

博士論文

蓄電装置を分散配置した電力ネットワークにおける
電動車両を活用した P2P 電力取引市場の研究

北村 伸之

2019 年（令和元年）

目次

第 1 章	序論	1
1.1	はじめに	1
1.2	電動車を含むマイクログリッドの先行研究	3
1.3	蓄電装置を分散配置した電力ネットワークの課題	5
1.4	研究の目的・アプローチ	6
1.5	章構成	9
第 2 章	自律分散型 DC マイクログリッドシステムにおける電力融通手法	11
2.1	検討前提	11
2.2	提案手法	12
2.3	シミュレーションモデル	14
2.4	評価サンプルデータ	16
2.5	評価手法	18
2.6	電力融通シミュレーション	20
2.7	電力融通システム実証試験検討	28
2.8	DC マイクログリッド電力融通実証試験	32
2.9	DC マイクログリッド電力融通まとめ	33
第 3 章	電力融通による LIB 劣化	35
3.1	LiB 容量低下劣化モード	35
3.2	実験結果	35
3.3	LiB 容量低下推定モデル	35
3.4	電力融通における蓄電装置劣化	36
第 4 章	電動車を統合する P2P 電力融通システム	41
4.1	検討前提	41
4.2	P2P 電力取引システムの課題	42
4.3	P2P 電力取引市場モデル	44
第 5 章	P2P 電力市場に適應する Vehicle エージェント	51

5.1	電動車	51
5.2	V2G システム (Vehicle to Grid System)	54
5.3	電動車ユーザーのクラスタリング	55
5.4	Vehicle エージェントの入札戦略	59
5.5	Vehicle エージェント提案モデル	64
第 6 章	電動車両を活用した P2P 電力市場	65
6.1	電動車 V2G を取り込んだ P2P 電力取引システムの課題	65
6.2	検討前提	65
6.3	シミュレーションモデル	66
6.4	評価手法	70
6.5	P2P 電力取引戦略比較シミュレーション	72
6.6	P2P 電力システムにおける電動車導入効果	80
6.7	経済的メリット	81
6.8	再生可能エネルギーと需要の季節変動	83
6.9	P2P 電力市場における VPP 機能	85
6.10	電力ネットワークの変化	87
第 7 章	V2G/P2P 電力取引システム実証試験	93
7.1	トヨタ自動車東富士研究所実証試験概要	93
7.2	実証試験概況	94
第 8 章	結論	101
8.1	まとめ・考察	101
8.2	今後の研究課題	104
	参考文献	107
	付録	118
	A.DC マイクログリッド電力需要サンプルデータ	119
	B. DC マイクログリッド制御プログラム	133
	C. 車両走行クラスタリング検討データ	139
	D.P2P 電力市場シミュレーションサンプルデータ	147
	E.P2P 電力市場シミュレーション結果	155

表目次

1.1	電動車両普及予想とインパクト	5
2.1	マイクログリッド制御バリエーション	21
2.2	マイクログリッド制御パラメータ	24
2.3	マイクログリッドシステムタイプ	24
2.4	マイクログリッドシミュレーション結果 (4 node)	24
2.5	マイクログリッドシミュレーション結果 (20 node 1 Year)	28
2.6	OIST 実証システム	32
2.7	OIST 実証試験結果 (2015 年 3 月 25 日)	33
3.1	18650 タイプ Li-e バッテリ耐久評価データ	36
3.2	18650 タイプ Li-e バッテリ容量低下ファクター k 推定テーブル	37
3.3	LIB 容量低下シミュレーション結果	38
4.1	P2P 電力取引システムシミュレーションパラメータ (7days)	44
4.2	consumer エージェント入札戦略	48
5.1	北米市場において販売された電動車のバッテリー容量 ('19/7 月時点)	52
5.2	車両利用パターンクラスタリング特徴量	56
6.1	Consumer/Prosumer エージェントパラメータ	66
6.2	Vehicle エージェントパラメータ	67
6.3	P2P 電力取引戦略シミュレーション	72
6.4	P2P 電力取引戦略シミュレーション結果	73
7.1	東富士研究所 P2P 実証参加車両リスト ('19/8 月時点)	93
7.2	東富士研究所 P2P 実証参加ノード一覧	95
A.1	電力需要サンプルデータ 1(30 分平均,20 ユーザ, 単位:kWh/30min)	119
A.2	電力需要サンプルデータ 2(30 分平均,20 ユーザ, 単位:kWh/30min)	120
A.3	電力需要サンプルデータ 3(30 分平均,20 ユーザ, 単位:kWh/30min)	121

A.4	電力需要サンプルデータ 4(30分平均,20 ユーザ, 単位:kWh/30min) . . .	122
A.5	電力需要サンプルデータ 5(30分平均,20 ユーザ, 単位:kWh/30min) . . .	123
A.6	電力需要サンプルデータ 6(30分平均,20 ユーザ, 単位:kWh/30min) . . .	124
A.7	電力需要サンプルデータ 7(30分平均,20 ユーザ, 単位:kWh/30min) . . .	125
A.8	電力需要サンプルデータ 8(1日平均,20 ユーザ, 単位:kWh/day)	126
A.9	電力需要サンプルデータ 9(1日平均,20 ユーザ, 単位:kWh/day)	127
A.10	電力需要サンプルデータ 10(1日平均,20 ユーザ, 単位:kWh/day)	128
A.11	電力需要サンプルデータ 11(1日平均,20 ユーザ, 単位:kWh/day)	129
A.12	電力需要サンプルデータ 12(1日平均,20 ユーザ, 単位:kWh/day)	130
A.13	電力需要サンプルデータ 13(1日平均,20 ユーザ, 単位:kWh/day)	131
A.14	電力需要サンプルデータ 14(30分平均,21 ユーザ, 単位:kWh/30min) . .	147
A.15	電力需要サンプルデータ 15(30分平均,21 ユーザ, 単位:kWh/30min) . .	148
A.16	電力需要サンプルデータ 16(30分平均,21 ユーザ, 単位:kWh/30min) . .	149
A.17	電力需要サンプルデータ 17(30分平均,21 ユーザ, 単位:kWh/30min) . .	150
A.18	電力需要サンプルデータ 18(30分平均,21 ユーザ, 単位:kWh/30min) . .	151
A.19	電力需要サンプルデータ 19(30分平均,21 ユーザ, 単位:kWh/30min) . .	152
A.20	電力需要サンプルデータ 20(30分平均,21 ユーザ, 単位:kWh/30min) . .	153
A.21	車両走行消費・EVPS 接続データ (30分,10 ユーザ, 単位:kWh)	154

目次

1.1	OECD 再生可能エネルギー普及目標	2
1.2	九州電力における再生可能エネルギー出力制御	3
1.3	電力システムの分散化	4
1.4	蓄電と融通による再生可能エネルギー活用手法 (例)	6
1.5	太陽光発電需用比 (PDR) と需用バッテリー容量比 (BDR) と太陽光発電率 (SRR)	7
1.6	蓄電装置を分散配置した電力ネットワーク	8
1.7	P2P 電力取引システム	9
1.8	VPP システム構成	9
2.1	DC マイクログリッドにおける制御手法の提案	13
2.2	電力融通の分散処理手法	13
2.3	DC マイクログリッドシミュレータ	14
2.4	PV 出力, バッテリー容量に対する再生可能エネルギー率	16
2.5	分散制御による間欠 SOC 制御フローチャート	17
2.6	DC ナノグリッドモデル	18
2.7	電力需要サンプル概要	19
2.8	電力需要サンプルデータ (4 ノード 4/1 – 4/7)	19
2.9	システム A: バッテリーなし	21
2.10	システム B: DC グリッド常時通電	22
2.11	システム C: DC グリッド間欠通電	22
2.12	システム D: DC グリッド間欠通電 + SOC 平準化	23
2.13	SOC シミュレーション (System B: 融通なし, AC 受電のため DC グリッド稼働)	23
2.14	SOC シミュレーション (System C: 融通なし, DC グリッド間欠停止)	25
2.15	SOC シミュレーション (System D: 電力融通, DC グリッド間欠停止)	25
2.16	DC-bus シミュレーション (System D: 電力融通, DC グリッド間欠停止)	25
2.17	シミュレーション (System C: DC グリッド間欠停止)	26
2.18	シミュレーション (System D: 間欠停止 + 電力融通)	27

2.19	DC マイクログリッドモデル (20 ノード)	29
2.20	年間シミュレーションにおける需給条件	29
2.21	OIST 実証模擬シミュレーション (20 node, 電力融通なし)	30
2.22	OIST 実証模擬シミュレーション (20 node, DC グリッド間欠, SOC 平 準化)	30
2.23	実証試験模擬シミュレーション結果 (20 node, 1 year)	31
2.24	沖縄科学技術大学院大学 OIST における実証試験概要	32
3.1	バッテリー耐久シミュレーション	37
3.2	バッテリー容量低下シミュレーション結果	38
3.3	経年バッテリー容量低下による再生可能エネルギー率変化	39
3.4	ノードごとの容量低下ばらつき	39
4.1	P2P 電力取引システム	42
4.2	P2P 電力取引における実態送電システム	43
4.3	電動車両普及予測	43
4.4	V2G システム	44
4.5	Market エージェントフローチャート	46
4.6	Consumer エージェントフローチャート	47
4.7	Prosumer エージェント入札戦略	48
4.8	Prosumer エージェントフローチャート	49
5.1	PHEV における車載バッテリーと V2G 接続	53
5.2	PHEV 運転パターン例	55
5.3	車両利用パターンクラスタリング例	56
5.4	車両利用パターンクラスタリング散布図行列	57
5.5	EV 運転パターン分類	58
5.6	Vehicle エージェント機能概要	59
5.7	Vehicle エージェント入札戦略	59
5.8	P2P 市場価格予測に基づく EV 充放電制御手法	60
5.9	線形計画法による入札	62
5.10	分散制御付き線形計画法による入札	63
5.11	Vehicle エージェントフローチャート	64
6.1	P2P 電力取引システムシミュレータ構成	67
6.2	戸建て相当需要分布	68
6.3	PV 発電データ (静岡県 地点名: 御殿場, 平均年)	69
6.4	システム全体の電力需用と再生可能エネルギー供給	71
6.5	P2P 電力取引による理想的 SOC_{sys} 推移	71

6.6	P2P 電力取引による最大 RER	71
6.7	入札戦略による価格弾力性	73
6.8	Case2 固定価格戦略による SOC 推移と取引価格推移	74
6.9	Case2 P2P 電力取引シミュレーション結果 (7 days, PDR 91%, BDR 66%)	75
6.10	Case3 SOC 価格戦略による SOC 推移と取引価格推移	76
6.11	Case4 P2P 電力取引シミュレーション結果 (7 days, PDR 91%, BDR 66%)	77
6.12	入札価格戦略による再生可能エネルギー率の変化	78
6.13	価格弾力性効果	78
6.14	Case2 と Case4 における入札戦略比較	79
6.15	P2P 電力取引シミュレーション結果 (RER)	80
6.16	P2P 電力取引平均価格	81
6.17	P2P 電力取引利益	82
6.18	グリッド電力取引利益	82
6.19	P2P 電力取引シミュレーション入力 (1年, 需要, PV 発電量)	83
6.20	P2P 電力取引シミュレーション条件 (1年, バッテリ需用比 BDR, PV 需用比 PDR)	84
6.21	P2P 電力取引シミュレーション結果 (1年, PV 稼働率, 再エネ率 RER)	84
6.22	P2P 電力市場における VPP 機能の実現戦略	85
6.23	P2P 電力市場における VPP 機能の実現	86
6.24	P2P 電力取引ネットワーク (PDR 172%, BDR 14%)	87
6.25	P2P 電力取引ネットワーク (PDR 143%, BDR 66%)	88
6.26	P2P 電力取引ネットワーク (PDR 143%, BDR 103%)	89
6.27	P2P 電力取引ネットワーク (PDR 143%, BDR 148%)	90
6.28	電動車 V2G 導入による P2P 電力取引ネットワークの変化	91
7.1	電動車 P2P 電力取引システム実証試験概要	94
7.2	電動車 V2G 実証風景	95
7.3	電動車 V2G 接続操作	96
7.4	電動車両 No.1 運用状況	97
7.5	電動車両 No.2 運用状況	98
7.6	東富士研究所 P2P 実証システム約定状況	99
7.7	東富士研究所 P2P 実証システム約定価格	100
8.1	DC マイクログリッドと P2P 電力市場の対比	102
A.2	EV ユーザ SOC データ (7/1-31, サンプル数 100)	140
A.3	車両ユーザークラスター 1 時間帯別利用確率	141

A.4	車両ユーザークラスター 2 時間帯別利用確率	142
A.5	車両ユーザークラスター 3 時間帯別利用確率	143
A.6	車両ユーザークラスター 4 時間帯別利用確率	144
A.7	車両ユーザークラスター 5 時間帯別利用確率	145
A.8	P2P 電力取引シミュレーション (PDR 100%, BDR 14%, 電動車なし) .	156
A.9	P2P 電力取引シミュレーション (PDR 91%, BDR 30%, case4)	157
A.10	P2P 電力取引シミュレーション (PDR 91%, BDR 103%, case4)	158
A.11	P2P 電力取引シミュレーション (PDR 91%, BDR 148%, case4)	159
A.12	P2P 電力取引シミュレーション (PDR 172%, BDR 14%, 電動車なし) .	160
A.13	P2P 電力取引シミュレーション (PDR 143%, BDR 66%, case4)	161
A.14	P2P 電力取引シミュレーション (PDR 143%, BDR 103%, case4)	162
A.15	P2P 電力取引シミュレーション (PDR 143%, BDR 148%, case4)	163

プログラムコード目次

1	Microgrid Agent Program(MATLAB2013b/Simulink/S-function) . . .	133
---	--	-----

記号・用語

30分同時同量 商用電力は品質維持のために需要の変動に合わせて瞬時瞬時に発電量を調整する必要があり、アグリゲータは30分単位で電力の需要と供給を原則3%の誤差で一致させなければならないとされる。不足が生じた場合は、電力会社から、補給的に電力が供給され、通常の料金より高額なインバランス料金を支払う必要がある。

CHAdeMO 規格 直流を用いる急速充電の電気自動車用急速充電規格で、コネクタや充電方法、通信方法が規定されている。

DCDC コンバータ 電圧の違う直流同士の電力変換を行う装置。絶縁の可否などによりチョッパ型、絶縁共振型など様々な回路形式がある。

DC マイクログリッド (DC microgrid) 複数のノード間が DC 送電路で接続された小規模電力システム

EVPS(Electric Vehicle Power Station) 駐車中の電動車を電力システムに接続し、電力授受を行うための装置を指す。

LiB リチウム遷移金属複合酸化物の正極、炭素材料の負極に有機溶媒電解質などを使い、正極と負極の間をリチウムイオンが移動することで充電や放電を行うリチウムイオン二次電池。

P2P Peer to Peer の略。特定のサーバーやクライアントに依存せず、ノードと呼ばれる各端末が対等に直接通信を行って取引等を実行する仕組み

P2P 電力取引市場 市場参加者同士が Peer to Peer で直接電力取引を行う電力市場。ブロックチェーン等の分散台帳技術を用いて入札、落札、約定、履行などの情報を共有する場合が多い。

