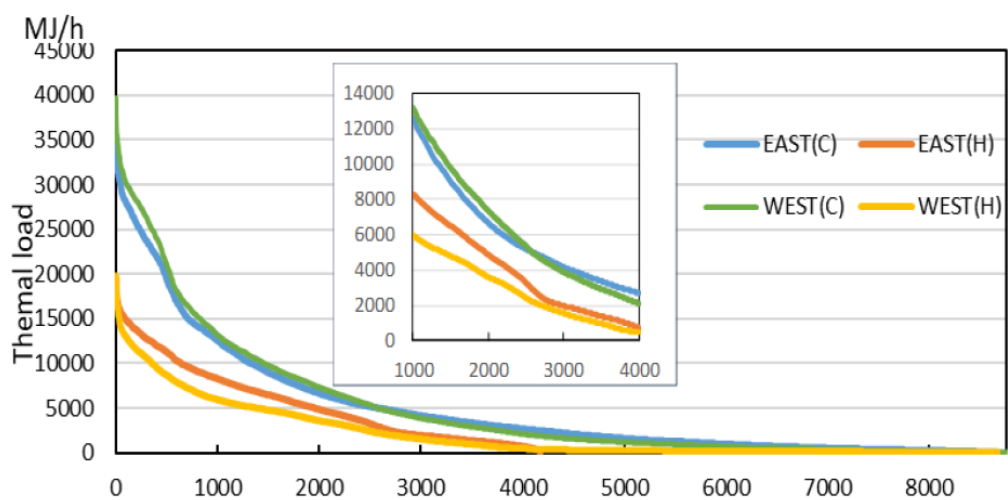


図 5-3 熱負荷デューレーションカーブ (2018 年)

### 5.2.2. 熱融通の運転状況

2017 年度、2018 年度の東西両プラントの製造熱量、熱融通量を図 5-4 に示す。2017 年度夏期は竣工初年度であったために試験的に熱融通運用を行ったのみであったが、2017 年度冬期より熱回収機の効率的な運転、放熱用熱交換器の冷暖切り替え（手動作業）低減等を目的に熱融通を行い始めた。熱融通制御は前章で提案したマトリクスをもとに、運転員が入力を行った。竣工前の打合せでは運転員の作業負荷削減の観点から、設定値変更頻度を少なくしてほしいとの要望があり、平日パターンと休日パターンの 2 パターンとし設定変更は平日／休日が変わる時のみとするとしていたが。実際の運転を開始したところ各地区の熱源の自動運転実施により監視制御作業が少なかったため、こまめに運転員が熱融通設定値を変更する運用がなされた。夏期代表日、冬期代表日の熱負荷と熱融通の状況を図 5-5、図 5-6 に示す。夏期は東プラントから西プラントに、冬期は西プラントから東プラントに熱融通しているのが確認できた。

2018 年度夏期冷熱は主に高効率の直送系熱源機(R5,6、RA5)が運転可能となるように熱融通設定を行い、見かけ上当該地区の熱負荷を大きくし直送系熱源機が増段するようにして運転時間増加を目指した。その結果、直送系熱源機が 2 台ある東地区から西地区への熱融通が多くみられた。中間期、冬期は 2017 年度と同様に片側のプラントに負荷を集め、熱回収機の稼働率を向上させることを目的に熱融通を行った。その結果、熱回収機の機器容量の大きな西地区から東地区への熱融通が多く見られた。熱融通を行った熱量は全負荷熱量に対し、冷熱で 8.5%、温熱で 7.5%であり、2017 年度の冷熱 2.9%、温熱 3.7%に比べ増加した。

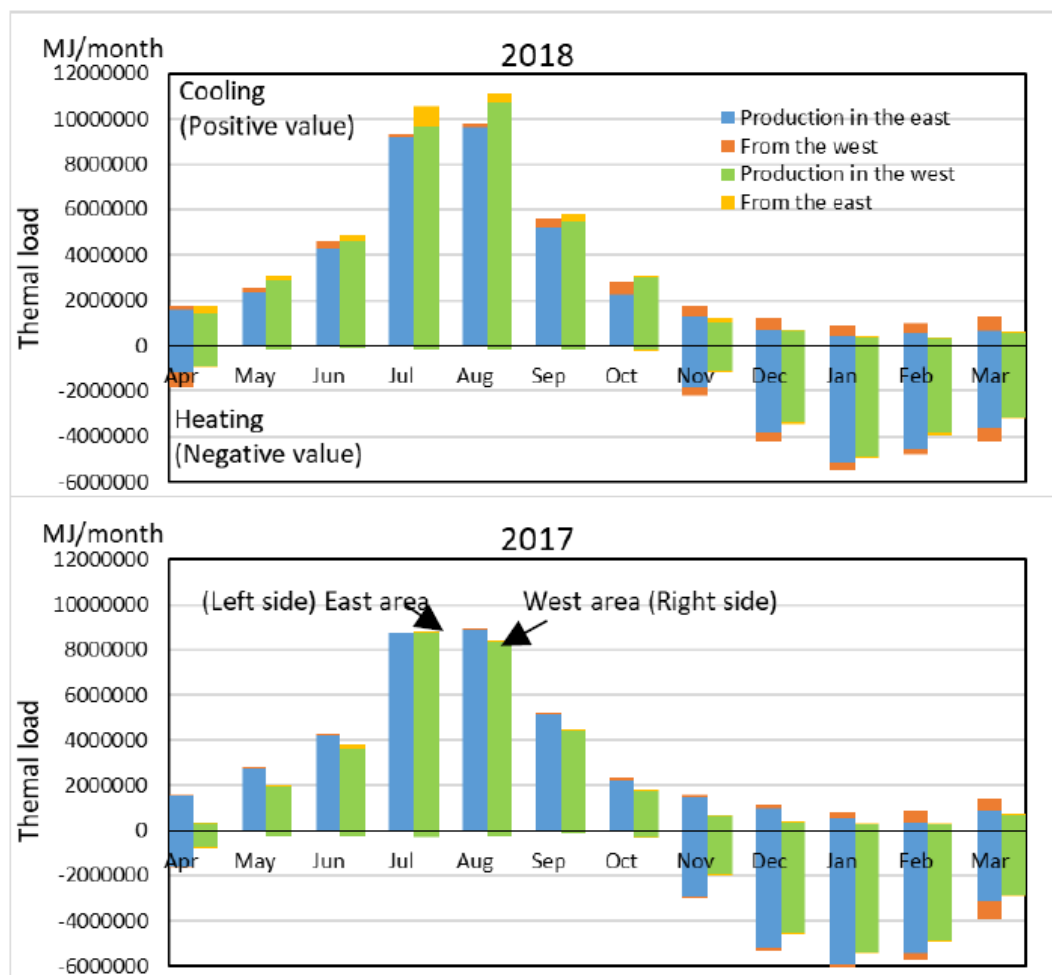


図 5-4 各地区月別熱負荷と熱融通量

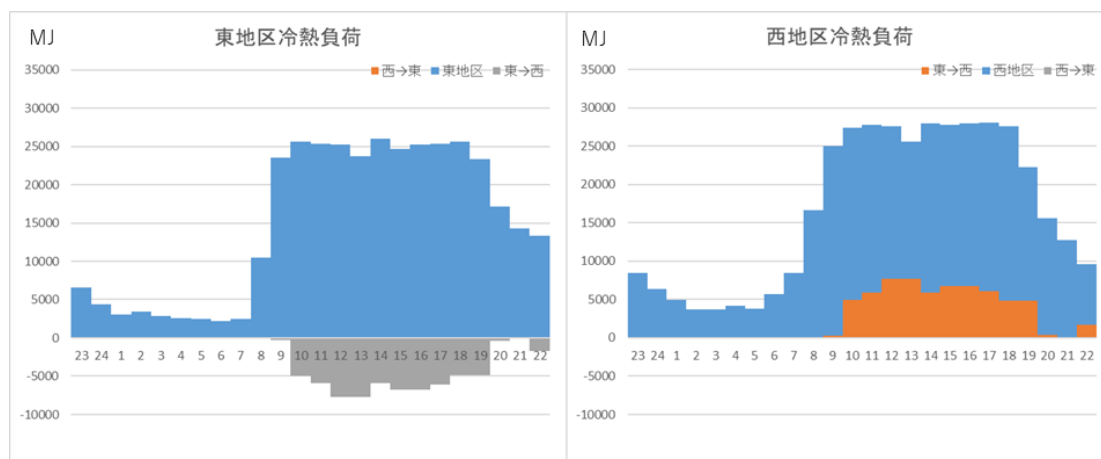


図 5-5 夏期代表日の熱負荷と熱融通状況

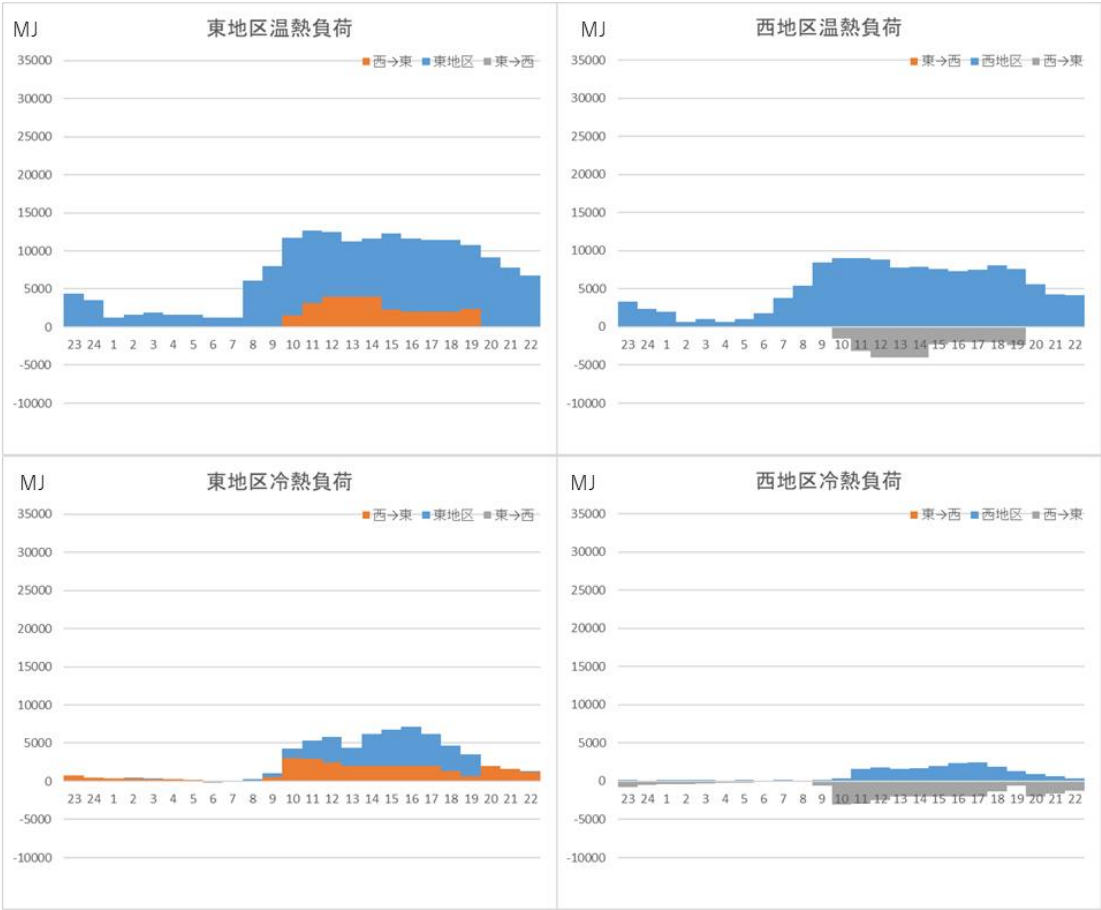


図 5-6 冬期代表日の熱負荷と熱融通状況

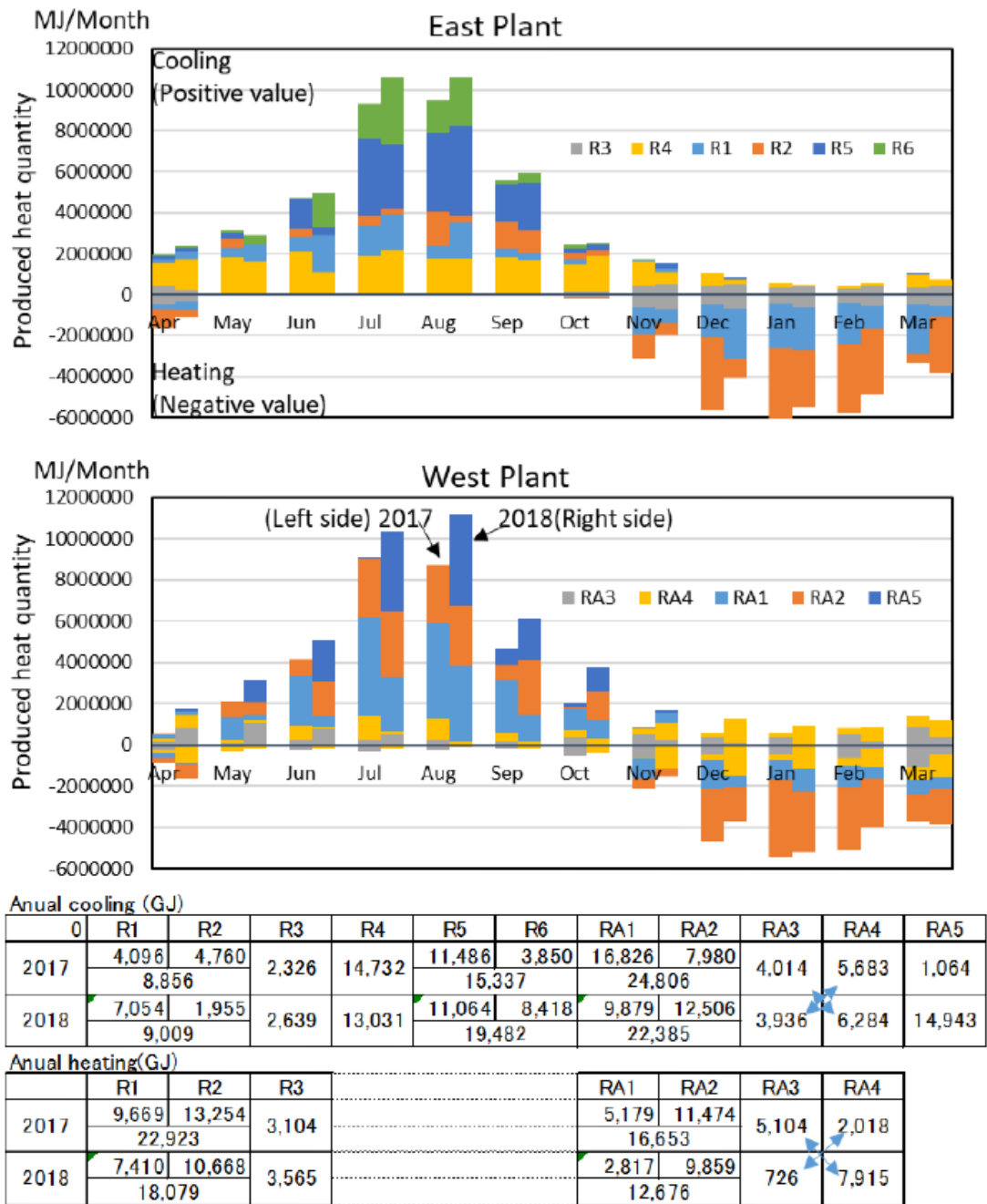
### 5.2.3. 各熱源機の運転状況

各プラントの熱源機の運転設計思想は以下の通りである。東プラントの夏期の冷熱は R4 をベースに一定以上の負荷がある場合は直送系 R5,R6 を運転し、不足分を R1,R2 で賄う。冬期の冷熱は R3 熱回収をベースに西プラントからの融通を行い、不足する場合は R4 を運転する。温熱は R3 熱回収をベースに不足する場合は R1,R2 を運転する。夏期西プラントの冷水は温熱ベースに熱回収運転した RA3 の次に RA4(2018 年度は RA3 と 4 を切替)を運転、一定以上の負荷がある場合は直送系の RA5 を運転、さらに不足分を RA1,RA2 を運転する。夏期の温熱は RA3(2018 年度は RA4 に切替)の熱回収運転、冬期の温熱は RA3、RA4 の熱回収運転をベースに不足分を RA1、RA2 を運転する。