PPS (Power Producer and Supplier) 特定規模電気事業者。電力を生産し契約電力50kW以上の需要家へ、一般電気事業者が管理する送電線を通じて小売りをを行う事業者。

SDN(Software Defined Networking) 装置の配置・配線とは独立に仮想的かつ動的にネットワークを構成する技術。

SOC(State Of Charge) バッテリの充電率を0-100%で表したものの、バッテリ充電量を表す場合、 E_{SOC} と表記する。

V2G システム (Vehicle to Grid System) 電動車を電力システムに接続し、双方向の電力

授受を行うシステム

アグリゲータ 需要家の電力需要を束ねてエネルギー供給する事業者

エージェント (agent) ノードを制御する電力取引プログラム。

ザラ場寄せ方式 有価物の取引においてその時間の値段優先で、条件が同じであれば発注が早いものから売買を成立させる売買方式

ナノグリッド (nano microgrid) 単一ノードの最小の電力システム

ノード (node) 電力システムを構成する最小単位。本論文ではブロックチェーンにおけるノードの概念は扱わない。

バッテリー需用比 (BDR) 一定期間における電力需要量の一日平均値に対する蓄電システム総容量の比。

プロシューマ (Prosumer) 電力消費者 (Consumer) が発電設備を保有し自らが電力を生産 (Produce) する場合に当該消費者をプロデューサーとコンシューマーを合わせて呼称する造語

ブロックチェーン技術 暗号化された取引台帳をネットワーク参加者全員で共有することで改ざん耐性を持つデータベースを安価に構築する技術

系統連系 商用電源に PV 等の発電装置を接続し、商用電力系統へ並列している状態。その状態で電気事業者の電力系統へ電力を供給することを逆潮流と呼ぶ。

再生可能エネルギー 主に自然由来の回復可能なエネルギーを指す。太陽光、風力、水力、地熱、潮力などがある。

再生可能エネルギー率 (RER) 需要総量における再生可能エネルギーの割合を示す。太陽光発電の場合 SRR と呼ぶ

商用電源 配電事業者が提供する交流電力電源。

太陽光発電 (Photovoltaics, PV) 光起電力効果により太陽光から電力を得る発電方法や装置を示す。

太陽光発電エネルギー率 (SRR) 需要総量における太陽光発電エネルギーの割合を示す。RER と同義。

太陽光発電稼働率 (SOR) 実際の日照条件含めた最大発電ポテンシャルに対する太陽光発電量の割合。

太陽光発電需用比 (PDR) 一定期間における気象の影響を加味した太陽光発電装置の発電量に対する電力需要量の比。

蓄電装置 リチウムイオン電池に代表される充放電可能な二次バッテリーを組電池にして電力の貯蔵を行う装置。本論文では蓄電装置またはバッテリーと呼称する。

電動車 (Electric Vehicle) モータにより車両を駆動する自動車。電源構成により Pure EV (EV), Hybrid Vehicle (HV), Plug-in HV (PHV or PHEV), Fuel Cell Vehicle (FCV) と呼ばれる

電力市場 一般には JPEX のように電気事業者が電力の売買を行う市場を指すが、本稿では発電装置や蓄電装置を所有する需要家が電力の売買を行う市場を指す。

電力融通 一般には 9 電力会社が、中央給電連絡指令所を通して電力を融通し合うことを

指すが，本稿では一般家庭のような小口需要家同士で電力の過不足を補うことを指す。

配電事業者 電力供給区域内で送電線，変電所などを維持，運用し，発電事業者の電気を目的地まで送り届ける一般送配電事業者を指す。

板寄せ方式 有価物の取引において一定期間のり注文と買い注文を整理してまとめて売買を成立させる売買方式

第 1 章

序論

1.1 はじめに

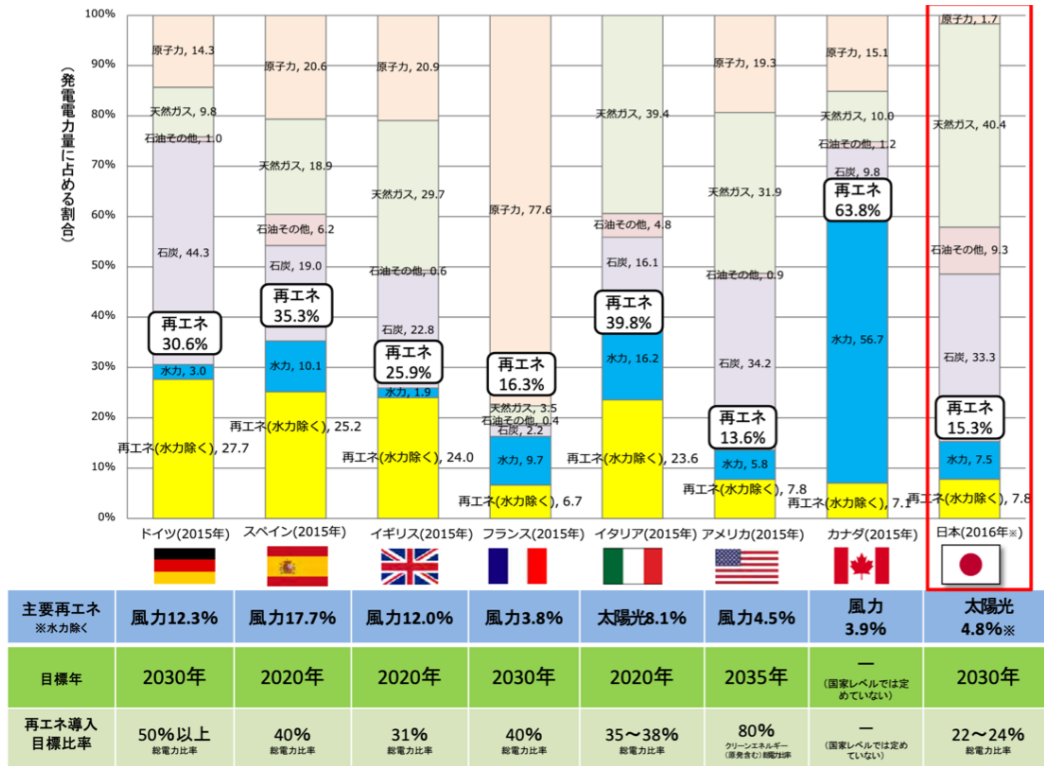
近年の地球規模の気候変動による様々な悪影響に対抗し持続可能な社会システムを実現するため、化石燃料エネルギーから太陽光発電や風力発電等の再生可能エネルギーへの転換が急務となっている。しかし、メガソーラー発電所や大型風力発電機の普及を拡大させるためには、その出力変動を吸収するための送電網や需給調整設備の増強が必要となるなどの課題があり、日本の電力部門における水力以外の再生可能エネルギー率は先進国の中で下位に留まっている (図 1.1)[99]。そのため二次バッテリーなど様々な種類の蓄電デバイスによる需給調整技術の研究が盛んに行われるようになってきたが、コストや耐久性が課題となり十分な蓄電設備が普及せず、一部の電気事業者では太陽光発電の接続申込み量が接続可能量を上回り、図 1.2 に示すように保有する揚水発電設備などを最大限活用しても出力抑制が避けられない状況となった [93]。一方、世界的な燃費・環境規制を背景に大容量バッテリーが搭載された電気自動車 (EV) やプラグインハイブリッド自動車 (PHV) の大量導入が進むとみられ [27]、車載バッテリーを電力システムの一部として機能させることができる V2G (Vehicle to Grid) システムの研究開発も盛んに行われている [77, 24, 57, 24]。さらに自動車の利用形態にも所有から共有へとというシェアリングエコノミーの台頭の影響による変化が見られ、V2G システムにおいてもエネルギーや車載バッテリーの共有という考え方が普及を促進するものと期待される。また、急速な再生可能エネルギーの導入や電動車の充電需用増加等により電力システムの調整力が不足するダックカーブ問題 [75] が顕在化しているため、電動車や再生可能エネルギーの導入はバッテリー資源を活用して電力システムの需給調整力への依存を緩和しつつ進めるべきである。

本研究では代表的な再生可能エネルギーである太陽光電力の利用率向上と需給平準化を両立させるため、住宅向け電力システムとして、各戸に PV 発電装置と二次バッテリー、DC マイクログリッドによる電力融通システムを備えた自律分散型 DC マイクログリッド [79, 80] を対象に、分散した二次バッテリーの SOC 平準化制御を提案する。また、電力融通が二次バッテリー寿命に及ぼす影響についての先行研究 [28] では周波数調整やピークカットなど短時間に大きな出力を要求するアプリケーションについて検討し容量低下促進

を報告しているが、本研究では二次バッテリー劣化モデルを組み込んだリアルタイムシミュレータを用いて検討し、分散した二次バッテリーのSOC平準化制御に基づく電力融通手法を用いてバッテリーの劣化を促進することなく再生可能エネルギー利用率を向上できることを示す。

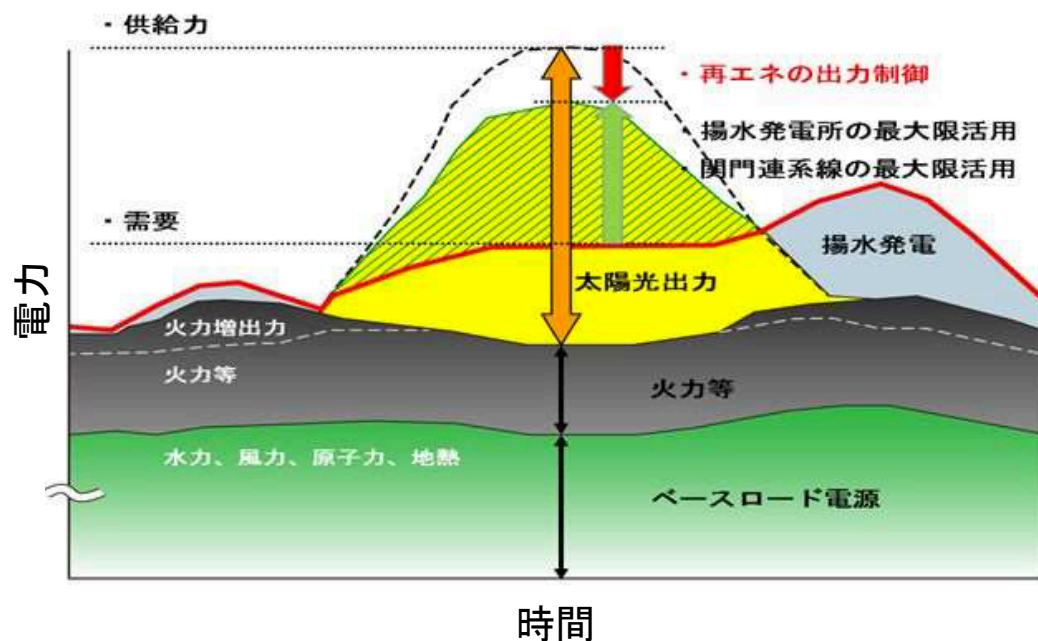
さらに電力システムの進化は図1.3のように電源および制御手法がそれぞれ分散化へ向かっている状況であると考え、分散電源の分散制御の領域におけるマイクログリッドシステムおよび仮想的なSDN(Software Definition Network)によるP2P電力取引システムを検討する。その結果として、マイクログリッドにおける分散バッテリーを電動車のV2Gを定置型バッテリーに置き換え、P2P電力取引システムを利用して電動車ユーザの代わりにエージェントプログラムがユーザの利用状況を予測し駐車中の電動車の充放電を最適化しPV電力を吸収・活用する入札最適化手法を提案する。その効果を検証するため、大容量定置型バッテリーを設置する代わりにユーザー所有の電動車をV2G接続させることで再生可能エネルギーの利用率が向上することをシミュレーションで効果を確認し、実用システムとして提案し実証試験を行う。

以上の結果より、本研究では再生可能エネルギーの割合が増加した電力ネットワークにおいて、電動車両等のバッテリーを活用したV2GやP2P電力市場が再生可能エネルギーの導入余地を向上させる可能性を示す。



出典：資源エネルギー庁 (2017)[99]

図 1.1 OECD 再生可能エネルギー普及目標



出典：九州電力(2019)[93]

図 1.2 九州電力における再生可能エネルギー出力制御

1.2 電動車を含むマイクログリッドの先行研究

近年、再生可能エネルギーの普及拡大を目的とした分散型電力システムであるマイクログリッドの研究が盛んに行われるようになり、最適制御のための需要予測の研究 [15] や、電力需給制御において従来の集中管理型発電制御の改良 [17] や、分散型電力制御システムとして、需要家毎の発電量や蓄電量を独立に制御するマルチエージェント制御 [103, 95, 107] や、需要家の消費電力を制御するデマンドレスポンス [102, 68, 62], 分散電源や蓄電池を商用グリッド上で取りまとめて仮想発電所や周波数調整力として電力供給を行う等 [21, 5, 5, 45], 様々なシステムおよび制御手法や次世代電力システムコンセプトの提案がある [97, 80, 1, 90]. 蓄電池の利用方法については従来研究されてきた大型蓄電装置 [106] に加え、普及が始まった家庭用定置型電池や電動車などの小型電池を電力システムへ統合する研究が数多く行われ、電力システム信頼性向上などのメリットが報告されている [70, 43, 71, 32, 92]. 一方で蓄電装置として期待されるリチウムイオン電池をはじめとした二次電池は長期間の利用で蓄電容量が徐々に低下する現象が知られ [83, 89, 66, 86, 2, 60], その現象の理解と様々なアプリケーションにおける影響の定量化や利用方法の最適化が研究されてきた。また、世界的な燃費・環境規制を背景に表 1.1[98] に示すように電動車の大量導入が期待され、車載バッテリーを電力システムの一部として機能させる V2G システムについて多くの研究が進められている [77, 24, 57, 24, 67, 41, 44, 35]. さらに、系統容量不足による再生可能エネルギーの導入

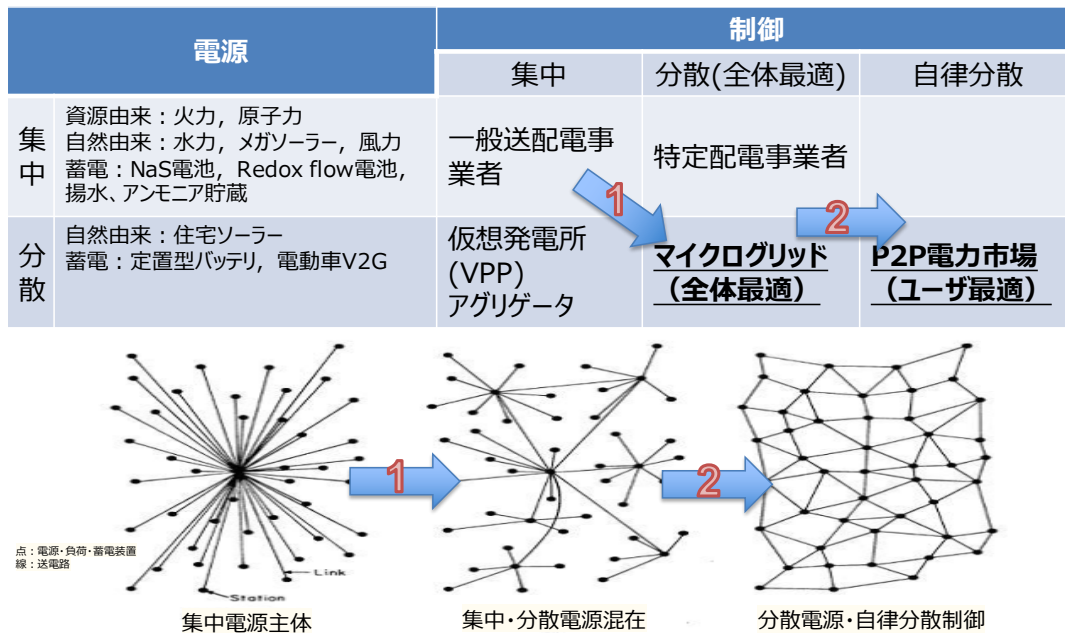


図 1.3 電力システムの分散化

制限を緩和させるため分散型電力システムの研究 [78, 64, 4, 16] も進み，仮想的 SDN などを通して分散配置した蓄電装置や再生可能エネルギー発電を制御する研究 [25, 11, 13] や，分散暗号台帳技術であるブロックチェーン技術を応用した P2P 電力取引市場の研究も行われている [12, 85, 46, 20]。ブロックチェーンによるスマートコントラクトの実証例としては米国ベンチャーの LO3 Energy 社と Transactive Grid 社による Brooklyn Microgrid プロジェクト [48] があるが，電力取引市場システムというよりも発電と消費の実績に連動してトークンの授受が行われる一種の台帳記録システムである。一方でバッテリーなどを利用した自律的な電力取引についてもマルチエージェントモデルを使った強化学習 [103, 88, 33, 95] やゲーム理論 [108, 30]，統計的手法 [56, 42, 36] 等，様々な研究アプローチが取られ，経済性の改善 [50, 47, 54, 40, 22] やグリッドへの再生可能エネルギー流入インパクトの低減 [91, 9, 18, 29] などの観点で検討が進められている。また，電動車の車載バッテリーを電力システムの一部として機能させる V2G (Vehicle to Grid) システムについて多くの先行研究が行われ [14, 65, 58, 7, 55, 10, 76, 6, 81, 61, 51, 31, 49, 53, 26, 63, 82]，駐車中の電動車のバッテリー利用についても多くの研究報告 [38, 84, 23, 73, 39] があり，電動車の大量普及を前提とすると再生可能エネルギーの導入の大きな助けになると考えられている。しかし，何れもコンセプト提案やシミュレーションによる見積もりなどに留まり，実用システムとしての提案を含む研究は十分なされていない。

表 1.1 電動車両普及予想とインパクト

項目	2012 年	2013 年	2014 年	2030 年度時点
PHEV(乗用車)	1.7 万台	3.0 万台	4.4 万台	964 万台
EV(乗用車, 乗用軽)	3.4 万台	4.9 万台	6.4 万台	
年間電動走行距離	9000km/台	9000km/台	9000km/台	9000km/台
平均電費	7km/kWh	7km/kWh	7km/kWh	7km/kWh
電動自動車の充電量	0.66 億 kWh	1.02 億 kWh	1.39 億 kWh	124 億 kWh
家庭部門電力消費量	2873 億 kWh	2852 億 kWh	2739 億 kWh	2308 億 kWh
家庭部門の電力増加	0.02%	0.04%	0.05%	5.37%

出典：平成 27 年度エネルギー消費状況調査（民生部門エネルギー消費実態調査）報告書（資源エネルギー庁，三菱総研）[98]

1.3 蓄電装置を分散配置した電力ネットワークの課題

太陽光発電や風力発電に代表される再生可能エネルギー電源は、気候や気象に左右される自然エネルギー由来の為、需要に合わせて発電することができない。供給量が比較的小さい場合はベース電源の調整により吸収することができていたが、各国が目標をしている 20-80% に導入量を増やすためには、図 1.4 のように、供給が不足する時間帯へ余剰な電力を振り分ける蓄電技術が必要になってくる。大規模な蓄電技術としては揚水発電や NAS 電池、レドックスフロー電池などがあるが、コストや規制により導入量に限界がある。[94] ここでエネルギー消費全体でみて 14% 以上ある家庭部門の再生可能エネルギー普及に注目し、蓄電装置としてはバッテリーのコストダウンと共に普及が進む定置型蓄電装置を太陽光発電装置と共に一般家庭へ導入することを考える。従来、電力グリッド全体で需要と供給のギャップを解消していたところが、この方法では各家庭単位で再生可能エネルギーの普及が進めることが期待できる。一方、変動する再生可能エネルギーの発電量と電力消費量が常に釣り合うことは無いため、個々の家庭で余る再生可能エネルギー発電は出力を抑制し、不足する電力需要は従来の電力グリッドから買い入れる必要がある。ここで仮に、ある家庭で余る再生可能エネルギーを受け入れることができる蓄電装置が別の家庭に存在し、別の時間帯で電力が不足する家庭があるとする、その間で電力融通を行うことで再生可能エネルギーの利用を増やすことができるはずである。図 1.4 のように蓄電装置が分散配置された複数の家庭間で電力を融通することを考えた場合、再生可能エネルギーの利用率を高めるために、再生可能エネルギーの供給と消費需要のミスマッチを解消するため電力融通制御をどのように行うかが課題である。さらに世界的な燃費・環境規制を背景に大容量バッテリーが搭載された電気自動車 (EV) やプラグインハイブリッド自動車 (PHEV) の大量導入が進むとみられているが、表 1.1[98] に示す 2030 年の電動車両普及予測に基づくと、仮にバッテリー容量が 20kWh 程度のプラグインハイブリッドが主体としても日本国内の電力需要予測の一日平均の 30% 程度の容量に相当する。そのため、電力

システムの一部として機能させることができる V2G(Vehicle to Grid) システムを用いて車載バッテリーを定置型と同じように分散蓄電装置として利用することも様々な分野において考えられており [3, 52, 59], その場合, 車両の運行・接続状態を予測しながら, 自動車ユーザーの利便性を損なわずに再生可能エネルギーを利用するための最適な充放電を行うことが課題である.

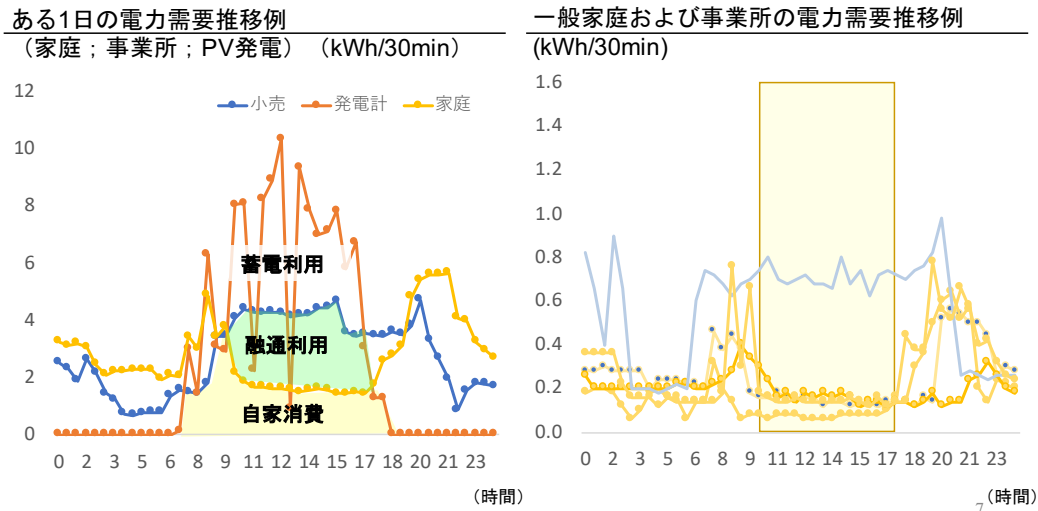


図 1.4 蓄電と融通による再生可能エネルギー活用手法 (例)

1.3.1 再生可能エネルギー利用率

本研究では一般家庭における主要な再生可能エネルギーである太陽光発電に注目し, パラメータとして需要に対する再生可能エネルギーの量的ポテンシャルを太陽光発電需用比 (PDR) と, 日々の平均需要に対するバッテリー容量をバッテリー容量需用比 (BDR) を定義し, 効能指標として太陽光発電率 SRR(本稿では再生可能エネルギー率 RER と同義) と同稼働率 SOR を定義する. この場合商用電力システムへの売電は考慮しないものとし, 図 1.5 に示すように, 同じ太陽光発電需用比 (PDR) の場合でも蓄電量が増加することで太陽光発電率が改善されることから, 電力融通と蓄電装置の充電量の最大化による太陽光発電稼働率の向上と, 再生可能エネルギー率の最大化を目的とする.

1.4 研究の目的・アプローチ

本研究の目的は, 電動車の車載バッテリーを含む蓄電装置を活用し, 主に家庭部門における電力需要の再生可能エネルギーへの転換率を高めることである. そのため分散配置された蓄電装置が有効に機能し, かつ充放電負荷による蓄電装置の容量低下などの弊害が発生しない電力融通制御手法を明らかにする. また, 分散した再生可能エネルギー電力という貯蔵が困難な有価物の流動性を高めて普及させるために, 市場原理に基づく P2P 電力取

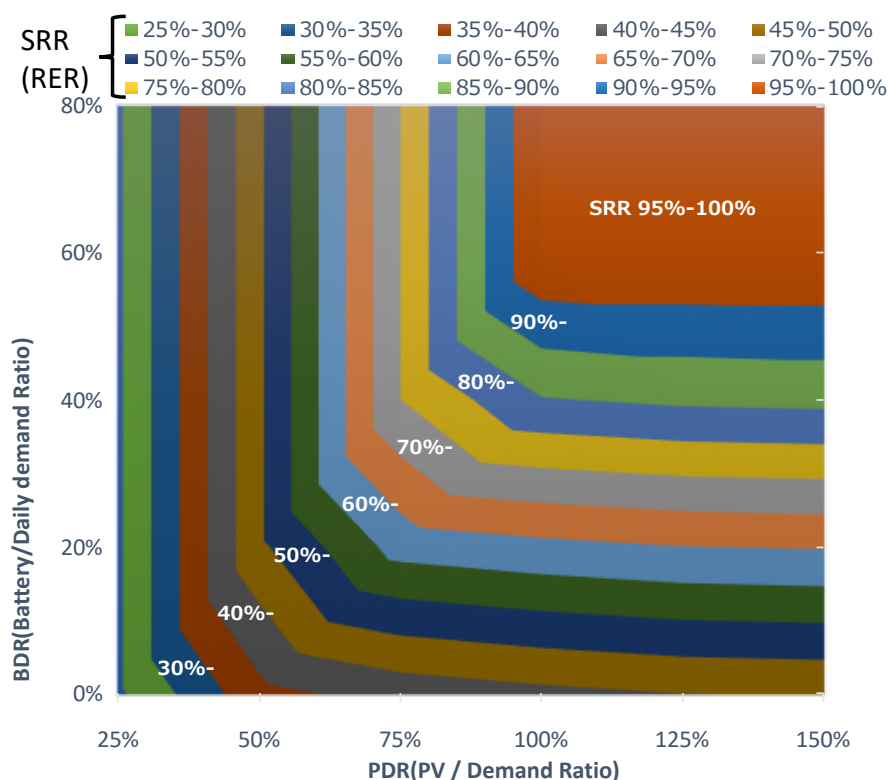


図 1.5 太陽光発電需用比 (PDR) と需用バッテリー容量比 (BDR) と太陽光発電率 (SRR)

引システムとその取引戦略を提案することが目的である。

蓄電装置を活用し、主に家庭部門における電力需要の再生可能エネルギーへの転換率を高めるために、蓄電装置が分散配置された DC マイクログリッドにおける電力融通制御手法について蓄電装置の充電率平準化に基づく制御手法を提案する。さらに現在の蓄電装置の主要構成デバイスであるリチウムイオン電池の容量低下について、リチウムイオン電池の耐久実験データを元にその制御手法を検証し、容量低下を加速しないことを示す。また蓄電装置が分散配置された DC マイクログリッドの実機において充電率に基づく制御手法を用いて、再生可能エネルギー率の向上を確認する。次に再生可能エネルギーを主体とした電力取引を市場経済システムとして検討するため、既存商用電力グリッド上の仮想電力ネットワークにおける P2P 電力取引システムを導入し、電動車を蓄電装置として活用するための最適充放電手法を提案する。最後に定置型蓄電装置に対しては初めに提案した充電率平準化に基づく制御手法を応用した電力取引戦略を適用し、電動車に対しては最適充放電手法に基づく電力取引戦略を適用し、コンピュータ上の P2P 電力取引シミュレーションにおいて再生可能エネルギー率の向上と、市場参加者の経済的メリットを確認する。最後に、本研究成果を基にした P2P 電力取引システム実証試験を行い、今後約 1 年間に渡り実用上の課題や効果を実機において確認する。

1.4.1 提案 1: 自律分散型 DC マイクログリッドにおける電力融通手法

本研究では図 1.6 に示したように蓄電装置が分散配置されて、それぞれのノードが自律的に電力融通を実行する DC マイクログリッドの制御手法について提案する。このシステムを自律分散 DC マイクログリッドシステムと呼ぶ。マイクログリッドを構成する各ノードは一般家庭の家屋を想定し、それぞれが再生可能エネルギー源としての太陽光発電装置と蓄電装置、DC グリッドへ接続するための DCDC コンバータを備え、需要としての家電製品や空調機器は蓄電装置と接続されているものとする。接続機器によっては DC/AC 変換損失が発生するが、本研究では電力需要の一部として捉え個別に検討しない。また状況により不足する電力を補うため、商用電力グリッドより電力を購入するための商用電源ノードがあるものとし、個々のノードは商用電源からは独立している。DC グリッドはデータセンターなどで利用されている 380V を想定し、バッテリーは公称電圧 3.6V 程度のリチウムイオン電池を 14 セル直列に接続し 50V 前後の電圧を想定している。以上の前提を基に、各家庭の電力需要における再生可能エネルギーの利用率を最大化し、商用電源からの電力購入を最小化することを目的とする電力融通手法を提案する。