2017 年度と 2018 年度の熱源別の製造熱量を図 5-7 に示す。東地区は概ね設計思想通りの運転が行われたことが確認された。2017 年度の西地区は最も効率が高い RA5 が配管系のセンサーのトラブルで運転できなかったが、2018 年度は設計思想通りの運転が行われた。

2017 年度と 2018 年度の熱源機毎の COP を図 5-8 に、各機器の負荷率別運転時間を図 5-9 に示す。2017 年度に対して 2018 年度では、東プラントの各機器は R4 の 10 月など部分的に効率が低下した月もあるが、当該月に受け持つ負荷も少なく、各機器の年間 COP は両年度で大きく変わらなかった。西プラントについては RA1,2 の年間 COP には大きな差はなかった。RA3,4 の夏期運転は 2017 年度には RA3 熱回収、RA4 冷房、2018 年度には RA3 冷房、RA4 熱回収で運転していたため同じモードの RA3 と RA4 を比較すると年間 COP は各モードともに約 5.8%向上した。月別で見ると 2017 年度の RA4 と 2018 年度の RA3 はほぼ同じような値で、夏期は西プラントの熱源の中で一番低い値となった。年間 COP を見ると効率の低い夏期に受け持つ熱量が減ったため結果的に効率は向上した。また、熱回収モードの 2017 年度の RA3 と 2018 年度の RA04 を比較すると、2018 年夏期には暖房負荷の減少に伴い部分負荷運転となり効率が低下したが、4 月～6 月にかけては負荷が増加したため効率が向上し、結果的に年間では効率は向上した。RA5 はセンサートラブルにより 2017 年度にはほとんど運転することができなかったが、2018 年度は夏期に本格運転を行うことができたため、受け持つ熱量は大幅に増加した。結果的に年間 COP は前年度と大きな差はなかった。

負荷率別運転時間も大部分が 90%以上となっているが、RA4 の熱回収運転は 10%以下の運転時間が多い。夏期の温水負荷が予想に比べ極小であり、蓄熱槽を経由しないクローズ運転となっていたためである。RA4 はコンプレッサーを 2 台搭載しているため、50%の負荷率があれば定格運転できるが、これに比べても低負荷での熱源運転となっているため、効率低下の原因となっている。



※運転モード  
2018:RA3 熱回収、RA4 冷暖切替  
2019:RA3 冷暖切替、RA4 熱回収

図 5-7 各プラントにおける熱源機器ごとの製造熱量



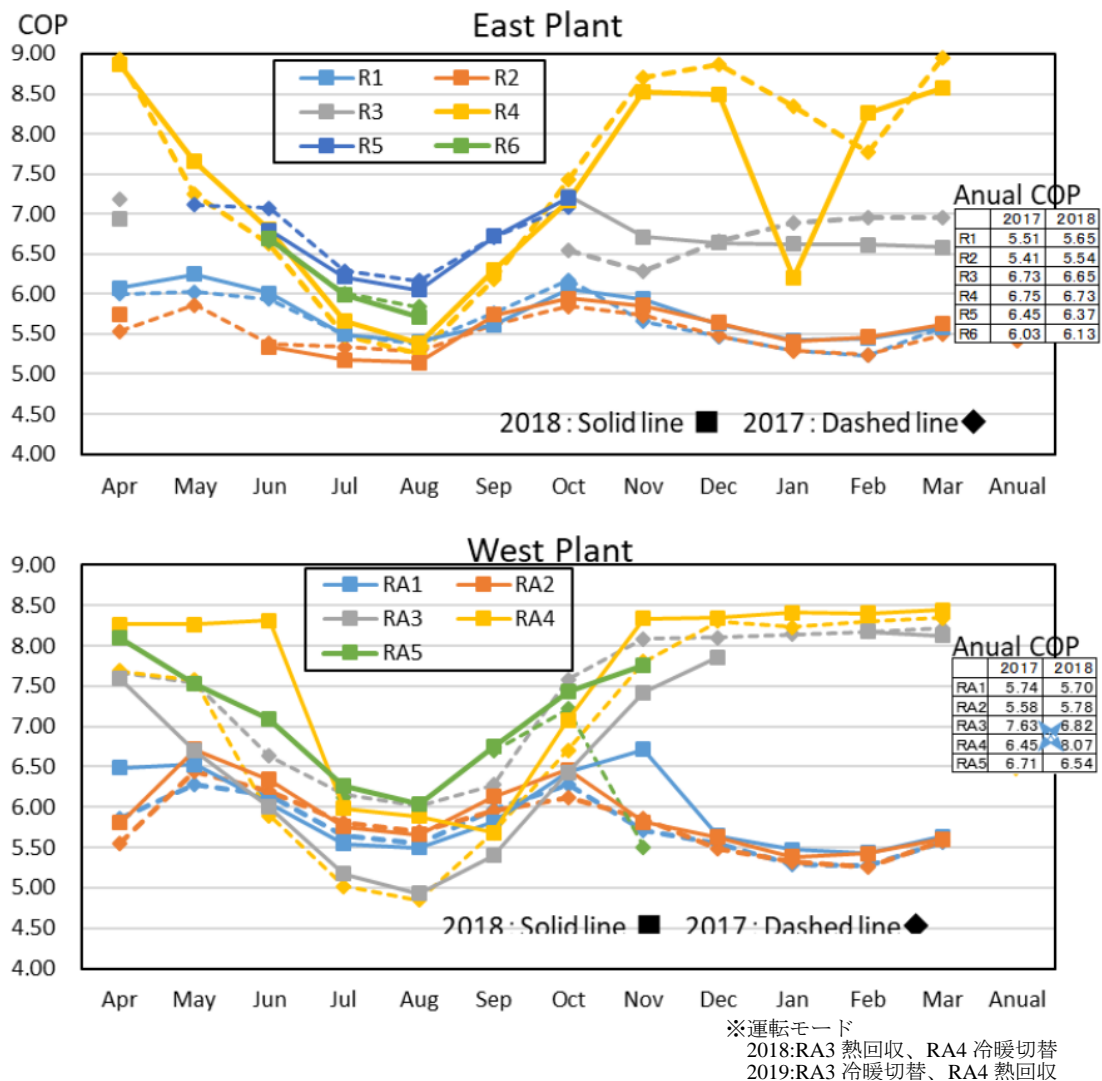


図 5-8 各プラントにおける月ごとの熱源機器 COP

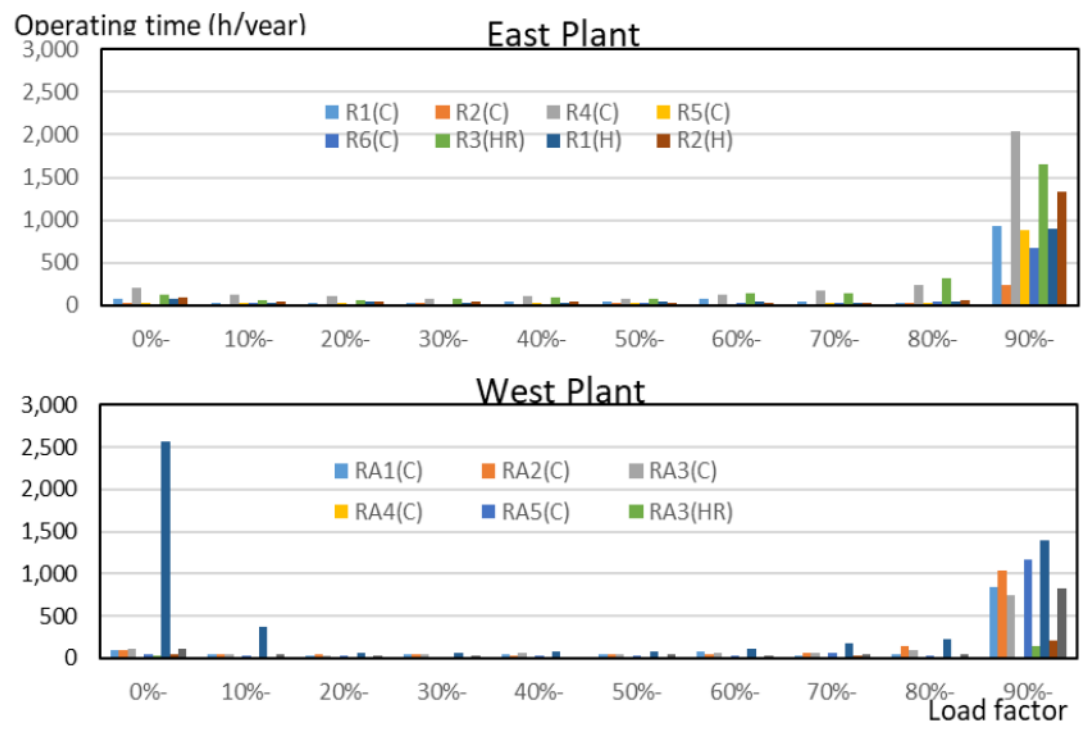


図 5-9 負荷率別熱源機器運転時間

#### 5.2.4. プラント全体の消費電力と効率

2018 年度のプラントの消費電力量を図 5-10 に示す。熱源主機の割合が 66.0%、河川水ポンプの割合が 16.2%でありこの 2 つで 80%を超えた。また熱融通ポンプの消費電力量の割合は 0.04%と僅かであった。熱融通制御弁の年間開放時間は冷水 4988 時間、温水 1676 時間であったが、熱融通ポンプの稼働時間は（積算パルス 1kWh 以上をカウント）冷水 2387 時間、温水 770 時間であり、冷水ポンプ定格 30kW、温水ポンプ定格 18.5kW(共にインバータポンプ)に対し、最大消費電力量が冷水 9kWh、温水 10kWh であることから、圧力差が少なく消費電力量が少なくなったものと考えられる。

2017 年度と 2018 年度のプラント COP を図 5-11 に示す。夏期は東プラントの効率が大きく、冬期は西プラントの効率が高かった。5 月、10 月は蓄熱槽の切り替えに熱が必要なため、効率は低下した。2018 年度のプラント COP は、東地区 1.48、西地区 1.50、全体で 1.49 であり前年度 1.40 に比べ向上した。4 月～6 月に西地区の負荷が増加したために西プラントで最も効率の高い RA5 を運転したこと、冬期の暖房負荷が減ったため、暖房運転の割合が減り熱回収運転の割合が増加したことが主な理由と考えられる。東プラントの COP は西プラントを増設する前の 1.45～1.46 に比べ向上した。熱融通による負荷移動の効果があったとも考えられる。

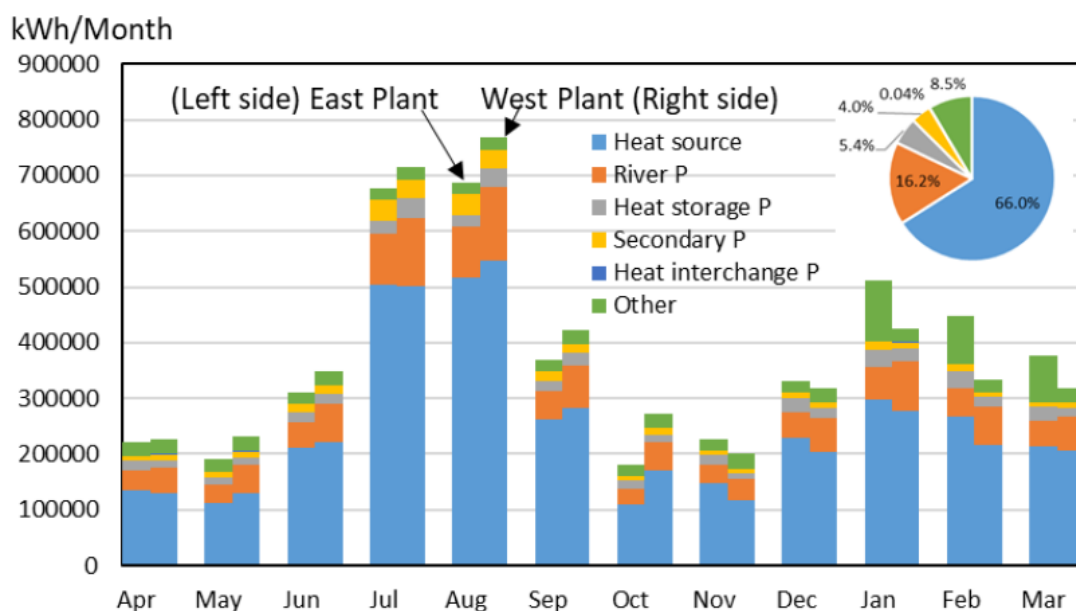


図 5-10 プラント消費電力量

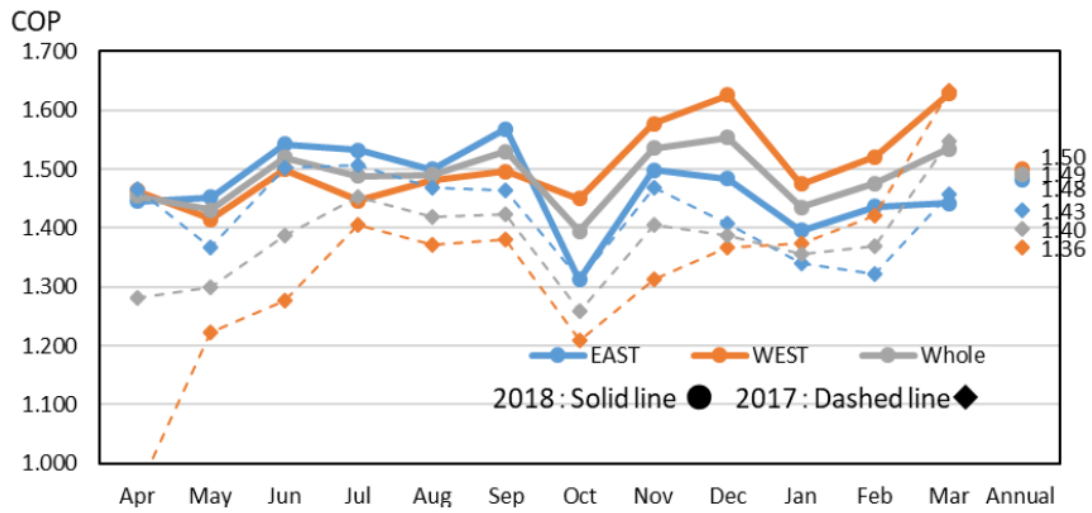


図 5-11 月ごとのプラント COP

### 5.3. 更なる効率改善の検討

更なる効率改善手法として、極低負荷域で片側の負荷を移行し、熱融通を行うことで片側のプラントの停止する運転が考えられる。2018 年度の東西両プラントの熱源機の製造熱量と熱源機全体の COP のプロットを図 5-12 に示す。両プラントとも極低負荷域以外は良好な COP で運転している。COP=4 を下回る時間数は東プラントで 72 時間(0.82%)、西プラントで 21 時間(0.24%)、COP=5 を下回る時間数は東が 168 時間(1.92%)、西が 78 時間(0.89%)であった。効率が低下するほど低負荷な運転頻度は少なく、停止プラントを再稼働させるときにトラブルの発生の恐れがあることから、片方のプラント停止を実施するのは現時点では難しいと考えられる。しかし、プラントの発停に関するリスクを防止することができれば、さらなる効率改善の可能性があると考えられる。