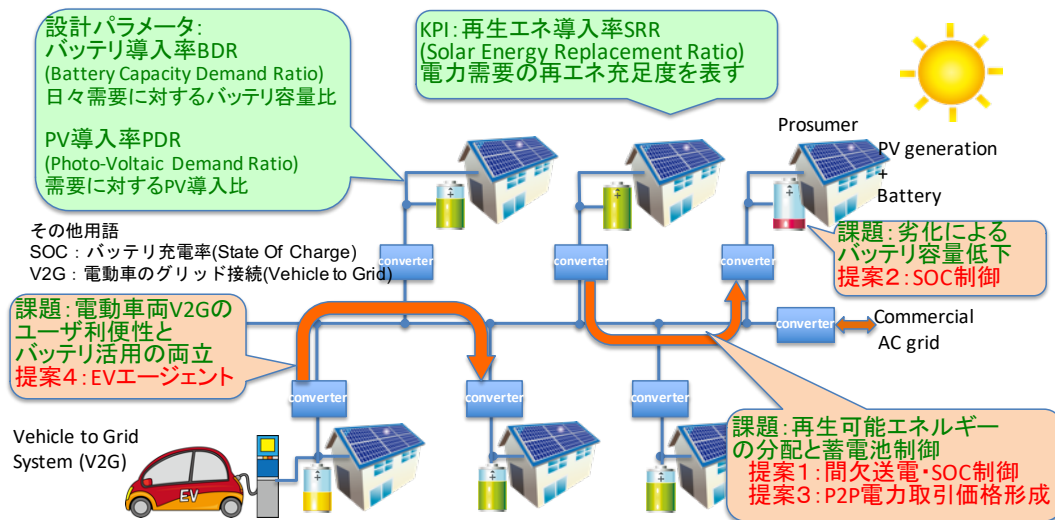


図 1.6 蓄電装置を分散配置した電力ネットワーク

1.4.2 提案 2: 電動車を含む P2P 電力融通システムにおける電動車の充放電最適化手法

二つ目の提案は蓄電装置として電動自働車の車載バッテリーを V2G システムと P2P 電力取引システムを通して利用する際の制御手法である。この場合の電力システムは、太陽光発電システムや需要家、電動車の充放電装置等の全てのノードが商用電源に接続されている状態である。現在、図 1.8 のようなアグリゲータによる VPP(Virtual Power Plant)

制御手法の実用化が進んでいるが、本研究では図 1.7 に示したように P2P 電力取引市場を運営する事業者が仮想的に市場参加ノード間の電力融通をとりまとめ、不足分を商用電力事業者から購入する構成とする。この場合の電力収支は現在の JPEX のような一般電力市場取り扱われてるように 30 分毎に区切られた時間帯で均衡していることが求められるものとした。この事業者をマーケットオペレータと呼び、P2P 市場における約定と履行はブロックチェーン等で運用され、各ノードを管理するエージェントプログラムと商用電力の配電事業者との間で電力の対価や託送料を清算し、サービス料金を得るものとする。本研究では電動車のバッテリーの利用手法について、電動車の走行を含む電力需要における再生可能エネルギーの利用率を最大化する電力売買最適化手法を提案する。

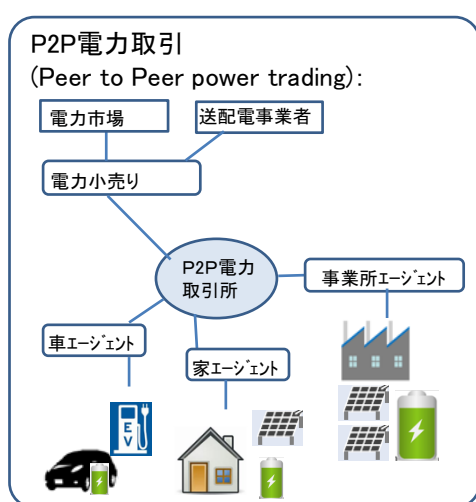


図 1.7 P2P 電力取引システム

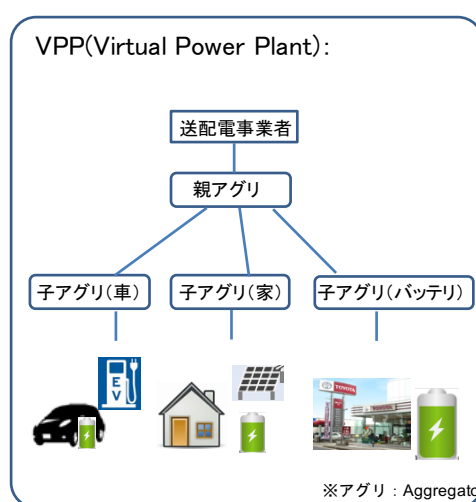


図 1.8 VPP システム構成

1.5 章構成

本研究では、普及が進んでいるユーザー保有の家庭用蓄電装置や大容量バッテリーを備えた EV や PHV 等の電動車両に着目し、電動車 V2G (Vehicle to Grid) を取り込んだ P2P 電力取引システムにおけるユーザーの利便性を阻害しない保有者本位の分散蓄電池活用法の研究を行う。そのためにまず第 2 章において、住宅に蓄電装置と太陽光発電装置を分散配置した自律分散型 DC マイクログリッドにおいて、負荷状態や蓄電装置の充電率に応じて自律的に電力融通させる手法で再生可能エネルギー導入量を向上させる可能性を示し、実スケールで検証を行う。さらに複数の電力融通アルゴリズムの比較を行い、再生可能エネルギー置換率等で全体システムの再生可能エネルギー率を向上させられることを示す。また、蓄電装置として期待されるリチウムイオン電池は長期間の利用において容量が徐々に低下することが知られており、電力システムに用いる場合、長期の容量保存が望まれている。そこで第 3 章では上記電力融通アルゴリズムが容量低下に及ぼす影響を、実験データに基づく劣化モデルを元に電力融通で充電率を均一化し、分散配置した蓄電装置を

独立運用した場合に比べ、平均負荷が低く高充電率の蓄電装置の容量低下を改善することで全体としての容量低下を緩和することを示す。本手法の電力融通によって分散蓄電池は劣化が早まることなく、むしろ長寿命化できることを示す。

第4-6章では再生可能エネルギーや蓄電エネルギーの取引を市場に委ねることを前提とする。第4章ではP2P電力融通システムの基本構成について検討を行い、P2P市場オペレータと商用グリッドの取引ルールを決め、コンシューマ、プロシューマ、電動車、企業事業所といった市場参加者の取引戦略を示す。第5章では電動車V2Gに必要な走行予測や充放電最適化等の技術要素について検討を行い、EVユーザーのクラスタリングによる分類手法や、走行電力の確保や電力価格の変動等の実システムの制約を含め最適充放電制御に実用的な線形計画法に基づく電力取引最適化手法を提案する。さらに第6章では、電動車の車載蓄電池の空きリソースを利用するためのP2P電力融通プラットフォームを提案し、シミュレーションを用いて蓄電率に基づく電力取引価格の形成手法や、ユーザー利便性に配慮した電動車の最適充放電制御アルゴリズムを提案する。電動車両を電力システムの蓄電装置として機能させた場合における、太陽エネルギー置換率向上等の可能性やP2P電力取引市場の電動車ユーザーの経済的メリットを示し、消費者目線と全体最適の観点から再生可能エネルギー普及に向けた技術開発の方向性として電動車V2Gを取り込んだP2P電力取引システムの有効性を示す。常時接続されている定置型バッテリーに代わり、V2Gによる断続的な接続状態の電動車の車載バッテリーの接続確率を考慮した線形計画法による再生可能エネルギー売買手法により同じ容量の定置型バッテリーと同等の再生可能エネルギー率向上を検討する。第7章では実際の生活空間と通勤車両を使い、電動車V2Gを取り込んだP2P電力市場の実証試験に取り組み、運用状況および取得した実験データについて考察を行う。第8章では以上の研究を総括し、さらに今後の研究課題について述べる。

第 2 章

自律分散型 DC マイクログリッドシステムにおける電力融通手法

2.1 検討前提

再生可能エネルギーは需要に合わせて発電することが難しく、再生可能エネルギー主体の電力システムの場合、二次バッテリー等を用いた需給調整が必要である。これまでの研究 [109, 80, 79] で電源と二次バッテリーが分散配置された DC マイクログリッドでは、各戸のナノグリッドに含まれる二次バッテリーの充電率 SOC_n を平準化することで、満充電による発電停止と蓄電量低下による外部電力流入を抑制し、太陽光発電の発電量が平準化され利用率が改善できることが示されている。ここでは SOC 平準化のため、式 (2.3) の配分ルールに従い電力を融通する。ここで $SOC_n(t), C_n$ は n 番目ノードの二次バッテリー充電率およびバッテリー容量、 $C_{sys}, SOC_{sys}(t)$ は式 (2.1, 2.2) に示すようにシステム全体の二次バッテリー充電率およびバッテリー容量である。

また $P_{exchange_n}(t)$ は時間 t における n 番目ノードの融通電力を式 (2.3) に示すように全体の SOC との差分に定数 K_n を乗じたものとする。ここで式 (2.4) に示す同時同量制約により各ノードの融通電力 $P_{exchange_n}(t)$ の総和が 0 とすると、 K_n は式 (2.5) のように各ノードのバッテリー容量 C_n と適当な定数 k を使って表することができる。 k は各ノードの SOC を全体の SOC に収束させる強さを表し、 k を平準化ゲインと呼ぶ。

$$C_{sys} = \sum_{j=1}^n C_j \quad (2.1)$$

$$SOC_{sys}(t) = \frac{\sum_{j=1}^n SOC_j(t)C_j}{C_{sys}} \quad (\text{但し } 0 \leq SOC_j(t) \leq 1) \quad (2.2)$$

$$P_{exchange_n}(t) = (SOC_n(t) - SOC_{sys}(t))K_n \quad (2.3)$$

$$\sum_{j=1}^n P_{exchange_j}(t) = \sum_{j=1}^n SOC_j(t)K_j - SOC_{sys}(t) \sum_{j=1}^n K_j = 0 \quad (2.4)$$

$$K_n = C_n k \quad (2.5)$$

次に SOC 平準化電力融通システムの安定性について検討する。まず SOC 平準化の無いシステムにおいて、状態変数 $x(t)$ を式 (2.6) のように各ノードの充電率 $SOC_n(t)$ と置き、入力 $u(t)$ を式 (2.6) のように各ノードの供給電力 P_{supply_n} と消費電力 P_{demand_n} の差分とすると、状態空間方程式は式 (2.8) と書ける。ここで式 (2.3) の SOC 平準化の状態フィードバックを適用すると、状態空間方程式は式 (2.9) となる。このとき式 (2.9) の状態方程式の係数行列の固有値は重複度 $n-1$ の $-k$ および 0 である。従って $k \leq 0$ であれば非負の固有値のみであることからリアプノフの安定判別法により、電力融通をしない $k = 0$ の場合を含め、この SOC 平準化電力融通システムは安定であると言える。

$$\mathbf{x}(t) = \begin{bmatrix} SOC_1(t) \\ SOC_2(t) \\ \vdots \\ SOC_n(t) \end{bmatrix} \quad (2.6)$$

$$\mathbf{u}(t) = \begin{bmatrix} P_{supply_1}(t) - P_{demand_1}(t) \\ P_{supply_2}(t) - P_{demand_2}(t) \\ \vdots \\ P_{supply_n}(t) - P_{demand_n}(t) \end{bmatrix} \quad (2.7)$$

$$\dot{\mathbf{x}}(t) = \begin{bmatrix} 1/C_1 \\ 1/C_2 \\ \vdots \\ 1/C_n \end{bmatrix} \mathbf{u}(t) \quad (2.8)$$

$$\dot{\mathbf{x}}(t) = \begin{bmatrix} (C_1/C_{sys} - 1)k & C_2k/C_{sys} & \dots & C_nk/C_{sys} \\ C_1k/C_{sys} & (C_2/C_{sys} - 1)k & \dots & C_nk/C_{sys} \\ \vdots & \dots & \dots & \vdots \\ C_1k/C_{sys} & C_2k/C_{sys} & \dots & (C_n/C_{sys} - 1)k \end{bmatrix} \mathbf{x}(t) + \begin{bmatrix} 1/C_1 \\ 1/C_2 \\ \vdots \\ 1/C_n \end{bmatrix} \mathbf{u}(t) \quad (2.9)$$

2.2 提案手法

ここでは図 2.1 に示すように、従来の AC 商用グリッドに代わり DC マイクログリッドを併用したシステムにおける再生可能エネルギーである太陽光発電率 (SRR) を最大化する電力融通の制御手法を提案する。そのため分散配置された二次電池間の DC 送電に伴う損失をモデル化し、現実を則した発電や消費による二次バッテリーの充電レベル (SOC)

の変動を制御することで得られる太陽光発電率の向上を定量化する手法、および分散した二次電池のSOCを平準化する制御手法を提案する。

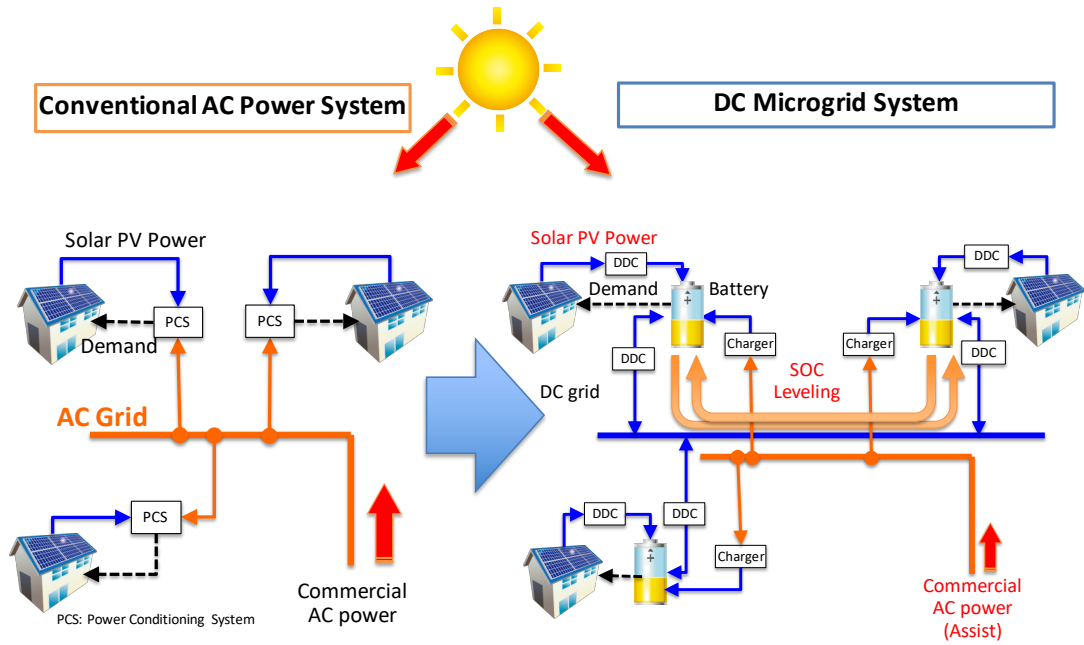


図 2.1 DC マイクログリッドにおける制御手法の提案

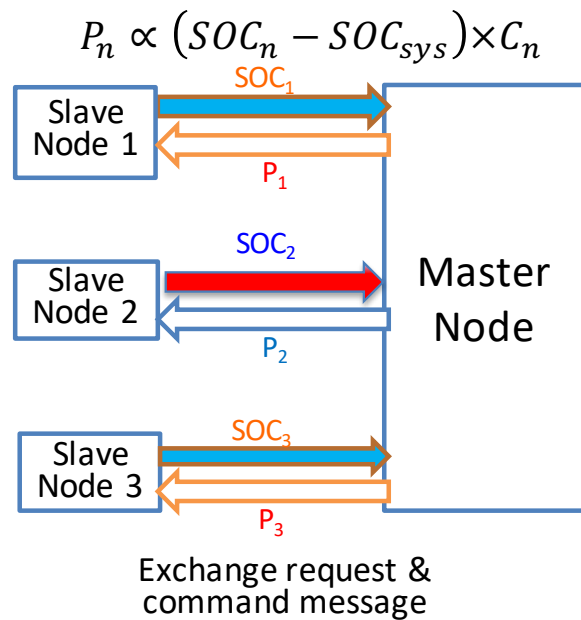


図 2.2 電力融通の分散処理手法

2.3 シミュレーションモデル

2.3.1 DC マイクログリッドモデル

DC 送電路や DCDC コンバータの損失を含めモデル化するため、送電路や二次バッテリーの物理モデルと、電力消費や太陽光発電、DCDC コンバータによる電力融通・バッテリー充放電制御を組み合わせたシミュレータを MATLAB/Simulink 上に構成する (図 2.3). このシミュレータでは電力融通を行うための 380 V の DC バスを家屋間に通し、電力制御デバイスとして DCDC コンバータを各家のナノグリッドと DC バスの間に置き、各ノードのナノグリッド構成やノード数を任意に設定し、二次バッテリーの充電率や電力融通に伴う損失を計算する. システム制御は式 (2.3) に基づく図 2.2 のマスター・スレーブ型制御を適用し、バッテリー SOC が最大のノードがマスターとして DC グリッドの電圧維持と電力融通制御する. SOC がシステム平均より乖離し電力融通を要求をするノードで、最も SOC が高いノードがマスターノードとして DC グリッドを制御し、各ノードからの電力融通要求を均等に分配してスレーブノードへ融通量を指令する. スレーブノードは指令された融通量に従い DCDC コンバータを定電流で制御する. すべてのエージェントが同じ動作をしながら状況に応じてマスターとスレーブが入れ替わる分散型電力融通制御手法を用いて、各ノードが自律的にノード間 SOC の平準化を行い、電力が融通により調達できず SOC が低下する場合は AC 商用電源により充電を行う.