また、熱融通により熱回収運転をさらに拡大できれば、全体効率の向上が期待できる。2017 年度と 2018 年度の熱回収機の製造熱量とその他の機器の製造熱量を図 5-13 に示す。夏期の温水負荷、冬期の冷水負荷はほぼ熱回収機でまかなっており、熱回収運転の増加によるこれ以上の運転増加余地は少ないと考えられる。

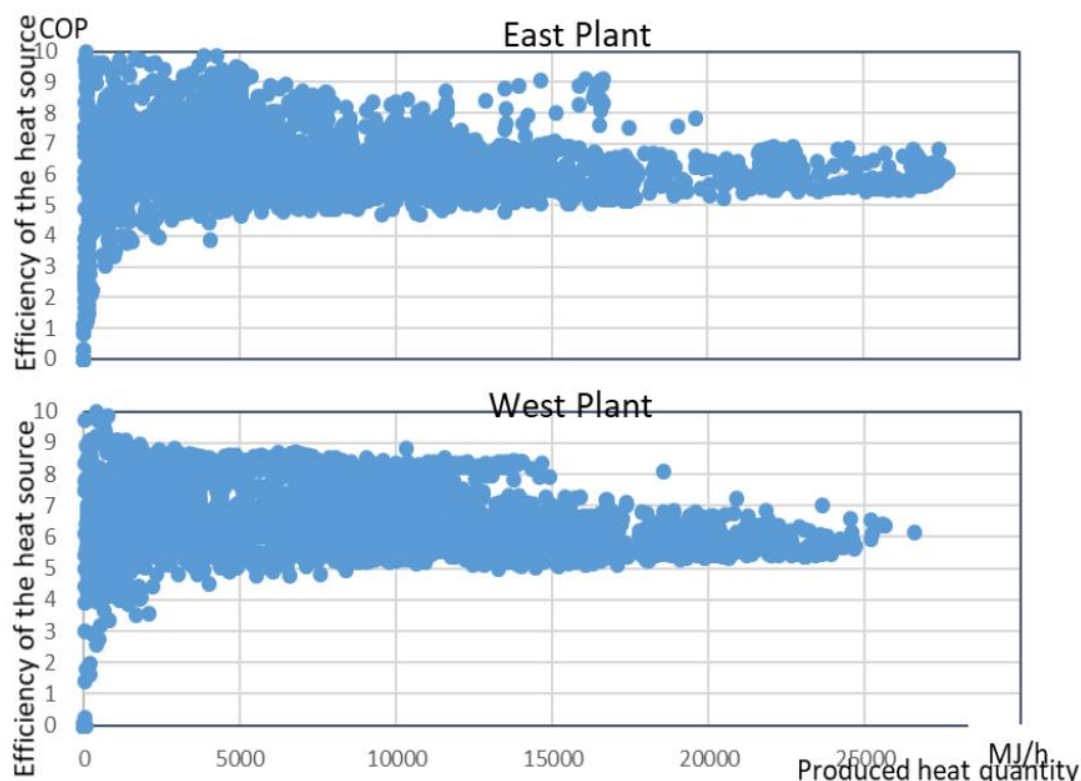


図 5-12 熱源製造熱量と熱源機 COP

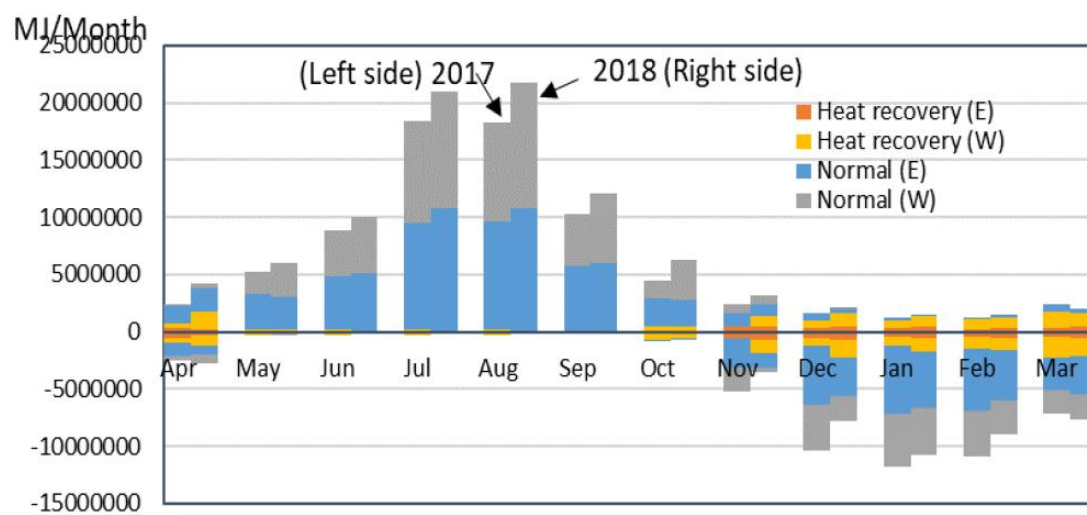


図 5-13 熱回収熱源機の処理熱量

#### 5.4. 小括

本章では、熱融通マトリクスを参考に現地の運用管理者が実施した融通運転を含む、実プラントの運転実績を分析した。その結果、効率の高い機器がなるべく多く運転されていることが確認され、全体の COP は 1.49 と高効率でほぼ設計思想通りであった。熱融通については提案した熱融通マトリクスを参考に運転員が入力値を設定しており、夏期の温水、冬期の冷水の大部分を高効率な熱回収機で賄う運転ができていた。また、東地区の効率は熱融通により西地区竣工前の単独運転時より向上し、熱融通ポンプの消費電力量は全体の 0.04% と僅かであったことから、熱融通の有効性が実プラントにおいて確認された。

## 第6章

# デマンドレスポンス市場の現状



## 6.1. 本章の背景と目的

前章までは、地域冷暖房システムの高効率化を目指した複数プラント間の熱融通の検討を行ってきた。カーボンニュートラル化には熱融通による省エネルギー化に加え、再生可能エネルギーの大量導入を支えるエネルギーの柔軟な利用（エネルギーフレキシビリティ）も重要となってきた。そこで本章以降では、大規模なエネルギー需要家として蓄熱槽というエネルギーストレージを有する地域冷暖房システムの DR に関する検討を行う。

近年、電力系統の状態に応じてエネルギー需要の時間帯や大きさを変化させる DR の検討が進んでいる [6-1][6-2]。

DR は、需要制御のパターンによって、電力がひっ迫している場合等に需要を減らす（抑制する）「下げ DR」と、再生可能エネルギー由来の電力が余剰になった場合等に需要を増やす（創出する）「上げ DR」の二つの区分がある。

電力自由化以前は旧一般電気事業者が電力の小売りと系統安定の両方を担っていたため、蓄熱槽を用いてピーク時間に熱源機を停止させるといった、ピーク調整契約等の料金誘導による下げ DR に相当するものが存在していた。しかし、電力完全自由化に伴い小売電気事業者と一般送配電事業者が独立した事業者となり、系統安定の責務は一般送配電事業者が担うことになり、需要家と小売電気事業者間で交わされるピーク調整契約は現在新規ではみられない。2017 年にはネガワット取引市場、2020 年からは容量市場が始まるなど、ピーク時の電力を抑制する施策が行われてきたが、DR の諸制度は年々変化しており、地域冷暖房システムにおいて DR を実施し、カーボンニュートラル化のみならず電力系統の安定化に寄与していくには、その現状を把握し、今後の動向を見据える必要がある。そこで本章では、欧米の DR 市場、日本の DR 市場の現状について整理することを目的とする。本章は次章の DR シミュレーション検討の事前調査として位置付けられる。

## 6.2. 欧米の DR 市場

DR には大きく分けて間接的 DR（Implicit DR）と直接的 DR（Explicit DR: 容量市場等）の2つのタイプの DR が存在する。間接的 DR はダイナミックプライシングに代表される、系統側が直接 DR を支持するのではなく DR を誘導するような手法である。直接的 DR は容量市場・容量メカニズムに代表されるように系統と需要家が DR に関する取り決めを直接実施し、条件に応じて DR を発動するものである。欧州においては各国のグリッドが連系されているところも多いが、直接的 DR の導入状況は図 6-1 に示すように各国の状況により異なるのが現状である。

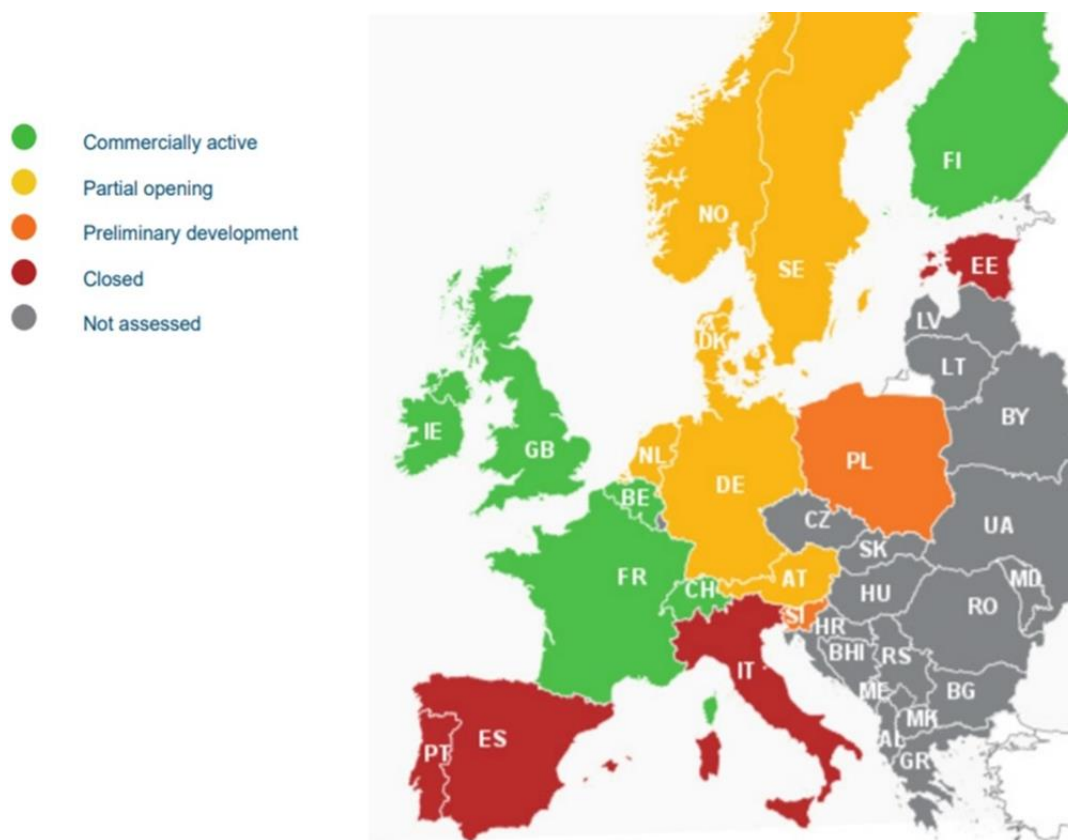


図 6-1 ヨーロッパにおける Explicit DR の導入状況(2017) [6-3]より引用

また、直接的 DR（容量メカニズム）の海外での導入状況を図 6-2 に示す。容量市場型が多いものの導入国はまだ少なく、最近制度を以降した国やテキサス州のように価格スパイク（ダイナミックプライシング）型など、各国、地域の電源構成、系統の状況により状況が異なることが分かる。

（参考）容量メカニズムの海外での導入状況

容量市場 （集中型／ 分散型）	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 発電事業者が保有する容量に対して、<b>小売事業者が、市場メカニズムで決まった価格</b>を容量に応じて支払う制度。</li> <li>● <b>将来の供給力確保</b>に主眼。</li> </ul>	イギリス フランス イタリア ※1 ポーランド ※2 ポルトガル 米PJM 米カリフォルニア州 豪（西部）
容量支払い	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 発電事業者が保有する容量に対して、<b>公的主体が、予め決めた価格</b>を容量に応じて支払う制度。</li> </ul>	
戦略的予備力	<ul style="list-style-type: none"> <li>● <b>公的主体が決定した、緊急時に不足すると見込まれる容量の電源を、系統運用者が</b>予め確保するための制度。</li> <li>● <b>電源の休廃止の阻止</b>に主眼。</li> </ul>	ドイツ ベルギー スウェーデン
価格スパイク	<ul style="list-style-type: none"> <li>● <b>供給力が一定値以下</b>になると、予め設定された需要曲線に沿って<b>卸市場価格が高騰</b>する制度。</li> </ul>	米テキサス州 豪（南東部）

※1 イタリアは、2019年より、容量支払い→容量市場に移行

※2 ポーランドは、2018年より、戦略的予備力→容量市場に移行

（出典）ACER/CEER “Annual Report on the results of monitoring the internal electricity markets in 2019”

IEA “Re-powering Markets – Market Design and Regulation during the Transition to Low-Carbon Power Systems” 等 7

図 6-2 容量メカニズムの海外での導入状況 [6-4] より引用

### 6.3. 日本の DR 市場

#### 6.3.1. 日本の下げ DR に関する状況

日本の DR のイメージを図 6-3 に示す。生産設備の運用調整、蓄電池・電気自動車の充放電、自家発電機、空調・照明、ヒートポンプ給湯器などの各リソースをアグリゲーションコーディネーターが束ねて様々なサービスを行っている。蓄電池の充放電や自家発電機の運転による DR の場合建物内の居住者に悪影響を与えずに DR を実施することが可能であるが、空調や照明をリソースとして活用する場合は居住者に負担を強いることが考えられる。特に空調の場合、下げ DR が発令される厳気象は空調負荷もピークに近い状況となるため、単純に空調停止するだけでなく、蓄熱槽等を用いて室内環境を担保しながら DR を実施する必要がある。

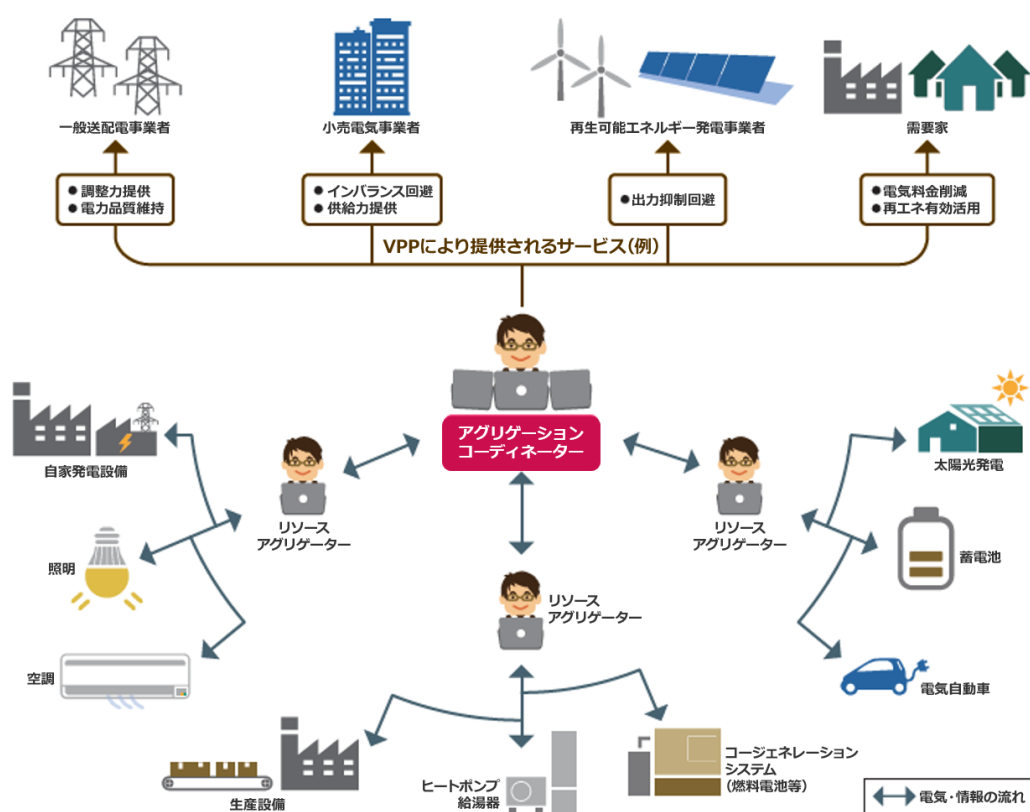


図 6-3 VPP、DR のイメージ[6-6]