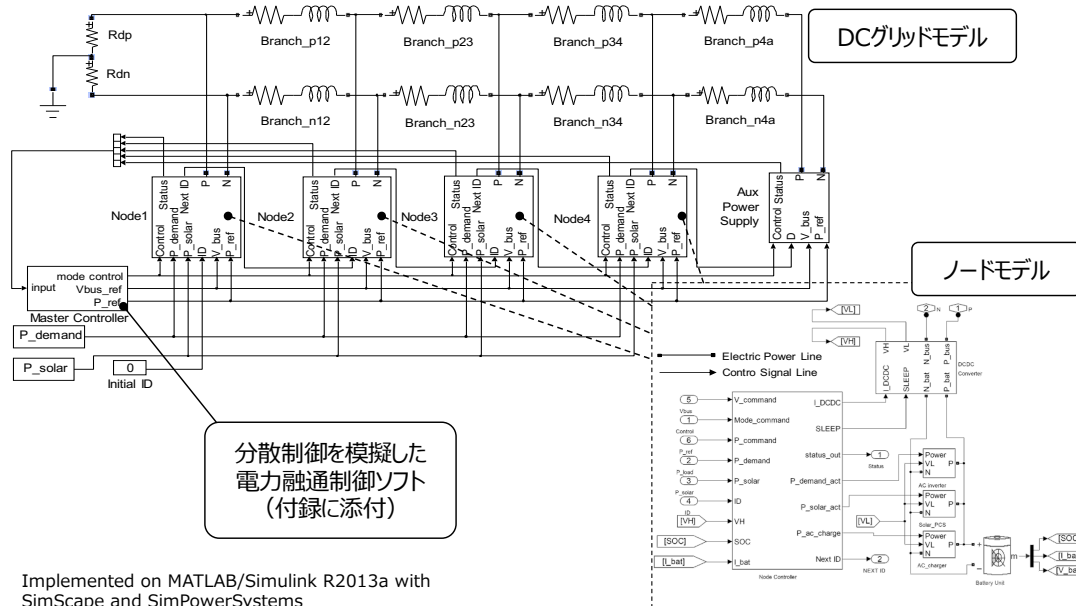


図 2.3 DC マイクログリッドシミュレータ

2.3.2 バッテリモデル

計算結果から二次バッテリー容量が大きいほど再生可能エネルギー率 SRR が高くなるが (図 2.4) . このケースでは 6kWh 前後から伸びが鈍化し, 雨天時等を除き概ね充足していると考えられるため, 今回の検討では二次バッテリー容量を 6kW とする (表 2.2).

2.3.3 電力変換器モデル

DCDC コンバータは一般的な電流制御型チョッパ型昇圧回路を想定し DC バス電圧と送受電力を制御している. その他のシミュレータ設定値を表 2.2 に示す.

2.3.4 電力需要モデル

電力需要はサンプリングした時系列データを用い, 時刻 t の各ノードの電力需要瞬間値を計算しモデルに入力する. 使用する需要サンプルデータを付録 A 表 A.1-A.7 に示す.

2.3.5 太陽光発電システムモデル

本章では太陽光発電システム出力 P_{pv} を式 (2.10) のサインカーブで表す. P_{peak} は発電時の最大出力であり表 2.2 のパラメータを設定する. また, 年間シミュレーションの発電モデルについては NEDO の年間時別日射量データベース METPV-11[101] を引用し, 現実に則した発電変動を与える.

$$P_{pv} = \begin{cases} P_{peak}(-\cos(2\pi t/T_{day})) & \cos(2\pi t/T_{day}) < 0 \\ 0 & otherwise \end{cases} \quad (2.10)$$

以上のように発電システム出力や二次バッテリー容量は大きいほど自給率が高まることが期待できる. 一方で過剰な設備は導入コストや設置場所の問題があるため, 可能な限り小容量の電力システムであることが望ましい. ユーザの経済的負担の最適値としては, 電力料金とシステム導入費用やメンテナンス費用等を勘案する必要があるが, ここでは一戸当たり太陽光発電システム 3kW と二次バッテリー 6kWh のシステム構成を中心に検討する (図 2.4).

2.3.6 制御システムモデル

マイクログリッドを構成する各ノードは図 2.5 に示すフローチャートの同じ機能を持った制御システムであるマイクログリッドエージェントにより制御し, 相互の電力融通を自律的に行った. このマイクログリッドエージェントプログラムでは2つの制御パートで構成され, 左側のフロー図では待機状態から SOC の変動に伴う融通要求をスレーブノードとして処理している. 図 2.5 のフロー図のなかで”Master Select” と記述されている部分

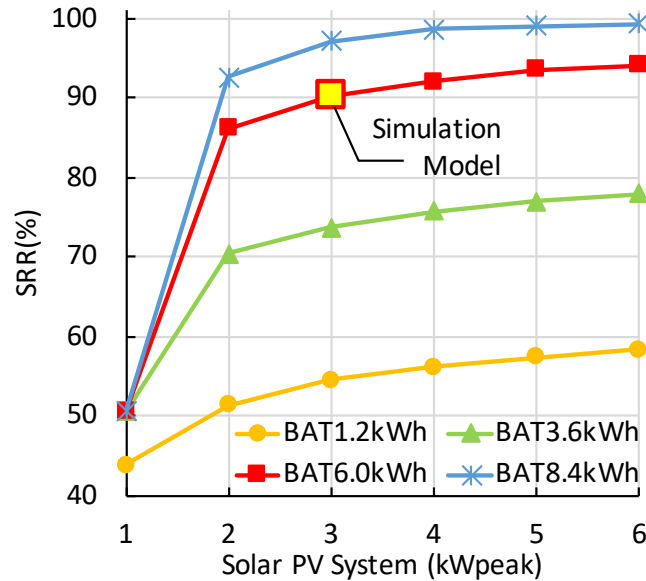


図 2.4 PV 出力, バッテリ容量に対する再生可能エネルギー率

で DC グリッドの制御権の調停を行っている。融通要求を提示しているノードの中で、自ノードが最も SOC が高い場合、図 2.5 の右側のフロー図に処理が分岐し、マスターノードとして DCDC コンバータを使い DC グリッド電圧を 380V 一定電圧に制御すると同時に、各ノードからの電力融通要求を均等に分配してスレーブノードへ融通量を指令する。スレーブノードは指令された融通量に従い DCDC コンバータを定電流で制御し、融通が完了すると同時に DCDC コンバータを停止し、待機状態 (Sleep) にもどる。マスターノードはすべての電力融通完了と同時に DC グリッド電圧を下げ、380V の 15% 未満になると DCDC コンバータを停止させる。すべてのエージェントが同じ動作をすることで、全体最適な集中制御装置を持たずに SOC の均等化を実現する。図 2.6 のノードモデルを制御する MATLAB/Simulink の制御プログラムコードを付録プログラムコード 1 に添付する。

2.4 評価サンプルデータ

2.4.1 一般家庭電力需要

電力需要モデルとして九州地方の従量電灯 B 6kVA の消費データ 100 軒分を元に図 2.7 の分布を持つ需要データセットを用いる。年間の平均需要推移をみると夏季と冬季の需要が大きく、暖房機器や空調によるものと推測される。シミュレーションは 4 ノード 7 日間 (図 2.8 付録表 A.1-A.7 の user01-04 に相当) の場合と実証試験を想定した 20 ノード 1 年間 (付録表 A.8-A.13) の場合について検討する。

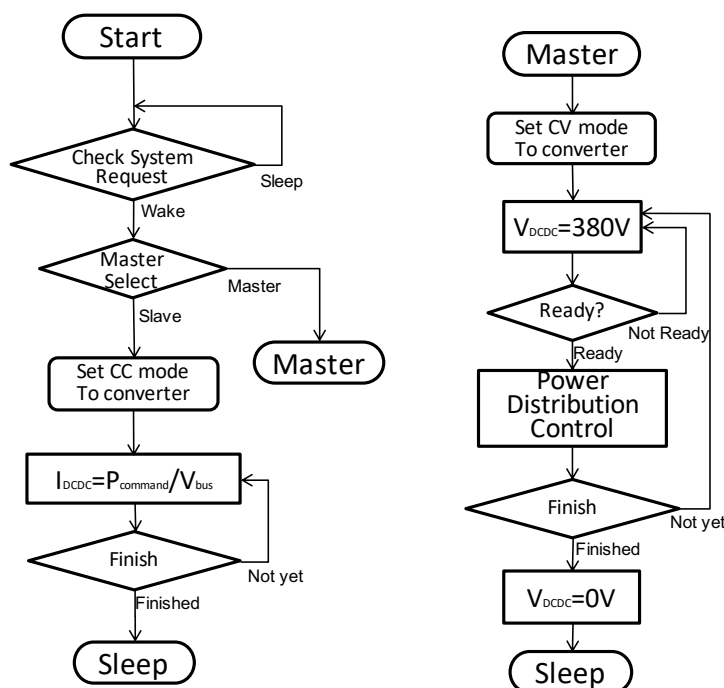


図 2.5 分散制御による間欠 SOC 制御フローチャート

2.4.2 太陽光発電

電力システムにおける代表的な再生可能エネルギーである太陽光発電の日本国内の導入ポテンシャルは、住宅用のみで家庭部門の電力消費に匹敵する 2,231 億 kWh/年あるとされるが、その場合必要な設備容量は 21,269 万 kW に達し、地域毎の地産地消を進めることが普及促進の課題である。2018 年現在の日本国内における商用電源に接続された PV 装置は 49 GW 以上あるとされる。NEDO の年間時別日射量データベース METPV-11[101] を利用することで各地の年間発電量を取得できるが、ここでは単純化のため太陽光発電システムの出力を式 (2.10) とする。太陽光発電出力が大きいほど再生可能エネルギーの割合である SRR が高くなるが、PV 稼働率 SOR については出力が大きいほど低くなり、SRR と SOR は相反関係にある。つまり、なるべく小さい太陽光発電システムで高い SRR になるように電源構成を選ぶ必要がある。今回の検討では太陽光発電システムの出力を式 (2.10) で表し最大出力 P_{peak} を 3kW とする (表 2.2)。

発電量の多寡による違いはあるが、年間を通して需要と釣り合うように発電量を設定しても季節や天候による需給バランスの変動があるため、再生可能エネルギー率の相対的な評価を軸に、バッテリーを一つに束ねた場合との比較により実世界における制御手法の有効性を検討する。

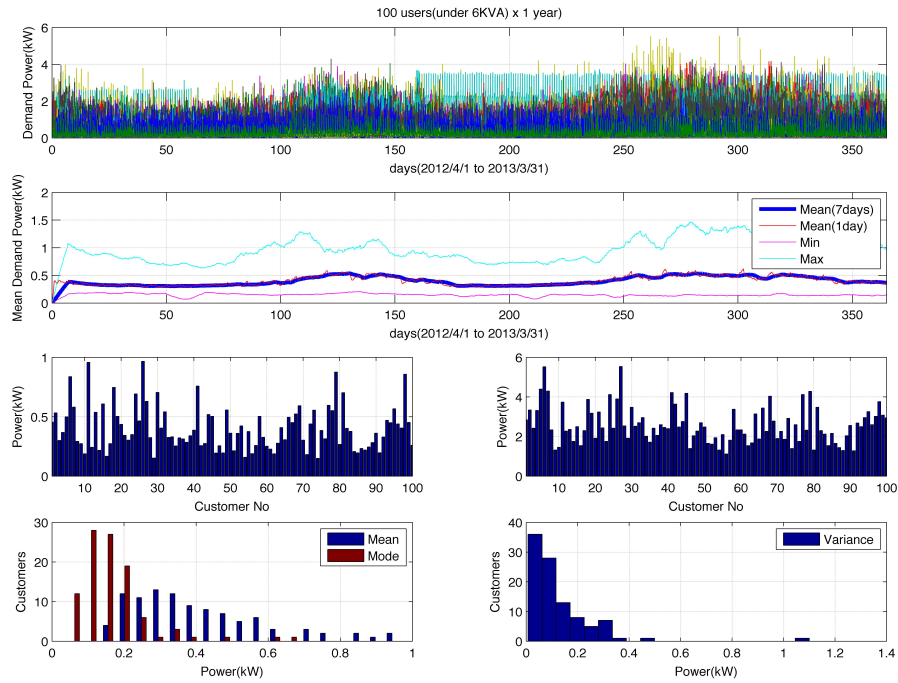


図 2.7 電力需要サンプル概要

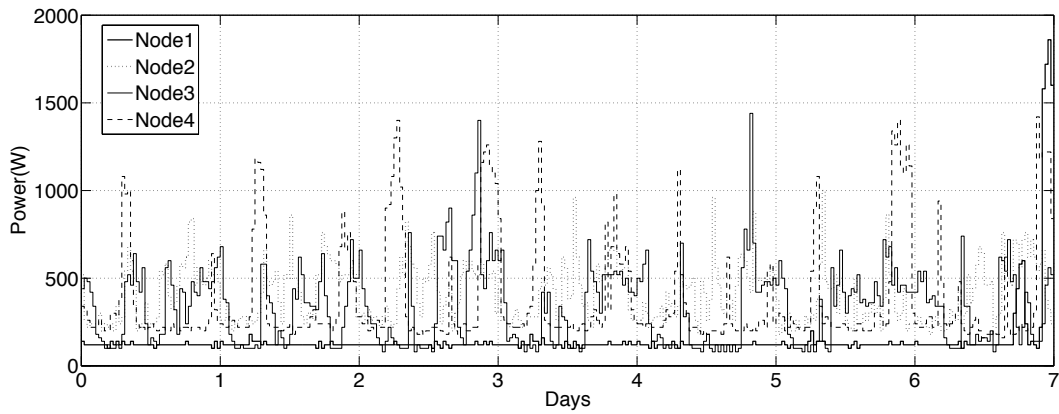


図 2.8 電力需要サンプルデータ (4ノード 4/1 - 4/7)