蓄熱槽等を用いた需給調整は、電力完全自由化（2016 年 4 月）以前と以後とで契約形態が変化している。電力完全自由化以前は旧一般電気事業者が電力の小売りと系統安定の両方を担っていたため、蓄熱槽を用いてピーク時間に熱源機を停止させるピーク調整契約等が DR に相当するものとして存在した。しかし、電力完全自由化に伴い小売電気事業者と一般送配電事業者が独立した事業者となったため、系統安定の責務は一般送配電事業者が担うことになり、需要家と小売電気事業者間で交わされるピーク調整契約は 2022 年現在新規ではみられない。

このような状況の中、電力需要の調整力の募集が行われ、DR を実施した際のインセンティブが創設・制定された。調整力には周波数調整能力を有するもの(ベースラインからの実際の変化量(DR-kW 量)のと当初予測の差が 30 分ごとの各コマ当初予測の±10%以内を要求される)と有さない(ベースラインからの実際の変化量(DR-kW 量)が 30 分毎の各コマで当初予測値以上であれば可)ものがある。既存の定速熱源を主体とした蓄熱槽を有するシステムでは、誤差を±10%以内に抑えることは容易ではないため、本研究では電源Ⅰ'（主に猛暑時等需給逼迫時に需給バランス調整に活用できる電源等(周波数調整機能を有しない)）としての実現可能性とその効果検証を対象とする。参考まで、調整力電源の種類を図 6-4 に示す。

電源名	種類の定義
電源Ⅰ	一般送配電事業者があらかじめ確保する調整力
電源Ⅰ-a	周波数制御・需給バランス調整に活用できる電源等(周波数調整機能を有する電源等)
電源Ⅰ-b	需給バランス調整に活用できる電源等(周波数調整機能を有しない)
電源Ⅰ'	主に猛暑時等需給逼迫時に需給バランス調達に活用できる電源等(周波数調整機能を有しない)
電源Ⅱ	一般送配電事業者からオンラインでの調整ができる電源
電源Ⅲ	一般送配電事業者からオンラインでの調整ができない電源

図 6-4 調整力電源の種類[6-7]より引用

## 第6章 デマンドレスポンス市場の現状

蓄熱槽を用いる DR リソースとしての電源Ⅰ' は 2017 年度に始まり、一般送配電事業者が募集して活用されてきた。2024 年度からはその制度が変わり、電源Ⅰ' は供給力を確保するための容量市場の一部として電力広域的運営推進機関（広域機関）が募集して運用される予定である。その導入スケジュールを図 6-5 に示す。2024 年度分は 2020 年度にオークションが行われ価格が決定されており、2022 年度に実効性テストが実施された。電源Ⅰ' の発動は一般送配電事業者が決定し、年間発動回数は 12 回、指令応動は 3 時間、発動後の継続時間は 3 時間と規定されている(図 6-6)。蓄熱槽場合 DR-kW 量を多くするためには応働時間の間に準備を行い、発令時の残蓄熱量を多くする必要がある。DR に関する報酬は削減した電力 (DR-kW 量) に対応する報酬 (以降 DR-kW 報酬と呼ぶ) と、削減した電力量 (DR-kWh 量) に対応する報酬 (以降 DR-kWh 報酬と呼ぶ) の 2 本立てである。

日本の DR-kW 報酬は 2020 年度の容量市場の約定価格で 14,137 円/kW であった。これは、容量市場を主に採用している国の単価(イギリス:1,000~3,000 円/kW 程度、アメリカ(PJM):3,000~7,000 円/kW 程度、フランス:1,000~2,000 円/kW 程度) [6-7]と比べても高いが、制度等を見直して入札した結果、2021 年度入札では、北海道・九州が 5,242 円/kW、その他地区が 3,495 円/kW となった。また DR-kWh 報酬はその時点の市場での単価とされている。2022 年度から広域的な予備率によりその上限が定められており、予備率 3%以下の場合の上限は 200 円/kWh、予備率が大きくなるにつれ上限金額が通減する[6-9] (図 6-7)。なお、対象プラントがある関西地区で電源Ⅰ' の DR が発令されたのは 2018 年 7 月 17 日・18 日(高需要)、2019 年 1 月 10 日(太陽光下振れ+需要増)、2019 年 9 月 10 日(融通減資、広域要請)とまだ少ない状況である。しかし、前述のように老朽火力発電所の廃止に伴い電力需給のひっ迫は今後増加することが想定され、DR の重要性は高まっていると考えられる。



出所) 広域機関提供の情報より、一部事務局にて作成

5

図 6-5 導入スケジュール[6-8]より引用

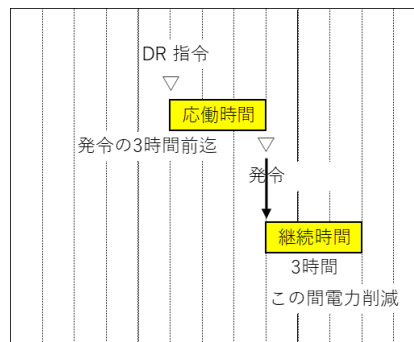


図 6-6 下げ DR 発令のタイムスケジュール

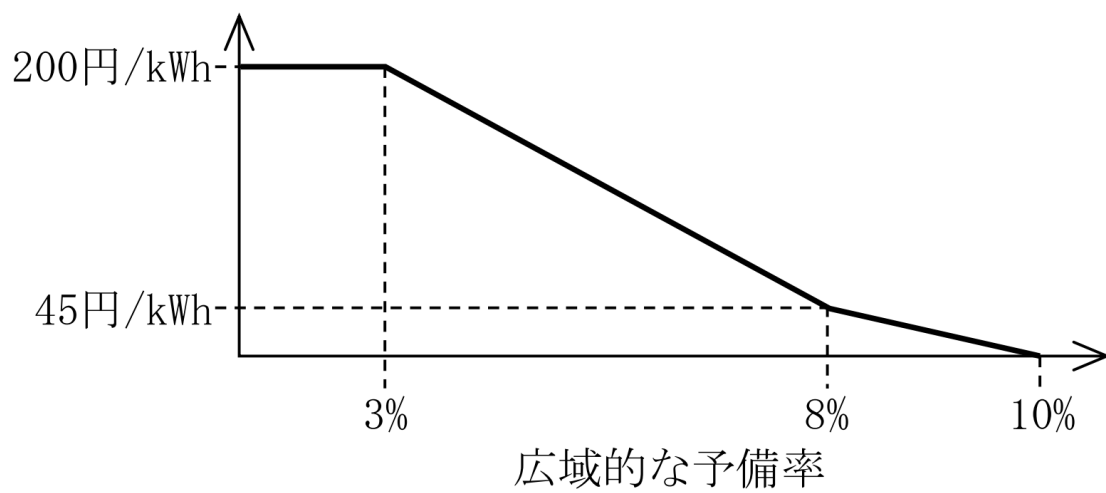


図 6-7 インバランス料金と広域予備率 [6-9]より作成

### 6.3.2. 日本の上げDRに関する状況

近年の太陽光発電の大量導入に伴い、昼間の太陽光発電を系統で受け入れできなくなる事例が九州などで発生するようになっている。そのため、上げDRを実施し需要を増加ことで、太陽光などの出力抑制を少なくするための制度が以下の1)～3)のように現在検討されている[6-10]。需要家は上げDR実施中は安価に電力を購入できるためメリットを得られる設計となっている。

- 1) 2日前の16時に小売電気事業者兼アグリゲータが通告を出し募集する。
- 2) 前日の10時に前日のスポット市場に自社需要を超える場合(上げDR分は自社需要超過分)は0.01円/kWhで入札する。
- 3) 需要家は上げDR実施中は0.01円/kWh+託送量で電力購入できる

ただし、上げDRはこれらの方向で検討されているもののまだ制度が決まっていないのが現状である。そのため、本研究では上記1)～3)に基づくシナリオを想定した。

なお、当該施設のある地域ではこれまで出力抑制は行われていないが、太陽光発電導入割合が高い九州地区(本土)では、2020年度には87回出力抑制が予告され、そのうち60回出力制御が実施されている。また発令時間は8:00～16:00(8時間)の予告がされている。



#### 6.4. 小括

本章では、次章以降で検討する DR について欧米各国や日本の制度を調査した。

欧米各国において、電力自由化による供給力確保や再生可能エネルギー導入のために間接的 DR や直接的 DR が採用されているが、各国の系統の状況の違い等により制度が異なることが確認された。

日本においても制度設計が度々変更されているが、現在では下げ DR は容量市場や需給調整市場において制度化され運用が行われている。しかしながら今回対象とした電源 I'（容量市場）も実運用は 2024 年度からであり、今後制度の変更も検討されている。また、上げ DR についてもまだ制度設計が決定していない。

そのため本研究では現時点で想定できる制度として容量市場に基づく検討を行うこととする。なお、今後の制度変更は十分考えられるため、引き続き欧米各国の制度設計や国内動向を把握する必要がある。

### 参考文献

- [6-1] Pierluigi Siano, Demand response and smart grids—A survey. Renewable and sustainable energy reviews, Vol.30, pp.461-478, 2014.
- [6-2] Wang, S., Xue, X., & Yan, C. (2014). Building power demand response methods toward smart grid. Hvac&r Research, 20(6), 665-687.
- [6-3] Explicit Demand Response in Europe Mapping the Markets 2017 SEDC
- [6-4] 経済産業省,第 32 回 総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会 資料 8 (2021 年 3 月 26 日)
- [6-5] 資源エネルギー庁 VPP・DR とは  
([https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving\\_and\\_new/advanced\\_systems/vpp\\_dr/about.html](https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/advanced_systems/vpp_dr/about.html), 2023 年 10 月 5 日閲覧)
- [6-6] 資源エネルギー庁 VPP・DR の活用  
([https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving\\_and\\_new/advanced\\_systems/vpp\\_dr/negawatt.html](https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/advanced_systems/vpp_dr/negawatt.html), 2023 年 7 月 22 日閲覧)
- [6-7] 経済産業省 電力・ガス基本政策小委員会 制度検討作業部会(第 57 回会合 2021/9/24) 資料-5
- [6-8] 経済産業省 電力・ガス基本政策小委員会 制度検討作業部会(第 43 回会合、2020/10/13) 資料 3-2
- [6-9] 経済産業省ホームページ, ニュースリリース「インバランス料金に 2 段階の上限価格を導入するための省令等の改正を行いました」  
(<https://www.meti.go.jp/press/2021/06/20210616003/20210616003.html>, 2022 年 5 月 28 日閲覧)
- [6-10] 経済産業省,第 12 回 エネルギー・リソース・アグリゲーション・ビジネス検討会 資料 3 (2020 年 5 月 14 日)

## 第7章

# デマンドレスポンス制御の実現可能性 と効果推定

### 7.1. 本章の背景と目的

前章で述べたように近年は DR の制度設計が進展していると同時に、その制御手法が様々と研究・実証されている。建築外皮と空調システムの統合シミュレーションによる DR 制御と室内環境の分析[7-1]や夏期・冬期のピークデマンド抑制の実証試験に加え[7-2]、新たな制御手法の提案としてモデル予測制御や強化学習の適用が検討されている[7-3][7-4]。DR は市場や社会制度に基づく系統からの要請に基づくものであるが、デマンド制御のみに注目したエネルギー柔軟性という側面からの研究も多くみられる[7-5][7-6]。系統安定のための DR として、シミュレーションによる業務用マルチエアコンの高速 DR[7-7]や、蓄電池を用いた電圧変動対応[7-8]、建築物による高速 DR によるアンシラリーサービス[7-9]など様々な検討がされている。また蓄熱槽を DR における需要調整のリソースとして活用する検討も見られ、実証結果の報告[7-10][7-11]や制御方法の提案[7-12]等がなされている。ただし、実際の市場制度に対応している報告は未だ数少なく、国や地域ごとに異なる電力市場や制度に対する DR 制御の実現可能性が十分に検討されているとはいえない。

DR のリソースとしては単体の建築物における蓄電池・蓄熱槽や、アグリゲーションによるマクロ的なリソース確保が一般的であるが、あるエリアを対象とする場合は地域冷暖房システムの活用により DR の効果が最大化されることが期待される。例えば、複数の建物に熱を供給する地域冷暖房システムを対象に DR を実施した場合は建物毎の熱源システムで DR を実施するより負荷をまとめて制御できるため無駄の少ない DR が実施できる可能性がある。加えて、地域冷暖房プラントには専門の運転員が常駐しているため、エリア全体を見渡してリソースに応じた高度な制御を行うことが可能である。

この意味で地域冷暖房システムはデマンド寄りのアグリゲータであり、需要側と供給側の中間に位置するため、それぞれの要求に応じた柔軟な対応が期待できる。このように地域冷暖房システムは DR 対応の面で利点が多く挙げられるが、詳細シミュレーションによる市場を考慮した実現可能性に関する検討は数少ない。関連研究として地域冷暖房の容量市場オークションへの適用[7-13]を検討したものがあるが、蓄熱槽といった調整力が想定されておらず、またシミュレーションも簡易なもので実際の挙動を考慮できていない側面がある。

以上を踏まえ、本章では蓄熱槽を有する既存の地域冷暖房システムを対象とし、前章で記述した日本市場で想定される DR 指令に対応するための方法とその実現可能性をシミュレーションにより定量的に示すことを目的とする。なお、本研究では短時間 DR による周波数安定よりも実用化がより近いと考えられる容量制御を対象とし、DR リソースとしては室内環境に影響を及ぼすことのない、空調システムや地域冷暖房システム特有の調整力である蓄熱槽を活用する。

## 7.2. DR の定義

DR については、調整力には周波数調整能力を有するもの（ベースラインからの変化量の誤差が当初予測の±10%以内）と有さない（ベースラインからの変化量が当初予測以上であれば可）ものがある。既存の定速熱源を主体とした蓄熱槽を有するシステムでは、誤差を±10%以内に抑えることは容易ではないため、本研究では電源Ⅰ'（主に猛暑時等需給逼迫時に需給バランス調整に活用できる電源等（周波数調整機能を有しない））としての実現可能性とその効果を検証した。

電源Ⅰ'の発動は一般送配電事業者が決定し、年間発動回数は12回、指令応動は3時間、発動後の継続時間は3時間と規定されている。DRに関する報酬は削減した電力（DR-kW量）に対応する報酬（以降DR-kW報酬と呼ぶ）と、削減した電力量（DR-kWh量）に対応する報酬（以降DR-kWh報酬と呼ぶ）の2本立てである。DR-KW報酬の算出方法はアグリゲータとの相対契約となるが、本報では、DR継続期間中の3時間のベースラインからの削減電力量を30分毎に6分割し、確実に提供できる供給力として各コマの最小値をDR-kW量とした。（図7-1）ベースラインについては通常運転を行ったときの電力とし、DR実施中に伴い環境を悪化させないことを前提とし、供給熱量は変わらないものとした。