2.5.2 太陽光発電稼働率

もう一つの指標、太陽光発電稼働率 SOR は天候の影響を受けながら需要側の発電制限要求が無い場合の総発電量 $E_{unlimited_solar}$ を 100% とした場合の実発電量 E_{solar} の比で式 (2.12) とする。この指標は単位電力あたりのコストに反比例し、高い値であるほど発電コストが低い。

$$SOR = \frac{E_{solar}}{E_{unlimited_solar}} \quad (2.12)$$

2.6 電力融通シミュレーション

2.6.1 電力融通制御手法の比較

前述のリアルタイムシミュレータを用いて、電力融通制御による太陽光発電システム稼働率および再生可能エネルギーによる電力代替率の向上を検討する。評価対象システムは表 2.1 に示す 4 つである。表 2.1 の System A(図 2.9) は AC 商用電源と太陽光発電システムが接続された一般的な家屋であり、現在の家庭向け太陽光発電システムで売電しない場合に相当する。System B(図 2.10) が System A に二次バッテリーを各家に追加したナノグリッド構成で、AC 商用電源を DC グリッドを経由して接続し常時 DC グリッドを稼働させる場合である。これは太陽光の余剰電力を二次バッテリーへ蓄電し、夜間に放電することで、SRR と SOR を改善する。System C(図 2.11) は B の DC グリッドをバッテリーの SOC が飽和する場合に限り稼働させ DC グリッド電圧を維持するための DCDC コンバータの無負荷損失を抑制した場合であり、System D(図 2.12) が C において SOC 平準化を電力融通により行う自立分散型 DC マイクログリッドシステムである。なお、いずれの場合も商用電力システムへの売電は考慮しないものとし、シミュレーションは以下の条件で行った。電力需要データはある電力会社の従量電灯 B 契約 100 軒 1 年分 (2012/4-2013/3) のうち、ランダムに抽出した 4 軒の 4/1-4/7 までの 1 週間分を Node1 から Node4 にそれぞれ割り当てる (図 2.8)。太陽光発電については単純化のため式 (2.10) とする。午前 6 時から午後 6 時まで発電するとして、 t は 4/1 午前 0 時を起点とした経過時間を表し、 T_{day} は 1 日を単位時間で表した定数、 P_{peak} はピーク太陽光電力である。今回は補助電源により電力供給能力を担保した上で、電力融通効果が見える形にするため、 P_{peak} は抽出した電力需要データの合計と太陽光発電エネルギーがほぼ等しくなるように各戸約 1kW とし、需用と供給が拮抗した状態を設定する。二次電池については市販品の容量を参考に 6kWh とする。その他のパラメータを表 2.2 に示す。なお、DCDC コンバータ損失および効率、市販品を参考にした仮の目標値である。

2.6.2 電力融通シミュレーション

表 2.3 のシステム構成において前述の条件にて電力融通シミュレーションを行い、再生可能エネルギー率向上に適した制御手法を検討する。電力融通のための充放電要求は表 2.2 の Buy/Sell Request 列に示すように、SOC に応じて 1kW 一定の充放電要求を On/Off させるロジックで制御する。また、逆潮流制約を想定し、余剰な太陽光発電電力は、逆潮流させずに発電量を抑制したものとした。また、System D の電力融通制御は、充電要求合計が放電要求を超える場合、バッテリー空き容量の大きなノードへ電力を比例配

表 2.1 マイクログリッド制御バリエーション

System	Node Specification	System Control
A (Reference)	PV (w/o Battery) AC grid interconnection	Commercial AC Grid Interconnection w/o Reverse Power Flow
B	Battery & PV Auxiliary Power Supply	Continuous DC grid Operation w/o Power Exchange
C		Intermittent DC grid Operation w/o Power Exchange
D		Intermittent DC grid Operation with Power Exchange

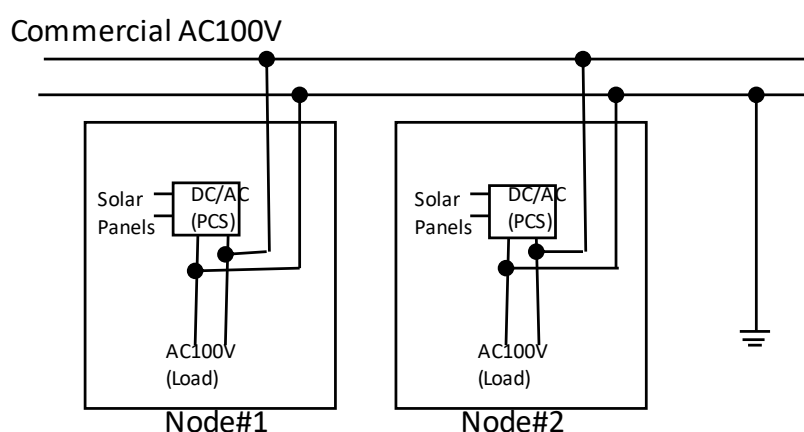


図 2.9 システム A：バッテリーなし

分し、放電要求が多い場合、補助電源ノード以外を優先的に割り当て、蓄電量に比例した電力を放電させ SOC 平準化を行う。

各システムのシミュレーション結果の比較を表 2.4 に示す。結果は間欠電力融通により SOC 平準化を行う System D が太陽光エネルギー率 85% と最も高く、次いで間欠接続・非融通制御の System C が 79%，常時接続の System B が 66% と続き、二次電池なし DC バス直結の System A が 39% と最も太陽光発電率が低い結果となった。このうち System D と System C の差 6% がノード間電力融通による SOC 平準化の効果と考えられ、System C と System B の差 13% が DC バス間欠による DCDC コンバータ損失低減効果、System C と System A の差 40% がほぼノード毎の蓄電によるタイムシフト効果と考えられる。

次に System B,C,D におけるバッテリー充電率推移を図 2.13, 図 2.14, 図 2.15 に示す。横軸は経過日数を表し目盛り位置が午前 0 時になり、シミュレーション開始時刻は 4/1 の午前 0 時である。いずれも目盛り間中央の午後 0 時を挟み SOC が上昇している。これは日中の太陽光発電ピークに対して消費電力が低いためであり、System B,C,D において消

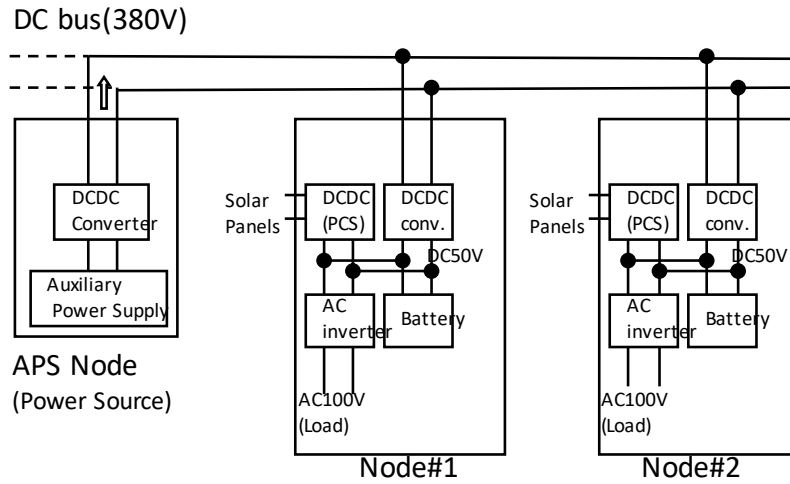


図 2.10 システム B : DC グリッド常時通電

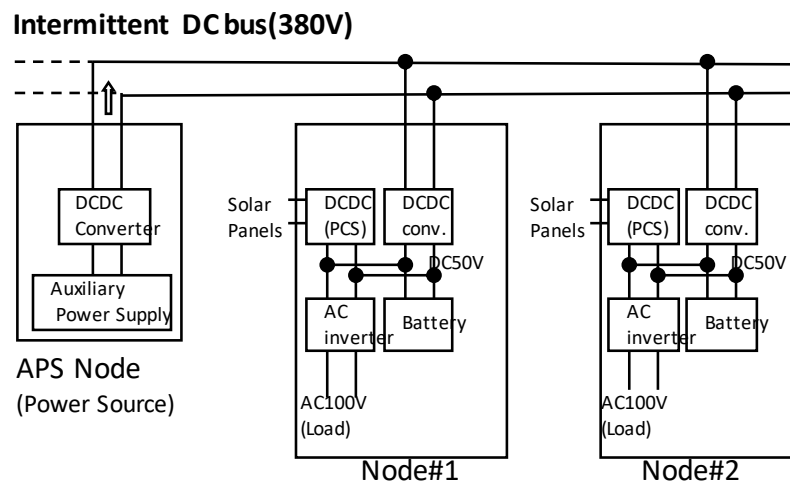


図 2.11 システム C : DC グリッド間欠通電

費電力が最も少ない Node1 では二次電池の SOC が 100% に達し太陽光発電が毎日抑制さされている。一方、横軸目盛り間の前半 1/4 の深夜から朝と後半 3/4 の夕方から夜の時間帯では電力消費が太陽光発電を超え、SOC が低下している。また、System C (間欠運転あり、電力融通なし) の場合、Node1 は電力が余る為 SOC が常に 70% 以上で推移している状態 (図 2.14) に対し、電力融通を行った System D の場合、ノード毎の電力消費の大小に関わらず、一日の SOC 最低値が約 40% 以下となり SOC 充放電幅が 60% 以上となった (図 2.15)。次に図 2.16 に System D の間欠制御における DC バス電圧挙動を示す。表 2.4 に示すように電力融通を行った場合の DC バスの使用時間の割合は全時間の 25% である。また図 2.17, 図 2.18 に示すように DC バスの使用回数は 1-2 回/日であり、融通の有無にかかわらず二次電池の SOC が低下する深夜から、電力需要が増加す

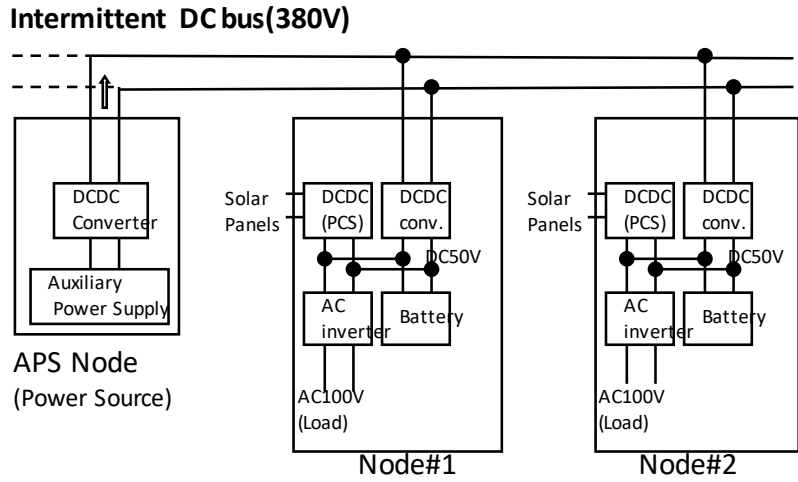


図 2.12 システム D : DC グリッド間欠通電 + SOC 平準化

る朝にかけて電力融通が発生する。

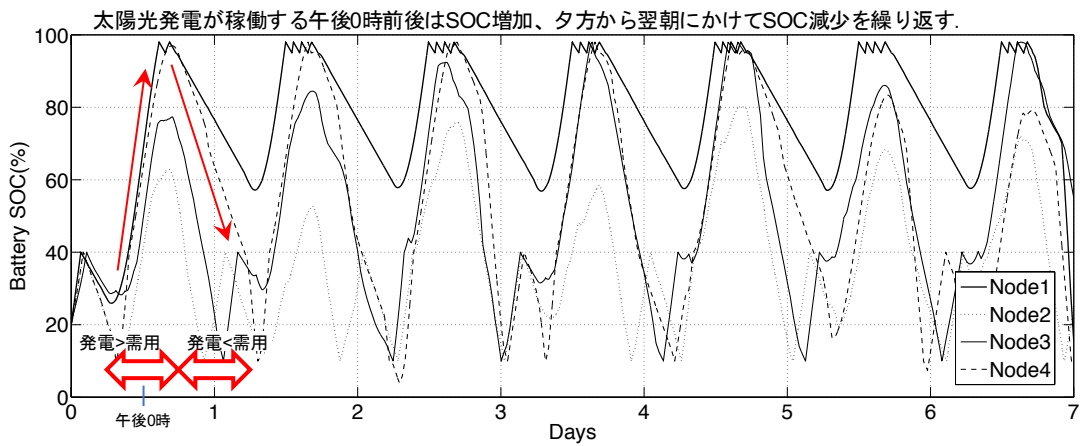


図 2.13 SOC シミュレーション (System B: 融通なし, AC 受電のため DC グリッド稼働)

表 2.2 マイクログリッド制御パラメータ

Item	Condition	Value
Cable Resistance	Size: 8mm ²	2.3 Ω/km
Cable Length	Node to Node	100m
Balance Resister	1 pair/system	100k Ω
Buy(Charging) Request	On <i>SOC</i> < 10% Off <i>SOC</i> > 40%	1kW
Sell(Discharging) Request	On <i>SOC</i> > 70% Off <i>SOC</i> < 30%	1kW
DCDC converter Loss/Efficiency	Min(Sleep) Min(Operation) Peak Efficiency	5W 70W 95%
Battery	Li-e type	6kWh(50V 120Ah)
Solar Energy	Peak 1kW/node 6:00 to 18:00(sin wave)	213kWh/week
Demand Energy	Node1 Node2 Node3 Node4 Total	25kWh/week 69kWh/week 56kWh/week 63kWh/week 213kWh/week

表 2.3 マイクログリッドシステムタイプ

システムラベル	システム構成・制御概要
System A	直結型 (二次電池なし, DCDC コンバータなし, DC380V 直結)
System B	常時接続型 (二次電池 6kWh, DCDC コンバータ常時制御, 充電は補助電源のみ)
System C	間欠接続型 (二次電池 6kWh, DCDC コンバータ間欠制御, 充電は補助電源のみ)
System D	電力融通型 (二次電池 6kWh, DCDC コンバータ間欠制御, ノード間電力融通制御)

表 2.4 マイクログリッドシミュレーション結果 (4 node)

System	System A	System B	System C	System D
Type	w/o Battery	Battery & DC grid	+Intermittent	+Power Exchange
Bus Active Ratio	-	100%	21%	25%
Converter Loss	-	47.0kWh(-22%)	6.2kWh(-2.9%)	9.8kWh(-4.6%)
Renewable Energy Ratio (RER)	39%	66%	79%	85%

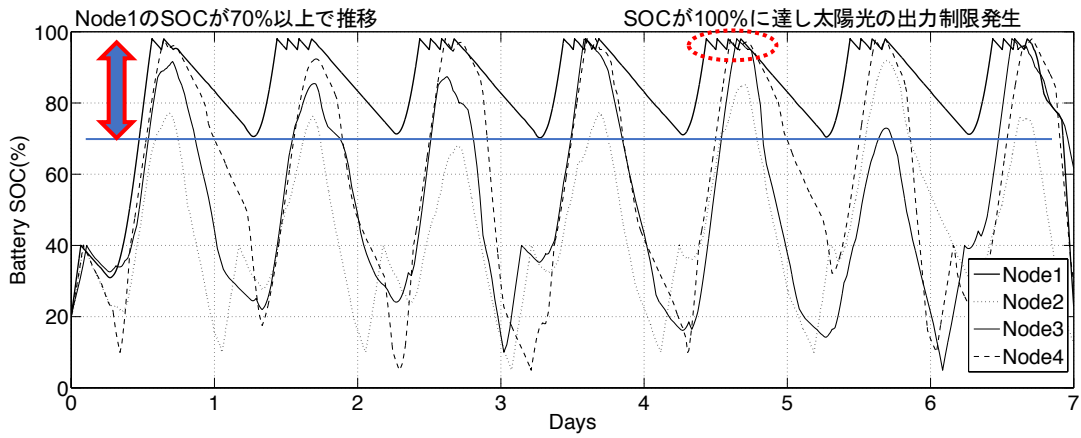


図 2.14 SOC シミュレーション (System C: 融通なし, DC グリッド間欠停止)

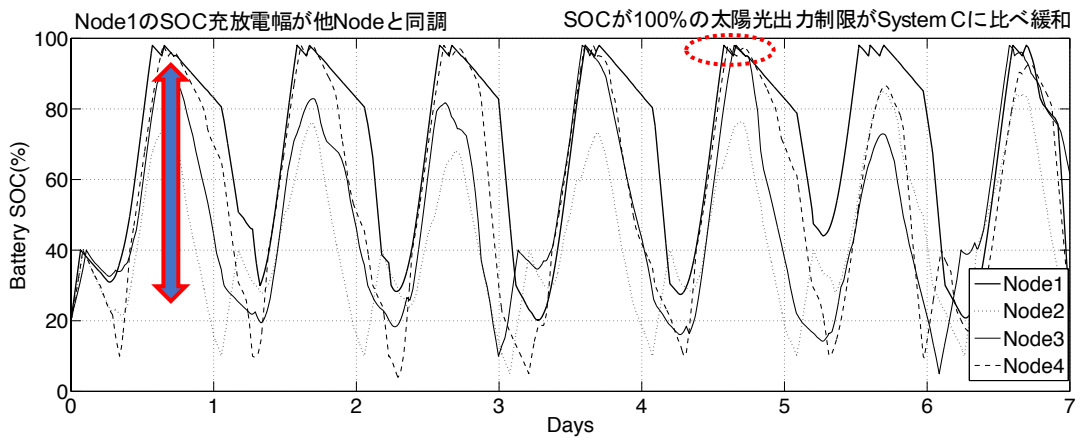


図 2.15 SOC シミュレーション (System D: 電力融通, DC グリッド間欠停止)

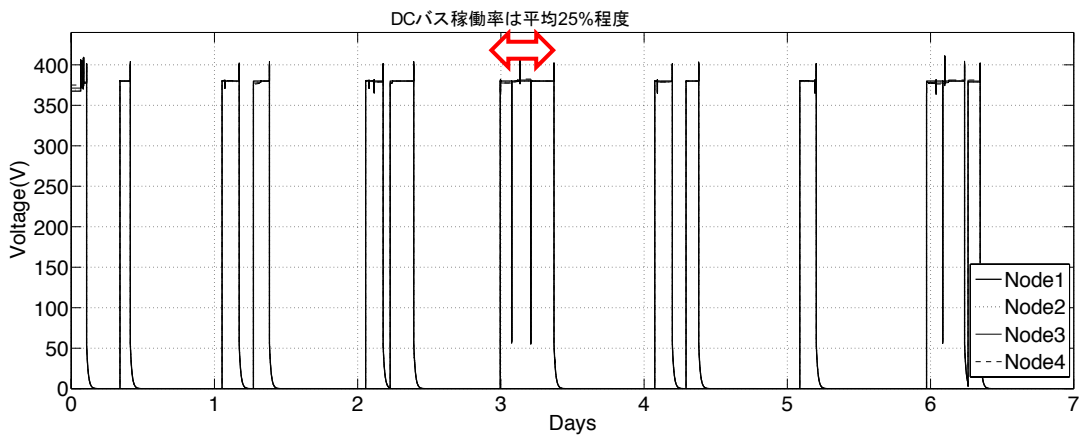


図 2.16 DC-bus シミュレーション (System D: 電力融通, DC グリッド間欠停止)

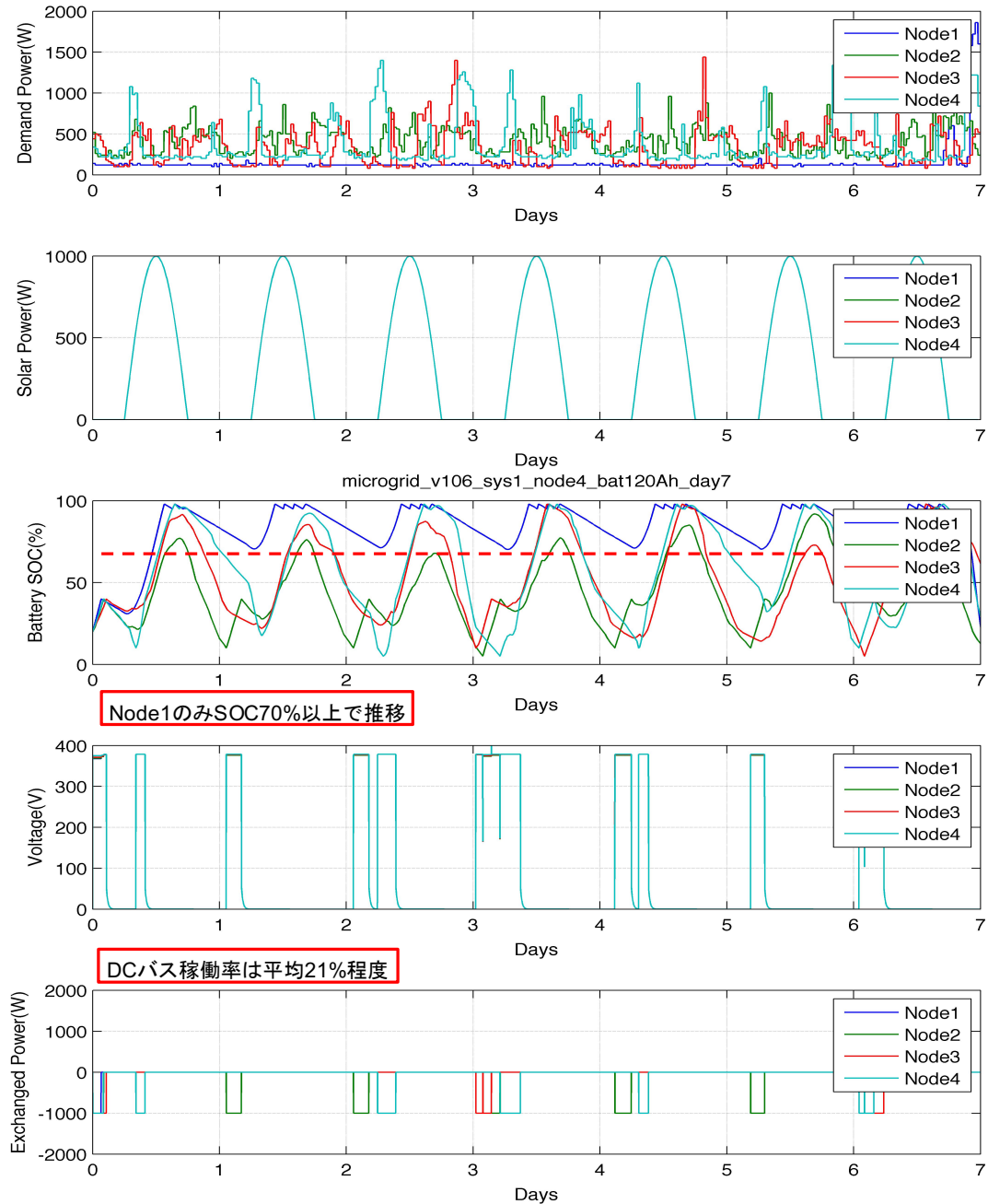


図 2.17 シミュレーション (System C: DC グリッド間欠停止)

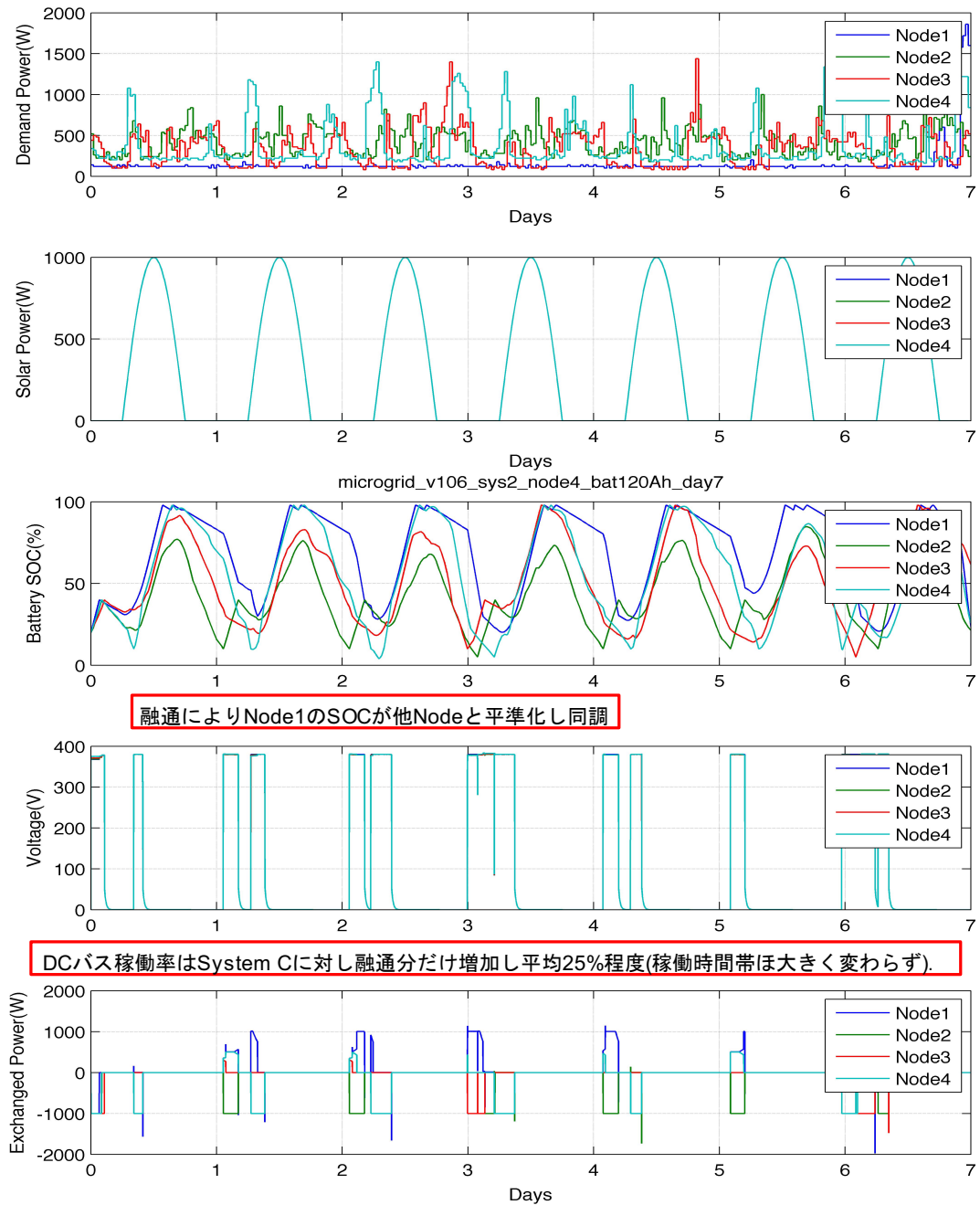


図 2.18 シミュレーション (System D: 間欠停止 + 電力融通)

2.7 電力融通システム実証試験検討

2.7.1 年間シミュレーション

年間を通して前述のような再生可能エネルギーの導入効果について、図 2.19 のシミュレータを 20 ノードに拡張したモデルを使い検討する。計算条件は表 2.1 および表 2.2 に基づく。計算に使用するデータは 6kVA 契約の電力消費データ (付録表 A.8-A.13) と、NEDO の年間時別日射量データベース METPV-11[101] より取得した年間発電データである。ここではサンプル例として福岡県の地点名「福岡」の南方向傾斜角 34 度に設置した場合の平均年データを元にシミュレーションを行う。評価対象システム構成は、太陽光発電システムと AC 商用電源のみで逆潮流による売電は行わないケース (System A) と、各家に二次バッテリーを設置したナノグリッド (System C)、SOC 平準化制御を行う DC マイクログリッドシステム (System D) の 3 つである。年間計算結果を表 2.5 に示す。太陽光発電システムのみ System A のケース (図 2.20) では、再生可能エネルギー率 SRR が 35.0%、PV 稼働率 SOR が 28.7% となる。次にナノグリッドの System C のケースでは図 2.21 に示したように各ノードのバッテリー SOC がバラバラに満充電と完全放電を繰り返す、年間では SRR が 70.3%、SOR が 57.9% となる。最後の電力融通による SOC 平準化制御を行った System D のケースでは図 2.22 に示すように各ノードのバッテリー SOC が融通により平準化することで完全放電状態が回避され、年間では SRR が 77.1%、SOR が 66.7% となる。この結果は、十分な太陽光発電装置出力とバッテリー容量が与えられた場合の電力融通による年間を通した再生可能エネルギー率向上の可能性を示す。

表 2.5 マイクログリッドシミュレーション結果 (20 node 1 Year)

System	System A Direct PV	System C Nanogrids	System D DC Microgrid
Function	-	Time shift	Time shift & Power exchange
Battery		Yes	Yes
Power Exchange			Yes
SOR	28.7%	57.9%	66.7%
SRR(RER)	35.0%	70.3%	77.1%