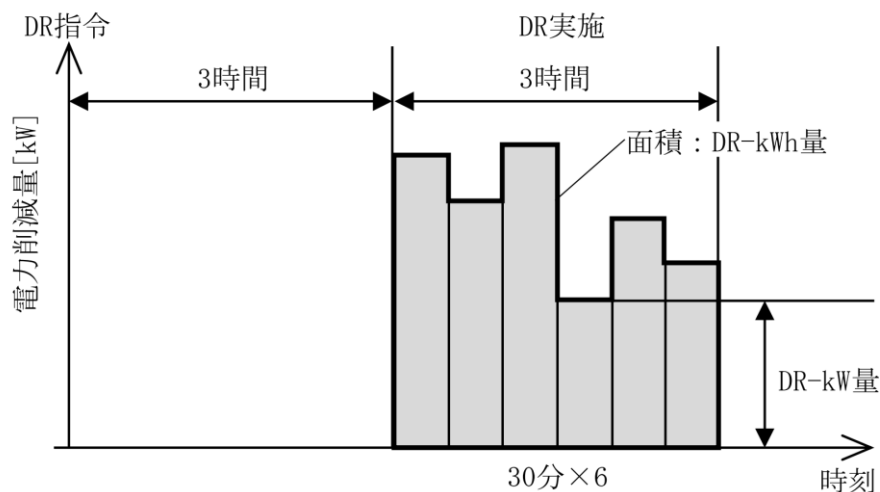


図 7-1 DR の定義

### 7.3. ベースラインの設定

DR-kW 量は DR を実施しなかった場合（ベースライン）に対する消費電力の変化量から算出する。しかし、実際に DR を実施した場合としなかった場合を比較することはできないため、ベースラインを想定・算出する必要がある。ベースラインの設定はエネルギー・リソース・アグリゲーション・ビジネスに関するガイドライン（資源エネルギー庁）[7-14]を参照した。まず、標準ベースライン（High 4 of 5（当日調整あり））テストを実施した。ベースラインテストは夏期（7 月から 9 月まで）と冬期（12 月から翌年 2 月まで）において、8:00～11:00、11:00～14:00、14:00～17:00、17:00～20:00 のそれぞれの時間帯（算出対象時間帯）において、30 分単位の需要データと推定値から相対平均二乗誤差（RRMSE）を算出する。ガイドラインによると RRMSE が 20%以下の場合に標準ベースラインを採用可能であるが、RRMSE は 42%～62%と不適であった。代替ベースライン（High 4 of 5（当日調整なし））も検討したものの、誤差は 38%～41%と不適であった。本研究では地域冷暖房システムを対象とするため、照明・コンセント負荷のような季節変動のないベース電力負荷が少なく季節変動する要素が大部分であるためと考えられる。

ガイドラインによると、代替ベースラインの誤差が 20%超である時は、供給元小売電気事業者とアグリゲータの間で合意したベースラインを設定する。本研究では実際に協議して決定することができないため、ベースラインは通常運転（熱負荷に対して所定の蓄放熱・熱源台数制御）を行った場合のシミュレーション結果を用いることとした。

## 7.4. 下げ DR の課題と夏期の下げ DR ケース計算結果

### 7.4.1. 下げ DR の課題設定

夏期の厳気象時の下げ DR について検討を行った。DR-kW 量を大きくするためには DR 開始時の残蓄熱量を大きくし、DR 発令継続時間の間により多くの熱量を放熱可能とすることが必要である。しかし、図 7-2 に示すように、通常時は 22 時に蓄熱が開始され 8 時に概ね満蓄となるように蓄熱運転がなされ、8 時から放熱を開始し 22 時に概ね放熱完了となるように熱源機が台数制御されるため、DR が実施される午後には残蓄熱量が低下してしまう。そのため、DR が発令されると予想される日は残蓄熱量を温存するような準備運転が必要となる。

DR の発令における重要な要素は供給側の電力使用率であり、電力系統における消費電力 (kW) / 供給容量 (kW) で定義される。ここでの消費電力は需要家の電力使用によって変動し、天候、曜日、社会的行事の有無によって変動する。ここでの供給能力はその時点で運転可能な発電設備の総出力であり、発電所の維持管理状況や経済的合理性などにより日々変化するため、需要家は予測することが難しい。本研究で対象とした地区の場合、電力使用率予報が前日の 18:30 と当日の 9:30 に発表されており、2018 年 7 月～9 月の期間では使用率の実績が 94% 以上の 2 日で DR が発令された (図 7-3 参照)。夏期のシミュレーション対象期間は 2018 年 7 月～9 月の 3 ヶ月間を対象とした。一般的に DR の発令は電力使用率が 95% 以上とされるが、DR 発動ケースを増やすため、実際の電力使用率が 93% 以上の 3 日間 (7 月 17 日、18 日、26 日) の 15:00～18:00 に DR が実施されたと仮定し、前日 18:30 の使用率予報に基づき準備運転の方法を検討した。

検討した各ケースの残蓄熱量目標値と熱源運転禁止条件を表 7-1 に示す。Case0 は通常運転、Case1 は DR が発令される 12:00 (15:00 の 3 時間前) までは通常運転で 12:00 から蓄熱運転を開始し 15:00 から放熱運転を開始し 18:00 に放熱完了を目標とする場合、Case2 は放熱開始の 8:00 から DR 開始の 15:00 まで蓄熱槽を温存する準備運転を行い Case1 と同様に 18:00 に放熱完了を目標とする場合である。当該プラントは熱供給事業施設であり、1 台機器が故障しても大きな供給支障を与えないように設計されているため、通常時には熱源機は全台運転しない。したがって準備運転のため熱源機を全台運転すると最大電力が発生し基本料金が增加するため、それを防ぐために Case3 は Case2 の場合に加え 15:00 までは各プラントの熱源機 1 台を運転制限するとともに、18:00 以降にも回復運転による最大電力が発生させないように 18:00 の蓄熱目標値を 10% とした場合である。

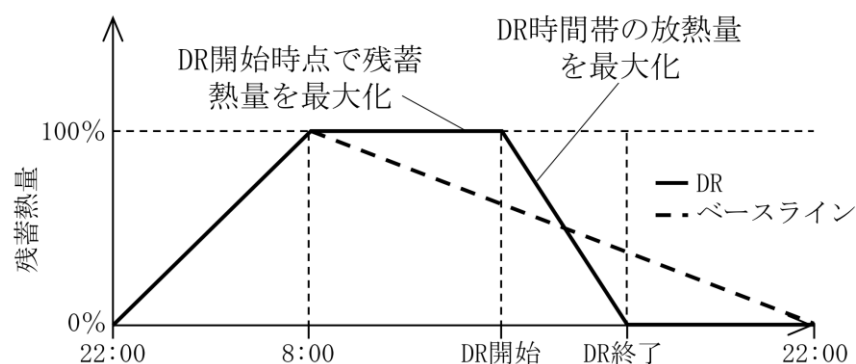


図 7-2 DR 実施時における残蓄熱量のコンセプト

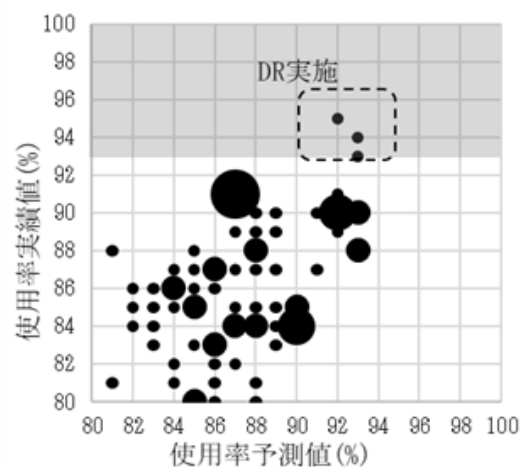


図 7-3 電力使用率予測（前日 18:30）と結果（2018 年 7 月～9 月）

表 7-1 各ケースの残蓄率設定値

	8:00	12:00	15:00	18:00	22:00
Case0	100%	→	→	→	0%
Case1	100%	(71.4%)	100%	0%	0%
Case2	100%	→	100%	0%	0%
Case3	100%	→	100%	10%	0%
	各プラントで熱源機 1 台を 運転制限				



#### 7.4.2. DR 発令当日のみ準備運転実施結果

DR 発令が事前に完全に予測できたと仮定し、発令された当日（3 日）のみ準備運転をしたケースを検討した。7 月 17 日の各ケースの消費電力と熱源の運転状況を図 7-4 に、夏期の DR-kW 量等の計算結果を表 7-2 に示す。Case1 では 12 時以降に熱源機が全台稼働しており、DR-kW 量は東西全体で 591 kW であるが最大デマンドは case0 の 3,809 kW に比べ 1,095 kW 増加した。またプラント毎で DR-kW 量を算出した合計より、両方のプラントを合わせて考慮した DR-kW 量の方が大きくなった。これは DR-kW 量が決定されたコマの時間帯が異なるためである。Case2 では準備運転を行うため DR-kW 量は 825 kW に増え、最大デマンド増加量は 972 kW に減り、いずれも Case1 に比べて良好な結果となった。また、プラント毎に DR を行うより、東西プラントを合わせたものを契約単位として DR を行う方が DR-kW 量は大きくなった。これは削減量が最低になる時間帯がプラントにより異なるためである。また Case3 では、DR 開始時刻までに熱源機の運転制限をかけているため最大デマンドの増加は 44 kW と大幅に削減され、DR-kW 量は DR 開始時刻の蓄熱量が減少したため 534 kW に減少した。特に西地区では熱源運転台数を減らすことができないコマが発生したため、電力量の削減はできなかった（シミュレーション上は 1kW の増）。Case0 の DR 実施期間中の消費電力量合計 27,804kWh に対し、各 Case の DR-kWh 量は DR-kW と同様に Case1 に比べ Case2 で増加し、Case2 に比べ Case3 は減少した。消費電力量はいずれのケースとも増加するがその量は夏期の電力量の 0.06%～0.07%と僅かであった。

表 7-2 Case0～3 計算結果（夏期下げ DR）

		DR-kW 量[kW]			DR 実施中 消費電力量 [kWh]	最大デマンド量[kW]	消費電力量 [kWh]
		東	西	全体			
Case0 (絶対値)		-	-	-	27,804	3,809	3,334,082 kWh
		ベースライン					
					DR-kWh 量 [kWh]	最大デマンド増加量 [kW]	消費電力増加率 [%]
Case1	(差)	254	270	591	13,952	1,095	0.07
Case2		461	364	825	15,195	972	0.06
Case3		535	-1	534	6,302	44	0.06

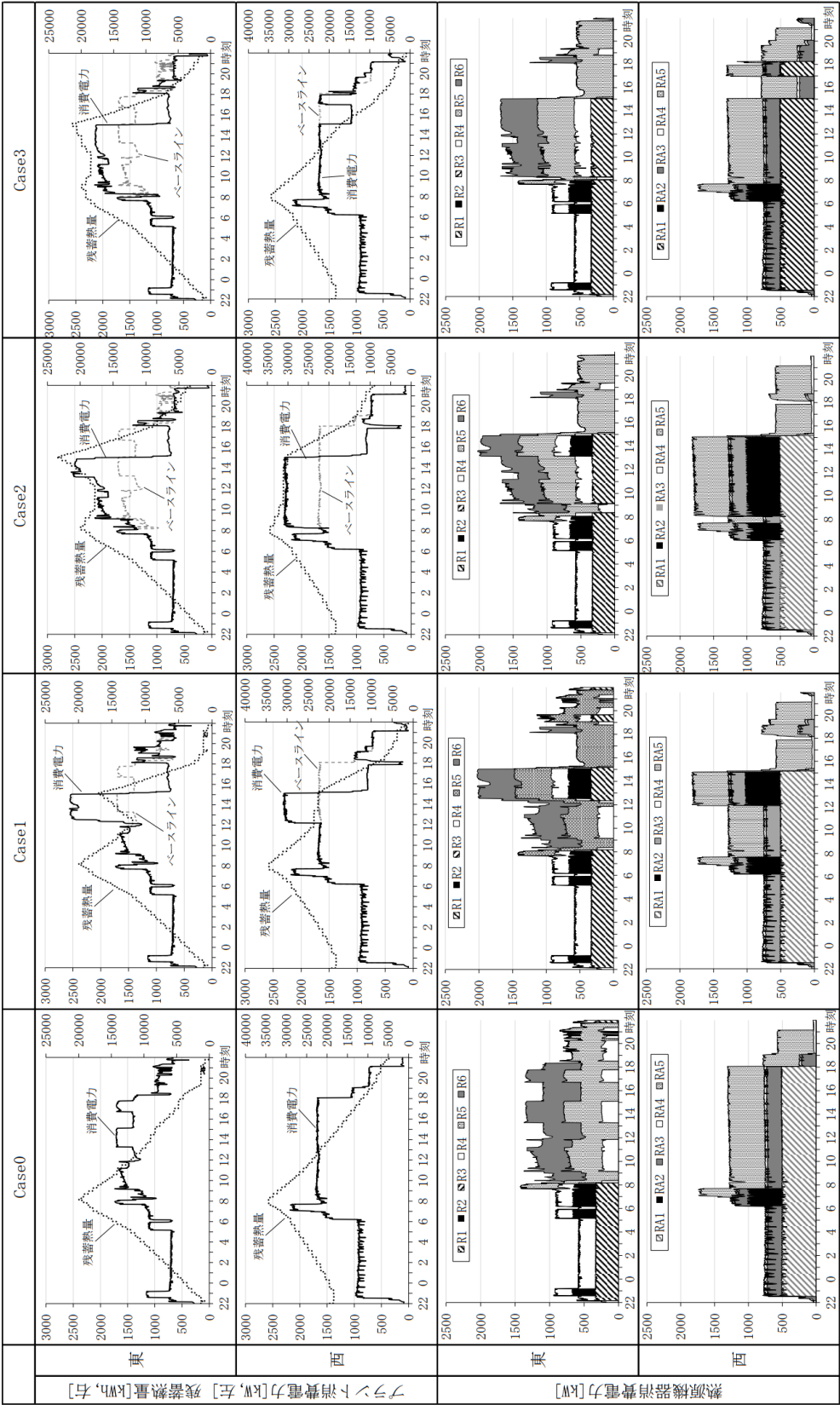


図 7-4 Case0～3 における各プラントの消費電力・熱源製造熱量・残蓄熱量

### 7.4.3. 前日の使用率予報に基づく準備運転実施結果

準備運転を実施することで DR 効果が大きくなるため、前日の使用率予報に基づき準備運転の実施を判断する場合を検討する。この地域において、供給容量が最大の発電所は全体の出力に対して約 3.8%を占めるため、万が一その発電所でピーク時に問題が発生した場合、使用率はその分増加する。このような場合を想定し、一般的な DR 発動基準である電力使用率予報 95%から 3.8%を差し引いた 91.2%を中心に、前日に発表された予報が 90%、91%、92%、93%以上の場合に DR 準備運転を行う場合を想定した（Case90%、Case91%、Case92%、Case93%）。

2018 年 7 月～9 月では Case90%が 20 日、Case91%が 24 日、Case92%が 12 日、Case93%が 6 日間であった。各ケースにおいて、準備運転ケースの選択フローを図 7-5 に、計算結果を表 7-3 に示す。なお、Case90%～93%の他の運転条件は放熱開始の 8:00 から DR 開始の 15:00 まで蓄熱槽を温存する Case2 に基づくものとした。Case90%～Case92%の各ケースの場合、DR 実施日には、前日の使用率予報に基づき DR 準備運転することになり、合計の DR-kW 量、DR-kWh 量、最大電力の増加量は Case2 とほぼ同じ結果となった。消費電力量は各ケースとも増加したものの僅かであった。また、Case93%では前日の使用率予想が 92%であったにもかかわらず実際には DR が発動された日が 1 日存在したため、準備運転が行われない場合があった。

DR の効果を大きくするには、実施日を漏らすことなく準備運転することが必要である。そのため多くの日に準備運転をすれば、確実に DR-kW 量を確保できるが、大多数の日が準備運転をする場合は DR 契約上準備運転のパターンがベースラインであると判断される可能性があるため、契約に当たっては協議が必要となると考えられる。また、2022 年からは各送配電会社の地域の予備率によって DR の発令を判断するのではなく、広域予備率により発令の判断をすることになる。また、広域予備率がひっ迫したときに需給ひっ迫注意報が発令されるようになった、これを用いて準備運転の判断を行うことになる。

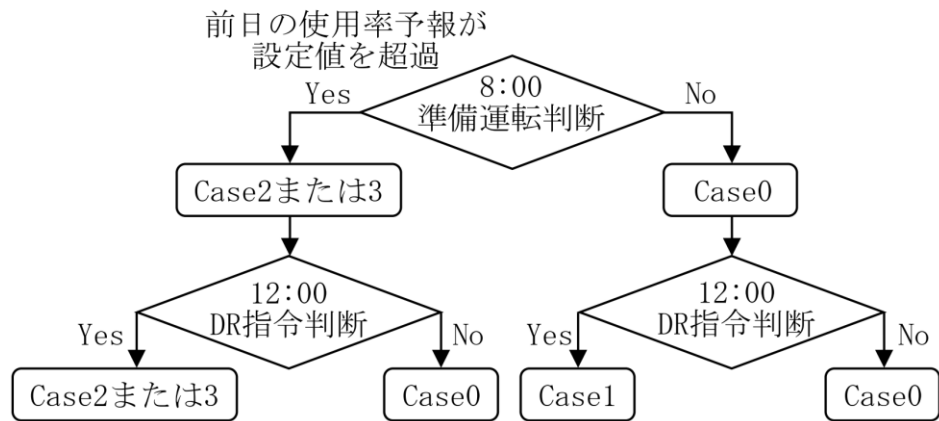


図 7-5 電力使用率予報に基づく準備運転パターン選択フロー

表 7-3 電力使用率予報に基づく夏期下げ DR 計算結果

		DR-kW 量[kW]			DR-kWh 量 [kWh]	最大デマン ド増加量 [kW]	消費電 力量
		東	西	合計			
Case0（絶対値）		ベースライン					
Case90%	（差）	461	364	825	15, 168	973	0. 04%
Case91%		461	364	825	15, 168	973	0. 06%
Case92%		461	364	825	15, 168	972	0. 06%
Case93%		254	363	618	15, 054	1, 020	0. 04%

### 7.5. 冬期の下げ DR ケース計算結果

電源 I' は主に猛暑時等需給逼迫時に需給バランス調整に活用できる電源等であるが、冬期の需給逼迫時にも電源 I' を対象とした DR は発令される。一般的に冬期の朝の立ち上がり時と夕方の点灯時に需要ピークがあり、実際に DR は 2019 年 1 月 10 日の 17 時～20 時に発令されている。本節でも同じ時間帯に DR が実施されるものとして検討した。

冬期も夏期と同様に 2018 年度のデータを用いシミュレーション対象期間は 2018 年 12 月～2019 年 2 月とした。夏期と同様に Case0 は通常運転、Case1 は DR が発令される 14:00 (17:00 の 3 時間前) までは通常運転で 14:00 から蓄熱運転を開始し 17:00 から放熱運転を開始し 20:00 に放熱完了を目標とする場合、Case2 は放熱開始の 8:00 から DR 開始の 17:00 まで蓄熱槽を温存する準備運転を行い Case1 と同様に 20:00 に放熱完了を目標とする場合である。なお、冬期は冷熱専用機が稼働しないため最大電力が発生しない。よって、最大電力を抑える Case3 の運転は必要なく Case2 と同じ運転のため検討対象外とした。例として Case0 と Case2 の熱源の稼働状況を図-9 に、各ケースの計算結果を表 7-4 に示す。

Case2 の 17:00 以降は東・西両プラントで熱源機が停止しているが、Case0 の西プラントは元々熱源機が稼働していないため、夏期と比べ DR-kW 量は減少した。また Case1 の場合は残蓄熱量が少なく 3 時間熱源機を停止することができず、3 時間 6 コマの最小値の DR-kW 量は 0 kW であった。参考まで、2 時間 4 コマでの DR-kW 量は 318 kW であった。

本検討は現行制度に基づく 3 時間の下げ DR であるが、2020 年冬期に発生した需給逼迫等の事例に対応するため、現在、電源 I' における長時間の継続時間 (24 時間×6 日間、発動回数：年間 1 回、応動時間：1 週間程度) が検討されている[7-15]。蓄熱槽容量の制約から 6 日間継続して熱源を停止させることは困難であるため、長時間の DR に対応するためには本研究とは全く異なるエネルギーシステムの検討が必要である。

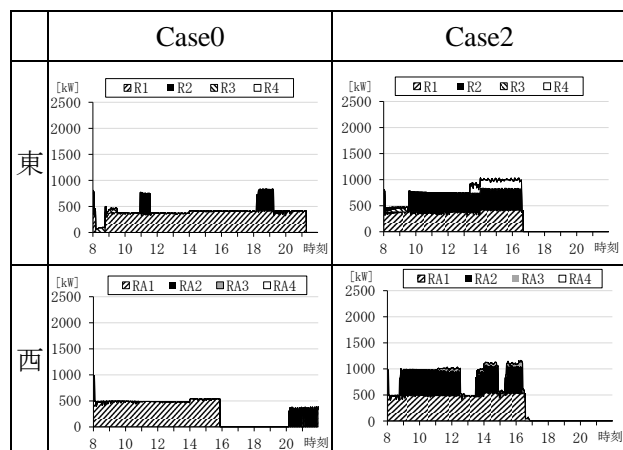


図 7-6 熱源機製造熱量 (2019 年 1 月 10 日 8:00~22:00)

表 7-4 Case0~3 計算結果 (冬期下げ DR)

		DR-kW 量[kW]			DR-kWh 量 [kWh]	補足
		東	西	合計		
Case0 (絶対値)		-	-	-	2,523	
		ベースライン				
Case1	(差)	-1	1	-0	1,032	2 時間の み
		312	2	316	1,301	
Case2		516	1	523	2,157	

## 7.6. 下げ DR における経済性評価

DR-kW 報酬単価と DR-kWh 報酬単価を考慮して本研究における DR の経済性を検討した。報酬は本来アグリゲータと需要家が折半するが、今回は全て需要家を得るものとした。

DR-kW 報酬単価は調整力を入札する際の枠組みを参考に補正を行った。2020 年時点で当該地区の電源 I' 厳気象対応調整力の入札は、式 7-1 式 7-2[7-16]の価格要素評価点に従って行われる。DR 運転継続時間が 3 時間未満となる場合や DR 対応を停止する期間が 240 日以上の場合、入札時に割高として不利に扱われるとされている。入札時に割り増し係数が掛かるため、経済評価は低くなるため今回は、2 時間しか対応できない場合は割り増し係数が 3/2 となるために、逆数の 2/3 を、夏期（7 月～9 月）の 92 日のみに対応する場合は 92/(365-240) を DR-kW 報酬単価に乗じることとした。DR 報酬は式 7-3 に基づき算出した。DR-kWh 報酬単価は電力取引市場における上限価格（200 円/kWh）と 60 円/kWh の 2 パターンを想定した（図 7-7 参照）。なお、経済性評価としては年間の DR-kW 報酬・DR-kWh 報酬、エネルギー消費量に基づく標準メニューの従量料金（12.71 円/kWh）や最大電力に基づく基本料金（1721.5 円/kW、力率割引 15%）の変化を総和した値を利用した。

$$\text{価格要素評価点} \propto \frac{1}{\text{評価用容量価格} + \text{評価用電力量価格}} \quad \text{式 7-1}$$

$$\text{評価用容量価格} \propto \frac{\text{運転継続可能時間(3 時間)}}{\text{運転継続時間(3 時間超は 3 時間)}} \times \frac{365 \text{ 日} - \text{停止可能日数(240 日)}}{365 \text{ 日} - \text{年間停止計画日数(240 日未満は 240 日)}} \quad \text{式 7-2}$$

$$\begin{aligned} \text{DR 報酬} = & \text{DR-kW 量(kW)} \times \text{容量市場単価(円/kW)} \times \frac{\text{運転継続時間(3 時間超は 3 時間)}}{\text{運転継続可能時間(3 時間)}} \\ & \times \frac{365 \text{ 日} - \text{年間停止計画日数(240 日未満は 240 日)}}{365 \text{ 日} - \text{停止可能日数(240 日)}} + \text{DR-kWh 量(kWh)} \times \text{電力市場単価(円 kWh)} \end{aligned} \quad \text{式 7-3}$$

以上を踏まえ、DR-kW 報酬単価を横軸に、各ケースの年間のコスト変化を算出した（図 7-7）。Case1S は Case1 で夏期のみ、Case1S+W は Case1 で夏期・冬期を対象に DR 対応した場合を示す。準備運転をしない Case1 は最大電力増加に伴う基本料金増のため増コストとなることが確認された。DR-kW 量の最大化を狙った Case2 の場合も最大電力が増加するため、Case 1 より改善するものの全ての単価帯に於いて経済性はない。Case3 は Case1～2 と比べ DR-kW 量は少ないものの、最大電力が増加しなかったためコストが削減された。以上より、DR 報酬による経済性を得るためには準備運転を適切に行うことが必要だと確認された。また今回のような夏期 3 日冬期 1 日のみ DR を実施する場合、DR-kW 報酬単価による変化が大きい、日数が増えると DR-kWh 単価の比重が大きくなることが想定される。容量市場の約定価格は 2020 年度入札（2024 年度開始）において 14,137 円/kW であったが、2021 年度入札(2025 年度開始)では北海道・九州が 5,242 円/kW、その他地区が 3,495 円/kW であり、Case3S+W の場合 DR-kW 量は 523 kW のため DR-kW 報酬は約 740 万円/年から約 183 万円/年(その他地区)と大きく減少したが、追加投資なしに運転方法を変更することによ



り報酬を獲得することができる。約定価格は毎年更新されるためその価格により経済性も大きく変化する。

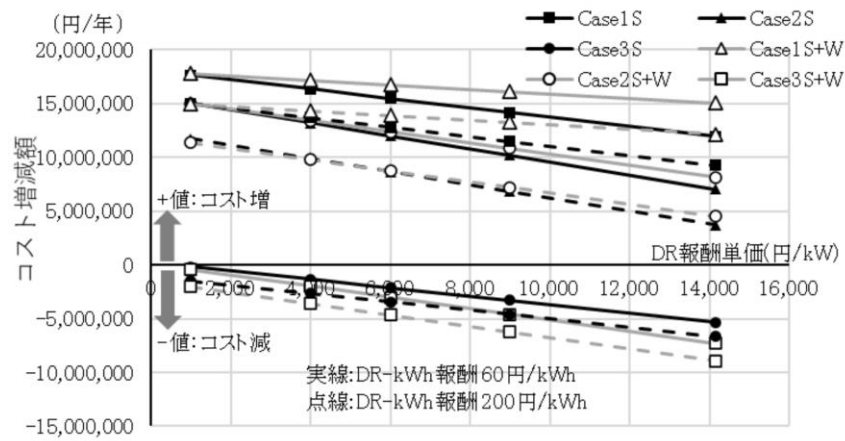


図 7-7 各ケースにおける DR 経済性結果

### 7.7. 上げ DR における検討結果

#### 7.7.1. 日本の上げ DR に関する状況

近年の太陽光発電の大量導入に伴い、昼間の太陽光発電が系統で受け入れ負荷となる事例が九州などで発生するようになっている。そのため、上げ DR を実施し需要を増加させることで、太陽光などの出力抑制を少なくするための制度が以下の 1)～3)のように現在検討されている[7-17]。需要家は上げ DR 実施中は安価に電力を購入できるためメリットを得られる設計となっている。

- 1) 2 日前の 16 時に小売電気事業者兼アグリゲータが通告を出し募集する。
- 2) 前日の 10 時に前日のスポット市場に自社需要を超える場合(上げ DR 分は自社需要超過分)は 0.01 円/kWh で入札する。
- 3) 需要家は上げ DR 実施中は 0.01 円/kWh+託送量で電力購入できる

当該施設のある地域では出力抑制は行われていないが、太陽光発電導入割合が高い九州地区（本土）では、2020 年度には 87 回出力抑制が予告され、そのうち 60 回出力制御が実施されている。また発令時間は 8:00～16:00（8 時間）の予告がされている。

### 7.7.2. 上げ DR の想定状況

前述の制度設計を踏まえ、図 7-8 に上げ DR 運転時の残蓄熱目標を示す。通常の場合は朝 8 時に満蓄となるように夜間に蓄熱を実施するが、上げ DR の場合は前々日の 16 時に発令の予告がされているため対象日の前日は蓄熱を行わず朝 8 時の蓄熱量はゼロを目標として運転する(①)。上げ DR が発令されるのは夏期や冬期の熱需要のピーク日ではないため、太陽光発電の出力抑制が行われている時間帯 (8:00～16:00) に蓄熱しながら熱を供給し、16:00 に満蓄熱となるように熱源機を運転する(②)。16:00 以降は翌日の上げ DR に備えて翌朝 8:00 に蓄熱量がゼロとなるように運転する。なお翌日上げ DR が発令されない場合も放熱運転を実施する(③)。翌日に上げ DR が発令される場合は 22:00 以降も放熱運転を継続し、発令されない場合は通常通り夜間電力を用いて蓄熱する(④)。なお、上げ DR 実施時間帯は社会的要請により負荷を創るため、最大電力が発生した場合も基本料金は増えないと想定した。また、対象日は負荷が少ない中間期として 2018 年 4 月とした。この期間に当該地区では太陽光発電の出力抑制が実際には発令されていないが、日射時間が 9 時間以上あった 15 日間に対し上げ DR が発令されたと想定した。また、あえて熱源機を過大に動かし、効率が悪い運転にすることにより消費電力を上げることも考えられるが、あくまで効率的に運転することを前提とした。

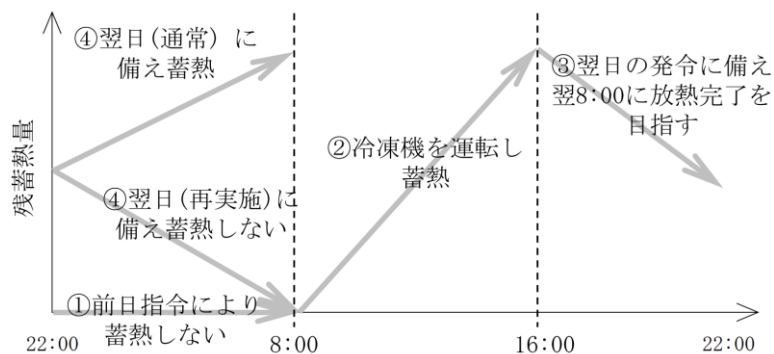


図 7-8 上げ DR 時の残蓄熱目標

### 7.7.3. 中間期上げDR 計算結果と経済性

5日間連続して日射時間が長く、上げDRの発令が継続される4月19日～23日を代表期間として、通常時と上げDRの消費電力の計算結果を図7-9に示す。通常運転の場合は夜間に熱源機を運転するために消費電力が大きく、昼間は追いかけ運転が入る場合もあるが熱源の消費電力は比較的小さい。上げDRの場合はその逆の運転がなされ、夜間の消費電力が小さく昼間の消費電力が大きくなることのできた。

従量料金（昼間（8:00～22:00）12.71 円/kWh、夜間（22:00～8:00）9.44 円/kWh）、託送料金（1.39 円/kWh）をもとに、上げDRによる経済性を算出した。表-5に上げDRを実施した15日間における1日単位の平均値・最小値・最大値を示す。DR実施による従量料金は平均で28,580 円/日の減、最も削減額大きい場合は52,909 円/日の減、効果が少ない場合は1905 円/日の増となった。中間期は空調負荷が小さいためその変動により、また1日の区切りの関係から日の単位をまたいで運転時間が移行することにより、日によって上げDRの効果も大小があることが確認された。

予告があったのにもかかわらず上げDRが実施されなかった場合は夜間電力で蓄熱できず、昼間電力で運転するため平均で17,734 円/日の従量料金の増加となった。昼間の方が従量料金の単価が高いため、上げDRの実施には実際の発令がない場合の対策も必要になると考えられる。

また、上げDRを実施した場合は、太陽光等の発電事業者は出力抑制が回避され利益を得ることになる。そのため、発電事業者が固定価格買取制度（FIT）で売電（11 円/kWh）できた半額を需要家が受け取れると仮定し、上げDRを実施した場合の経済性も参考までに算出した。その結果、合計のコストベネフィットは平均が51,083 円/日であった。FITの売電収入を発電事業者と需要家とで折半する制度を導入することで、上げDRの経済性が向上する可能性が確認された。

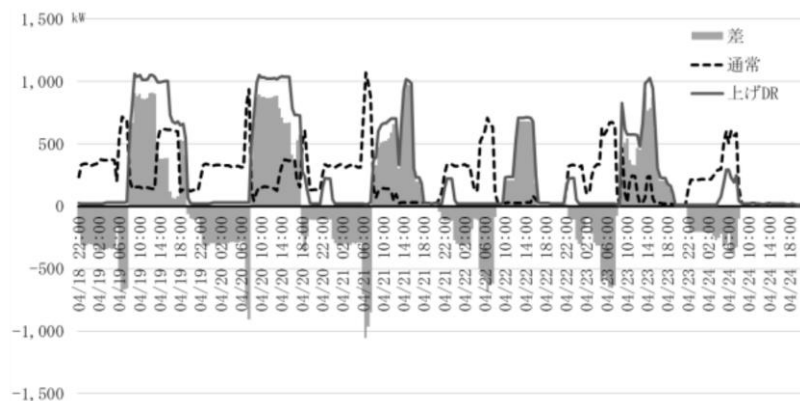


図7-9 通常時と上げDR運転時の消費電力(kW) (2018年4月19～23日)

表 7-5 上げ DR 実施時の 1 日単位の計算結果

	平均値	最小値	最大値
DR-kWh 量 [kWh/日]	4,091	881	6,228
夜間電力量増減 [kWh/日]	-3,113	-5,401	-588
その他電力量増減 [kWh/日]	594	-1,099	1,958
従量料金増減 [円/日]	-28,580	-52,909	1,905
FIT 半額分 [円/日]	-22,503	-34,256	-4,845
合計 [円/日]	-51,083	-87,122	-12,595
予告はずれ時の増減 [円/日]	17,734	2,221	31,890

### 7.8. 小括

本章では、蓄熱槽を有する地域冷暖房システムを対象に、詳細なシステムシミュレーションを用いて前章で整理した実際の DR 制度を参照して下げ DR・上げ DR の実行可能性を検討した。

下げ DR に関しては、3 時間前に DR が発令されてから DR-kW 量の増加を目指すために蓄熱運転を行うより、発令を予測し朝から準備運転することで、DR-kW 量は夏期に 591 kW から 825 kW に増加し、冬期は 0 kW から 523 kW に増加し準備運転の効果が確認できた。また、夏期は準備運転を実施することで最大電力が 972 kW 増加するが、それを緩和するために熱源運転台数を制限することで、最大電力増加量は 44 kW に抑えられる。それにより経済性の面では、最大電力の増加を抑えない場合は、DR 報酬単価に関わらずコスト増になるが、熱源運転台数制限を行うことで DR 報酬単価に関わらずコスト減になり、最大電力を抑制する運転の効果が確認された。しかしながら、毎年 DR 報酬単価が変動するため、それによるコスト削減効果を大きく変動する。また、トータルの消費電力量は増加したが、0.06% と僅かであった。なお、2022 年 3 月に発生した需給逼迫のような長時間にわたる対応は蓄熱槽容量の関係から難しいことには留意が必要である。

上げ DR に関しては、系統電力の負荷が少ない中間期に連日の発令が予想されるが、上げ DR に利用できる蓄熱槽の空き容量は当日に使用する熱量に依存するため、4 月は上げ DR 実施日平均で 4,091 kWh、28,580 円/日の減と効果はあるものの大きくはなかった。今後、再生可能エネルギーの導入が更に進み夏期や冬期にも上げ DR が発令されるようになれば、蓄熱槽の運用によって対応できる DR-kWh 量も大きくなることが期待される。

今回の対象システムは熱源機を定格点で稼働させ、部分負荷を蓄熱槽で蹴取りすることで高効率運転する既存システムであり、熱源を定格点近くで運転させるか停止させるかの選択となり段階的な制御しかできないが、熱源機がインバータ機であれば外部から信号を与えることで、狙い通りの消費電力での運転が可能であり、部分負荷効率も高いため高度な DR 制御や容量市場より価値が高いと考えられる需給調整市場での蓄熱槽の活用も可能であると考えられる。

日本における DR は市場が開始されたばかりであり、制度や単価が大きく変動している。しかし、本研究で示したようにシミュレーションを用いることで制度や単価に応じた制御方法を検討することが可能になると考えられる。

## 参考文献

- [7-1] 張煒杰, 宮田翔平, 赤司泰義, デマンドレスポンス制御による電力デマンドと室内温熱環境の挙動 自動制御を組み込んだ空調・建物の統合システムシミュレーションによる算出と評価, 空気調和・衛生工学会 論文集, Vol.46 No.286, pp.21-28, 2021.
- [7-2] 上野剛, 高橋雅仁, 岩松俊哉, 坂東茂, 西川雅弥, 岩村集, テナントビルを対象とした夏期および冬期の電力デマンド抑制手法に関する実証試験, 空気調和・衛生工学会 論文集, Vol.41 No.236, pp.33-41, 2016.
- [7-3] Bianchini, G., Casini, M., Vicino, A., & Zarrilli, D. (2016). Demand-response in building heating systems: A Model Predictive Control approach. *Applied Energy*, 168, 159-170.
- [7-4] Vázquez-Canteli, J. R., & Nagy, Z. (2019). Reinforcement learning for demand response: A review of algorithms and modeling techniques. *Applied energy*, 235, 1072-1089.
- [7-5] Salpakari, J., & Lund, P. (2016). Optimal and rule-based control strategies for energy flexibility in buildings with PV. *Applied Energy*, 161, 425-436.
- [7-6] Chen, Y., Xu, P., Gu, J., Schmidt, F., & Li, W. (2018). Measures to improve energy demand flexibility in buildings for demand response (DR): A review. *Energy and Buildings*, 177, 125-139.
- [7-7] 衣笠仁, 蜷川忠三, 大規模ビルマルチ空調設備群の高速デマンドレスポンス集積による仮想発電所の可能性. 電気設備学会 論文誌, Vol.39 No.4, pp.20-28, 2019.
- [7-8] 吉永淳, 赤木覚, 伊藤雅一, 林泰弘, 石橋一成, 高橋尚之, デマンドレスポンス発動時の配電系統電圧変動問題と蓄電池と SVR の協調電圧制御手法, 電気学会論文誌 B (電力・エネルギー部門誌) , 136 巻, 4 号, pp.400-409, 2016.
- [7-9] Wang, H., Wang, S., & Tang, R. (2019). Development of grid-responsive buildings: Opportunities, challenges, capabilities and applications of HVAC systems in non-residential buildings in providing ancillary services by fast demand responses to smart grids. *Applied Energy*, 250, 697-712.
- [7-10] 渡邊幸芳, 福田敦, 小澤浩, 水谷佳奈, 高田修, 小材幸稔. 多彩なエネルギーリソースを活用したバーチャルパワープラント構築の実証 (第3報) 蓄熱システムを活用したデマンドレスポンス実証結果報告 平成 29 年度空気調和・衛生工学会大会 (高知)

- [7-11] 福庭 彬大, 住吉 大輔, 天野 雄一郎, 藤井 良平, 堀岡 建吾. 建築設備を活用した電力需要調整に関する研究 (その5) 水蓄熱空調設備を利用した DR 運用の実証実験 令和3年度空気調和・衛生工学会大会 (福島)
- [7-12] 西勇樹, 藤村昌弘, 宮藤龍二, 朝戸栄二. グループ EMS に関する開発研究 (第3報) 蓄熱設備のデマンドレスポンス活用の開発 令和元年度空気調和・衛生工学会大会 (札幌)
- [7-13] Akihisa Takano, Takao Shinji, Takahiro Yagi and Yasuhiro Hayashi, Y., Electricity adjustment for capacity market auction by a district heating and cooling system, Applied Energy, Vol.206, pp.623-633, 2017.
- [7-14] エネルギー・リソース・アグリゲーション・ビジネスに関するガイドライン (資源エネルギー庁)
- [7-15] 電力広域的運営推進機関, 第 60 回 調整力及び需給バランス評価等に関する委員会資料4 (2021 年 4 月 30 日)
- [7-16] 2020 年度電源 I' 廠気象対応調整力募集要項 関西電力送配電株式会社
- [7-17] 経済産業省, 第 12 回 エネルギー・リソース・アグリゲーション・ビジネス検討会 資料3 (2020 年 5 月 14 日)



## 第8章

## 総論

### 8.1. 本研究で得られた成果

熱融通・デマンドレスポンスを実施する複数地域冷暖房プラントの運転効率化に関して、本研究で得られた成果について以下にまとめる。

「第2章 システム概要とシミュレーション構築」においては、地区の拡大に伴って複数の地域冷暖房プラントが建設された実在の地域冷暖房システムについて説明し、各熱源機、搬送機の挙動や各系統配管内の冷温水の圧力・流量・温度状態、蓄熱槽内の冷温水の温度状態を計算できる再現性の高いシミュレーションモデルの構築について述べた。

「第3章 熱融通による省エネルギーポテンシャルのケーススタディ」においては、蓄熱槽を持つ複数の地域冷暖房プラントにおける熱融通が地区においてどれほど有効に省エネルギー運転に寄与するのかを検討した。竣工年度が大きく異なる場合など、地域冷暖房プラント間でその熱源機の効率に差がある場合、効率の高い地域冷暖房プラントから効率の低い地域冷暖房プラントに熱融通を行うと地域全体で効率が向上することが確認された。また、建物の用途（負荷パターン）が異なる場合は片側の地域冷暖房プラントに負荷荷を適切に集約することで、熱回収ヒートポンプ機等の熱源機の高効率な運転が可能であることが確認された。蓄熱槽を有する複数の地域冷暖房プラントで熱融通を行うことにより、効率の悪い部分負荷運転を回避し、熱回収ヒートポンプ機やインバータターボ冷凍機といったより高効率な熱源機の運転割合を簡単に増加することが可能であり、全体の地域冷暖房プラントのCOP向上が実現可能であることが示された。

「4章 熱融通マトリクス の提案」においては、実際の地域冷暖房プラントにおいて運転員が設定値を入力する際の熱融通設定値の目安を提案した。運用管理者が熱融通の有無や関連する制御設定値を判断、決定し、手動で入力して運用するにあたり、構築したシミュレーションを用いて熱融通設定値に関するケーススタディを事前に行い、運用管理者が実運用において適切な制御入力値の選択ができるようなツール：熱融通マトリクスを作成した。本研究では、蓄熱槽を有する地域冷暖房プラントを対象としているため、各地区の熱負荷平均をパラメータとした熱融通設定値のマトリクスを各月別、平日・休日別に作成し、実運転時の指標とした。

「第5章 熱融通運転を実施した運転結果の評価」においては、熱融通を実施した西プラント竣工後2年目の運転状況を報告した。2年目になり運転、負荷が安定し、往還温度差も取れていることから、各熱源機は定格に近い負荷率で運転している時間が長く高効率運転が達成できている。また地域冷暖房プラントのCOPは1.49と高効率で、ほぼ設計目標通りの運転実績が得られている。熱融通については運転員が熱融通マトリクスを参考に入力値

を設定しており、夏期の温水、冬期の冷水の大部分を高効率な熱回収ヒートポンプ機で賄う運転ができています。また、東地区の効率は熱融通により西地区竣工前の単独運転時より向上しているのが確認できた。また熱融通ポンプの消費電力量は少なく全体の 0.04% と僅かであった。

「第 6 章デマンドレスポンス市場の現状」、「第 7 章デマンドレスポンス制御の実現可能性と効果推定」においては、蓄熱槽を有する地域冷暖房システムを対象に、詳細なシステムシミュレーションを用いて、実際の DR 制度を参照した下げ DR・上げ DR の実行可能性を検討した。そのためにまず日本の DR 制度の現状を整理し、それを踏まえてシミュレーションによる検討を行った。

制度が運用されている下げ DR の場合、3 時間前に DR が発令されてから DR-kW 量の増加を目指すために蓄熱運転を行うより、発令を予測し朝から準備運転することで、DR-kW 量は夏期、冬期とも増加し準備運転の効果が確認できた。また、夏期は準備運転を実施することで最大電力が増加し、経済面の悪影響が発生する。最大電力発生を防ぐために熱源運転台数を制限することで、DR-kW 量は小さくなるが、最大電力増加量は抑えられる。これらの結果を経済性で評価すると、準備運転を行わない場合、最大電力の増加を抑えない場合は、DR 報酬単価に関わらずコスト増になるが、最大電力発生を防ぐための熱源機運転制限を行うことで DR 報酬単価に関わらずコスト減になり、最大電力を抑制する運転の効果が確認された。トータルの消費電力量は増加したが、0.06% と僅かであった。

上げ DR に関しては、系統電力の負荷が少ない中間期に連日の発令が予想されるが、上げ DR に利用できる蓄熱槽の空き容量は当日に使用する熱量に依存するため、効果はあるものの大きくはなかった。今後、再生可能エネルギーの導入が更に進み夏期や冬期にも上げ DR が発令され日数が増加するようになれば、蓄熱槽の運用によって対応できる DR-kWh 量の総量も大きくなりコストメリットも大きくなることが期待される。

本研究では実在の地域冷暖房システムを対象に様々な検討を行った。プラントを順次増設するような場合や隣接地域冷暖房システムと接続する場合は、設置時期が異なるため一体制御を行うことが難しく、それぞれで自動制御を行う例が多い。そのため熱融通をするなどの検討をする場合、今回のようにプラント毎にシミュレーションモデルを、熱融通部で接続し、それぞれのプラントの負荷に熱融通量を加減して全体の効率を検討する考え方を提案した。この考えは他のプラント間で熱融通する場合にも拡張できると考えている。また、今回のモデルは機器単位でモジュール化されているため、機器性能特性や制御ロジックを把握できれば、本研究で対象とした以外のプラントをモデル化することも可能である。

また熱融通のメリットは、熱融通することで効率の良い機器の運転を多くする、効率の悪い部分負荷運転を少なくすることが考えられる。蓄熱槽がないプラント間で熱融通する場合は、小負荷時に小さな熱源機を運転して効率低下を回避すること等の手法が考えられる

が、蓄熱槽を有する場合は系の中で効率の高い熱源機の割合を高くすることが有効だとわかった。これは今後の蓄熱槽を有する施設の熱融通設計時の考え方に活用出来る。一般的に電気式の地域冷暖房の方が効率は高いが、蓄熱槽を有するプラント同士を接続し熱融通を行っている例はほとんど無く、今回のような知見を積み重ねることで、一般的な知見を見いだしていくことになると思う。

また、DR については始まったばかりであり、今回はシミュレーションによる検討であったが、下げ DR の経済性を高めるには、DR 開始時の蓄熱量を極力大きくすることが必要であるが、現在の日本の単価設定であれば、最大電力増加を抑えないと経済メリットがないことがわかり、今後の下げ DR 実施施設の計画に広く活用可能である。さらに、DR 実施直前の実運用、その検証を行うことにより一般的な知見を見いだしていくことが必要であるが、本研究はその一歩になると考えている。

## 8.2. 本研究の課題と展望

今後の課題と展望を以下に記述する。

### I. 熱融通のポテンシャルの更なる検討

蓄熱槽を有し、熱源機の部分負荷運転が少ない DHC システムにおけるプラント間熱融通は、更にプラントが増設される場合についても同様に地区全体で高効率な熱源を選択することで対応することが可能であると考ええる。しかし、蓄熱槽等がなく部分負荷特性が悪いプラントやコージェネレーションを有するプラント等と熱融通した場合については日負荷をどのように配分するかだけでなく、瞬時の効率を含めた対応方法を検討必要がある。

### II. 供給調整市場に対する対応

今回の対象システムは冷凍機を定格点で稼働させ、部分負荷を蓄熱槽で蹴取りすることで高効率運転する既存システムであり、熱源を定格点近くで運転させるか停止させるかの選択となり段階的な制御しかできない。しかし熱源機がインバータ機であれば外部から信号を与えることで、狙い通りの消費電力での運転が可能であり、部分負荷効率も高いため高度な DR 制御への対応が可能と考えられる。また、容量市場より価値が高いと考えられる電力量が±10%以内を求められる需給調整市場への対応も可能であると考えられる。

### III. DR 制度変更に対する対応の検討

日本における DR は市場が開始されたばかりであり、制度や単価が大きく変動している。下げ DR については、特に毎年 DR-kW 報酬単価が変動するため、それによるコスト削減効果を大きく変動する。また、2022 年 3 月に発生した需給逼迫のような長時間にわたる対応が検討されているが、蓄熱槽容量の関係から別途対応方法の検討が必要となる。上げ DR については制度が固まっていない状況である。

今後、本研究で示したようにシミュレーションを用いることで制度や単価に応じた制御方法を検討することが可能になると考えられる。

### IV. 熱融通と DR 併用の検討

今回の検討では、熱融通と DR はそれぞれ単独で考えた。下げ DR の場合、熱融通を行わない場合でも各プラントの DR-kW 量の合計より、プラント全体を考慮した DR-kW 量の方が大きくなった。厳気象時には熱源選択の余地が少ない可能性があるが、熱融通を行うことにより、プラントの中でより効率の高い熱源機の運転割合を高めることで DR-kW を更に増加させる可能性が考えられる。上げ DR 時には熱融通を行い効率の悪い熱源機の運転割合を増やせば DR-kWh 量は多くなる可能性があるが、この方策の可否については議論が必要になると考える。

### 8.3. 今後の熱供給、DR 制度への提言

平成 28 年に熱事業法が改正になり、地域冷暖房システムにおいても熱料金や供給条件について顧客と合意の上で変更できるようになった。また、熱供給事業者別の二酸化炭素排出係数算出方法が検討されており、地域冷暖房システムの運用改善の他、本研究で述べている熱融通の実施や需給連携による運用改善活動の結果が、需要家（顧客）のカーボンニュートラル化に直接つながるようになってきた。近年地域冷暖房システムは比較的高効率であるが、地域冷暖房システムが設置される熱需要の高密度地域で新たに導管を設置するには、許認可や設置コスト面から容易ではない状況である。したがって、省エネルギー、カーボンニュートラルを進めるために、新たな導管設置に対する許認可の緩和をはじめ、インフラとして自治体が整備する、地域冷暖房の新たな加入需要家に更なるインセンティブを与えるなどの施策が充実することが望まれる。

蓄熱槽を用いた DR は、通常時に利用している設備を活用できるため、新たな設備投資を必要することなく DR を実施することが可能である。既に多くの建物で DR 実施されており、下げ DR は  $1,000\text{MW} \times 3$  時間、上げ DR は  $753\text{MW} \times 8$  時間[8-1]と試算され、大きなポテンシャルを有する。下げ DR の場合、蓄熱槽内の熱は通常から空調のために使われており、また蓄放熱のスピードの制約から下げ DR の 3 時間前指令に対応する必要があるが、DR 量を大きくするために、①3 時間前から蓄熱槽への蓄熱運転をすると最大電力が発生し経済性が低下する。また、②放熱開始時の朝から蓄熱槽温存のため DR 準備運転を実施することが必要であるが、発令日以外の日も DR 準備運転を実施すると DR-kW 量が小さくなる可能性がある。①については、DR 発令日はその時間帯以外も需給状況は厳しいことが予想されるため、条件を緩和することは難しいと考えられるが、②については、真に需給状況が厳しい日に下げ DR を確実に実施することが目的であるため、ショルダー時期に準備運転してもそれに伴ってベースラインが変動し DR-kW 量が減少しない仕組みが必要と考える。既存設備では新たに複雑な制御を導入することは困難なので、例えば夏期の一定期間は準備運転を実施しても DR-kW 量を認めるような制度があれば、活用が進むと考えられる。また容量市場に組み込まれているので仕方のない面もあるが、ある程度の期間単価が一定であれば、導入しやすいと考える。上げ DR の場合、設備としては対応可能であるが、まだ制度が固まっていないために早急に制度を固めることが必要だが、0.01 円＋託送量で電気を購入できるメリットの他に更なるインセンティブがあれば、導入する意欲が大きくなると考える。

また、省エネ法では電力需要最適化係数が設定されており、DR 実施が省エネルギーにもつながる制度となっている。しかしながら、需要最適化係数の区分がまだ少ないことが課題である。また、今後は二酸化炭素排出係数においても、カーボンニュートラル化につながることを明確にするために、時刻別の係数を用いる評価法の考案も必要になるものと考えられる。

参考文献

[8-1]ヒートポンプ蓄熱センター,蓄熱式空調システムの概要と特徴、デマンドレスポンス（DR）における蓄熱槽の有効性

(<https://www.hptcj.or.jp/Portals/0/data0/technology/program/images/%EF%BC%A4%EF%BC%B2yuukousei.pdf>, 2023 年 10 月 5 日閲覧)

---

# Appendix

本論文に関連する発表論文一覧

## 【査読付】

木虎久隆, 宮田翔平, 赤司泰義

複数プラントを有する地域冷暖房システムの熱融通の有効性に関する研究

空気調和・衛生工学会 論文集 (316), 1-8, 2023-7

木虎久隆, 宮田翔平, 赤司泰義

蓄熱槽を有する地域冷暖房システムのデマンドレスポンス制御の実現可能性と効果推定

空気調和・衛生工学会 論文集 (313), 11-21, 2023-4

木虎 久隆, 川崎 裕太, 赤司 泰義, 林 鍾衍, 住吉 大輔, 宮田 翔平

地域冷暖房システムにおける複数プラントのシミュレーション構築と熱融通運用手法

空気調和・衛生工学会論文集 (304) 1-10, 2022-07

## 【海外発表 査読付】

Hisataka Kitora, Shohei Miyata, Yasunori Akashi.

Case studies for feasibility and potential estimation of demand response control of district heating and cooling system in Japan.

In Proceedings of Building Simulation 2021: 17th Conference of IBPSA, pp.3028-3035, 2021

HISATAKA KITORA, Yasunori Akashi, Jongyeon Lim.

Study on Efficient Heat Interchange Control in District Heating and Cooling System with Multiple Sub-plants.

In Proceedings of Building Simulation 2019: 16th Conference of IBPSA, Rome Italy, pp. 861-868, 2019

Hisataka Kitora, Yasunori Akashi, Jongyeon Lim.

Conditions for Promoting Effective Heat Interchange Between Sub-Plants in District Heating and Cooling System.

the 4th Asia Conference of IBPSA - ASim 2018, ID 391, Hong Kong, 2018.12



【口頭発表 筆頭】

木虎久隆, 宮田翔平, 赤司泰義

蓄熱槽を有する地域冷暖房システムのデマンドレスポンス制御の実現可能性と効果推定  
空気調和・衛生工学会大会 学術講演論文集, 93-96, 2021

木虎 久隆, 赤司 泰義, 林 鍾衍

地域冷暖房システムにおける効率的な熱融通制御に関する研究 (その8) 竣工2年目の  
運転実績評価

空気調和・衛生工学会大会 学術講演論文集, 265-268, 2019

木虎 久隆, 赤司 泰義, 林 鍾衍, 住吉 大輔

地域冷暖房システムにおける効率的な熱融通制御に関する研究 その5 初年度の運転  
実績

日本建築学会 環境工学Ⅱ(2018) 1307-1308, 2018

木虎 久隆, 赤司 泰義, 林 鍾衍, 住吉 大輔

地域冷暖房システムにおける効率的な熱融通制御に関する研究 (その7) シミュレー  
ションを用いた熱融通の有効性の評価

空気調和・衛生工学会大会 学術講演論文集, 133-136, 2018

木虎 久隆, 赤司 泰義, 林 鍾衍, 住吉 大輔

地域冷暖房システムにおける効率的な熱融通制御に関する研究 (その6) 実運用に向け  
た熱融通設定の検討

空気調和・衛生工学会大会 学術講演論文集, 121-124, 2017

木虎 久隆, 川崎 裕太, 赤司 泰義, 林 鍾衍, 住吉 大輔

地域冷暖房システムにおける効率的な熱融通制御に関する研究 (その1) 既設プラン  
トの運転実績と新プラントの計画概要

空気調和・衛生工学会大会 学術講演論文集, 33-36, 2016

【口頭発表 連名】

松本理志, 住吉大輔, 木虎久隆

非住宅建築物の電力需要調整力に関する研究 ー空調、照明、給湯設備の調整力推計ー  
空気調和・衛生工学会大会 学術講演論文集 G-55 2022

---

井下 湧平, 住吉 大輔, 崔 榮晋, 木虎 久隆

地域冷暖房システムにおける蓄熱槽のディマンドレスポンスへの活用に関する研究  
DR 運転によるメリットおよび DR を考慮した適切な熱融通制御の検討

日本建築学会学術講演梗概集 環境工学 I 1887-1888, 2020

井下 湧平, 住吉 大輔, 崔 榮晋, 木虎 久隆

地域冷暖房システムにおける蓄熱槽のディマンドレスポンスへの活用に関する研究

日本建築学会九州支部研究報告集 (59) 297-300, 2020

井下 湧平, 山口 奈津子, 住吉 大輔, 赤司 泰義, 木虎 久隆

地域冷暖房システムにおける効率的な熱融通制御に関する研究 その 6 実測値分析およびシミュレーション結果に基づく融通効果の検討

日本建築学会学術講演梗概集 環境工学 II, 1309-1310, 2018

山口 奈津子, 井下 湧平, 住吉 大輔, 赤司 泰義, 木虎 久隆

地域冷暖房システムにおける効率的な熱融通制御に関する研究 その 7 熱融通効果の一般化に関する検討

日本建築学会学術講演梗概集 環境工学 II, 1311-1312, 2018

山口 奈津子, 井下 湧平, 住吉 大輔, 赤司 泰義, 木虎 久隆

地域冷暖房システムにおける効率的な熱融通制御に関する研究 その 6 建物規模および用途による熱融通効果の検討

日本建築学会研究報告. 九州支部. (57) 249-252, 2018

井下 湧平, 山口 奈津子, 住吉 大輔, 赤司 泰義, 木虎 久隆

地域冷暖房システムにおける効率的な熱融通制御に関する研究 その 5 実測値分析およびシミュレーション結果に基づく融通効果の検討

日本建築学会研究報告. 九州支部.(57) 245-248, 2018

小野 信秀, 山口 奈津子, 住吉 大輔, 赤司 泰義, 木虎 久隆

地域冷暖房システムにおける効率的な熱融通制御に関する研究 その 4 温水融通における制御テーブルの検討

日本建築学会学術講演梗概集 環境工学 II, 1187-1188, 2017

山口 奈津子, 小野 信秀, 住吉 大輔, 赤司 泰義, 木虎 久隆  
地域冷暖房システムにおける効率的な熱融通制御に関する研究 その 3 冷水融通における制御テーブルの検討

日本建築学会学術講演梗概集 環境工学 II, 1185-1186, 2017

小野 信秀, 山口 奈津子, 住吉 大輔, 赤司 泰義, 木虎 久隆  
地域冷暖房システムにおける効率的な熱融通制御に関する研究 その 4 熱融通に適した負荷帯の検討

日本建築学会研究報告. 九州支部.(56) 117-120, 2017

山口 奈津子, 小野 信秀, 住吉 大輔, 赤司 泰義, 木虎 久隆  
地域冷暖房システムにおける効率的な熱融通制御に関する研究 その 3 非熱融通時における東地区モデルの精度検証と台数制御の検討

日本建築学会研究報告. 九州支部.(56) 113-116, 2017

山口 奈津子, 住吉 大輔, 赤司 泰義, 林 鍾衍, 木虎 久隆  
地域冷暖房システムにおける効率的な熱融通制御に関する研究 (その 5) 冷水融通テーブルおよび温水融通テーブルの検討

空気調和・衛生工学会大会 学術講演論文集, 117-120, 2017

山口 奈津子, 小野 信秀, 住吉 大輔, 赤司 泰義, 木虎 久隆  
地域冷暖房システムにおける効率的な熱融通制御に関する研究 その 2 熱融通制御による省エネルギー効果の検討

日本建築学会学術講演梗概集 環境工学 II, 1429-1430, 2016

小野 信秀, 山口 奈津子, 住吉 大輔, 赤司 泰義, 木虎 久隆  
地域冷暖房システムにおける効率的な熱融通制御に関する研究 その 1 熱源システムの概要

日本建築学会学術講演梗概集 環境工学 II, 1427-1428, 2016

山口 奈津子, 小野 信秀, 住吉 大輔, 赤司 泰義, 木虎 久隆  
地域冷暖房システムにおける効率的な熱融通制御に関する研究 その 1 熱源システムとシミュレーションモデルの概要

日本建築学会九州支部研究報告集 (55) 397-400, 2016

---

小野 信秀, 山口 奈津子, 住吉 大輔, 赤司 泰義, 木虎 久隆,  
地域冷暖房システムにおける効率的な熱融通制御に関する研究 その 2 熱融通に適した  
負荷帯の検討

日本建築学会九州支部研究報告集 (55) 401-404, 2016

川崎 裕太, 木虎 久隆, 赤司 泰義, 住吉 大輔, 林 鍾衍  
地域冷暖房プラントにおける効率的な熱融通制御に関する研究 (その 4) 熱融通システ  
ムの搬送系シミュレーション構築及び搬送機器省エネ制御の検討

空気調和・衛生工学会大会 学術講演論文集, 45-48, 2016

山口 奈津子, 小野 信秀, 住吉 大輔, 赤司 泰義, 木虎 久隆  
地域冷暖房プラントにおける効率的な熱融通制御に関する研究 (その 3) 熱融通制御に  
よる省エネルギー効果の検討

空気調和・衛生工学会大会 学術講演論文集, 41-44, 2016

小野 信秀, 山口 奈津子, 住吉 大輔, 赤司 泰義, 木虎 久隆  
地域冷暖房プラントにおける効率的な熱融通制御に関する研究 その 2 シミュレーシ  
ョンモデルの概要

空気調和・衛生工学会大会 学術講演論文集, 37-40, 2016

## 謝辞

本研究をまとめるにあたり、2015年4月～2017年3月に東京大学大学院工学系研究科建築学専攻赤司研究室に受託研究員として在籍し、続いて2017年4月から現在に至るまで赤司研究室にて様々な議論や意見交換をさせていただきました。東京大学教授の赤司泰義先生にはこの間、並々ならぬご指導ご鞭撻を賜りました。深甚なる謝意を表します。

東京大学助教の宮田翔平先生には、本論文をまとめるにあたり、構成や内容、その他細部至るまでご意見、ご助言いただきました。ここに謝意を示します。

2015年から2019年の間に東京大学助教だった、現在は江原大学校（韓国）の林鍾衍先生には、特に実務者が研究に取り組む中で必要とされる研究者としての視点など、多くの指導をいただきました。ここに謝意を表します。

シミュレーションモデル作成にあたり、九州大学大学院人間環境学研究院都市・建築学部門教授の住吉先生にご指導、ご意見いただき、また、九州大学の学生の皆様とも意見交換させていただきました、様々な考えを整理して研究を進めることができました。ここに記して謝意を示します。

シミュレーションモデルの作成にあたっては、東京大学大学院修士課程赤司研究室に当時在籍されていた川崎裕太氏が作成したシミュレーションモデルをベースとして利用させていただきました。そのシミュレーションモデルを拡張し、統合させることで本研究の検討を進めることが可能になりました。深く感謝いたします。

東京大学赤司研究室の学生の皆様とは、研究について議論させていただき、社会人にとっては新鮮な意見を聞くことができ、刺激を受けながら、充実した研究を進めることができました。感謝いたします。

また、研究を進めるにあたり、株式会社関電エネルギーソリューション様、関西電力土木建築室より、貴重かつ膨大な運転データをいただきました。本研究成果はそれらの運転データと皆様のご協力があって得られたものです。感謝の意を示します。

最後に、大学で研究に組みたいと申し出た私を快く送り出して下さった会社の上司、同僚、また、研究生活をさまざまな面で支えてくれた数多くの先輩方、友人、そして、家族に心より感謝します。