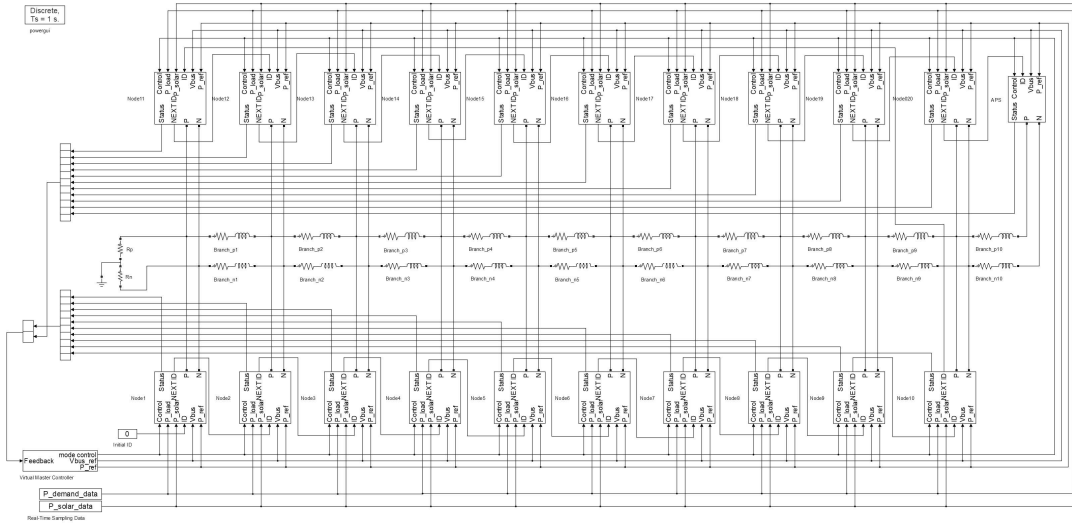


図 2.19 DC マイクログリッドモデル (20 ノード)

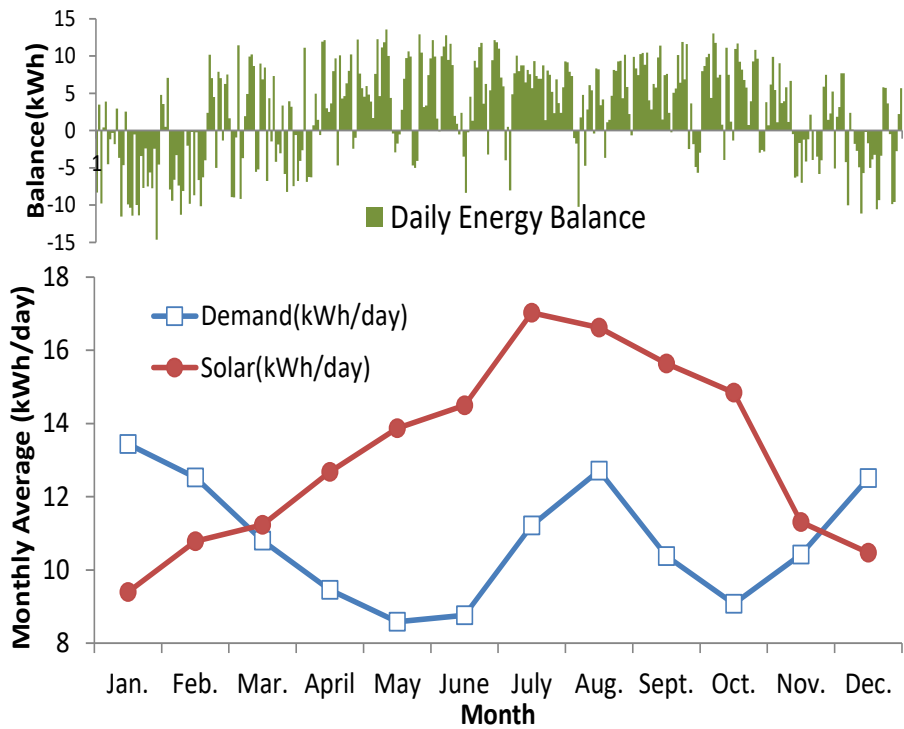


図 2.20 年間シミュレーションにおける需給条件

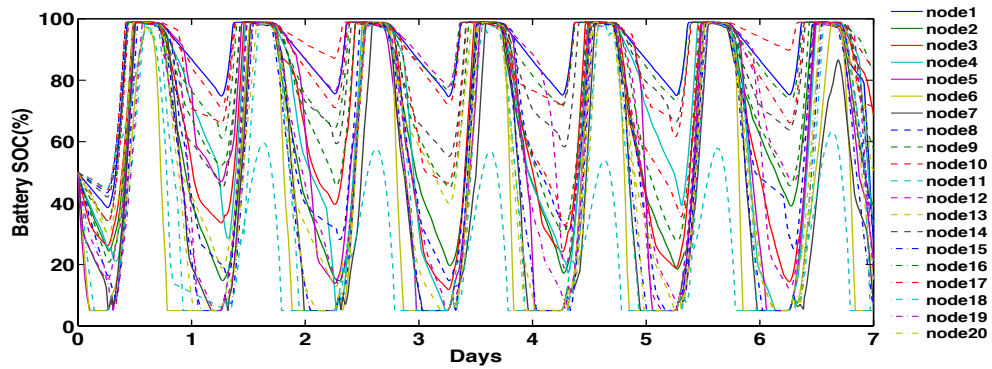


図 2.21 OIST 実証模擬シミュレーション (20 node, 電力融通なし)

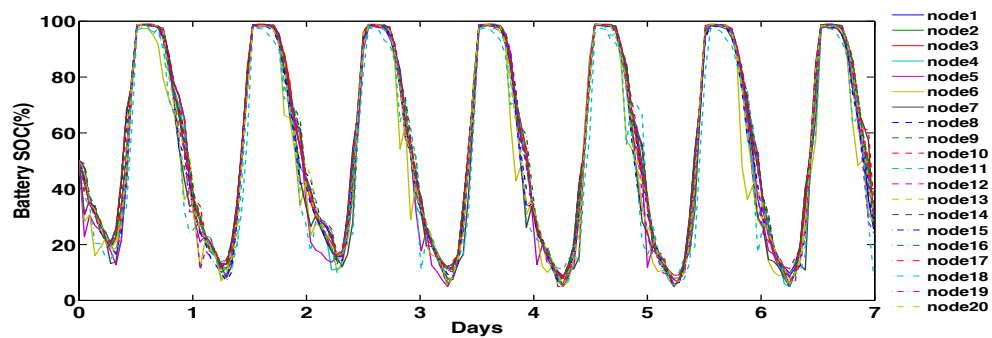


図 2.22 OIST 実証模擬シミュレーション (20 node, DC グリッド間欠, SOC 平準化)

2.7.2 需給バランスと再生可能エネルギー率

計算に使用する太陽光発電(最大 3kW)と消費電力データの月間平均推移を図 2.20 に示す。太陽光エネルギーは季節や天候による日照変化により年間を通じて大きく変動する。特に方位や仰角が固定された太陽光パネルの出力は太陽高度と日照時間により変動し、このケースでは冬季(1月)と夏季(7月)の発電量の差は約 2 倍である。一方で一般家庭の電力需要もまた人間の生活や行動により、曜日や時間帯毎に大きく変化する。ピーク時間帯は朝夕の食事や家事の時間帯であり、ボトム時間帯は就寝時間帯である。また、季節ピークは夏季と冬季の二回あり、主に冷暖房によるものと考えられるが、室内外の温度差が大きな冬季の方が大きなピークとなっている。4月から10月までは太陽光発電エネルギーが需要を上回り、3月と11月はほぼ等しく、12月から2月は需要が上回っている。この結果から夏季は電力があまり冬季は不足することが分かる。日毎の収支を見ると、月毎の電力収支に余剰があっても不足している日があるが、これは日照の低下によるもので曇天や雨天と考えられる。この需給バランスに基づいた再生可能エネルギー率の年間シミュレーション結果を図 2.23 に示す。図 2.23 では太陽光発電エネルギーが需要を上回る4月から10月は再生可能エネルギー率が 80% を超え、電力融通の効果が 10% 程度あることが示され、需用が太陽光発電を上回る12月から2月は再生可能エネルギー率が 60% 以下に落ち込み、電力融通の効果も 3% 程度に低下することが示されている。余剰な電力が存在している場合、電力融通の効果が大きく、供給量が不足している状態では効果が少なくなることを示し、年間を通じた再生可能エネルギー率を向上させるためには季節変動による需給アンバランスを改善する必要がある。二次バッテリーのような小容量短期蓄電デバイスだけでなく、例えば余剰電力による水素やアンモニアの製造と発電など大容量長期貯蔵技術が必要である。

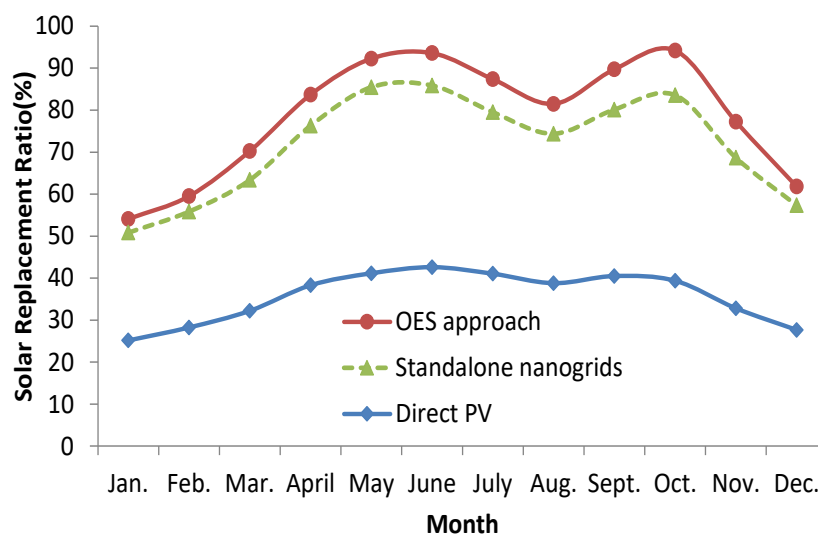


図 2.23 実証試験模擬シミュレーション結果 (20 node, 1 year)

2.8 DC マイクログリッド電力融通実証試験

2.8.1 OIST 実証試験システム

ソニーコンピュータサイエンス研究所により DC マイクログリッド電力融通のソフトウェアとハードウェアを含む実証試験用のプロトタイプ装置が開発され、沖縄の沖縄科学技術大学 (OIST) において 19 軒の住宅コミュニティに表 2.6 に示す DC マイクログリッドシステムを設置し実証試験を行った (図 2.24).

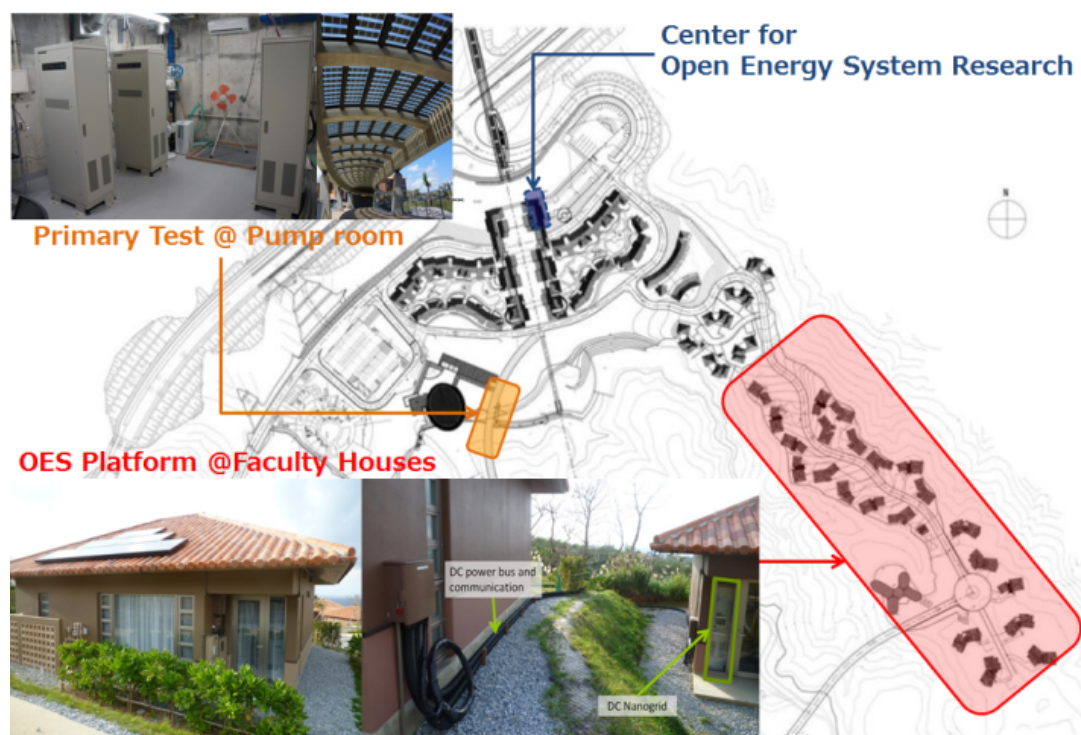


図 2.24 沖縄科学技術大学院大学 OIST における実証試験概要

表 2.6 OIST 実証システム

装置	項目	仕様
バッテリー	1 軒あたり容量	4.8kWh
PV 発電装置	1 軒あたり出力	2.8–4.1kW _p
電力融通装置	1 軒あたり能力	700kW

2.8.2 評価結果概要

実証試験の結果を表 2.7 に示す。電力融通による SOC 平準化により再生可能エネルギー率を表す SRR が 57.3% から 71.5% に改善していることが確認した。しかし、このときの理論的限界は 87.4% であり、改善幅は本来のポテンシャルの半分程度に留まった。これは 1 戸あたりの PV 発電能力 2.8–4.1kW に対し融通電力能力が 700W と小さいことがボトルネックとなったものと推測されるが、これは機器運用上の制約によるものであり、ハードウェアとしては 2kW の電力融通能力を備えている。

表 2.7 OIST 実証試験結果 (2015 年 3 月 25 日)

評価指標	電力融通なし	電力融通 (SOC 平準化)	理論上限
SRR	57.3%	71.5%	87.4%
SOR	75.9%	94.7%	-

2.9 DC マイクログリッド電力融通まとめ

第 2 章ではバッテリーと太陽光発電装置を分散配置した電力システム、具体的にはバッテリーを含む DC ナノグリッドを間欠送電 DC バスで結合した自律分散型 DC マイクログリッドシステムにおける、電力融通制御手法について検討し、SOC 平準化による再生可能エネルギー向上の可能性を示した。再生可能エネルギー率向上のために、システムパラメータとして需要に対する再生可能エネルギーの量的ポテンシャルを太陽光発電需用比 PDR と、日々の平均需要に対するバッテリー容量をバッテリー容量需用比 BDR と定義し、効能指標として太陽光発電率 SRR(本稿では再生可能エネルギー率 RER と同義)と同稼働率 SOR を定義した。その指標をもとに再生可能エネルギー率を高めるために必要な再生可能エネルギーとバッテリー容量を示した上で、シミュレータを使い電力変換損失やグリッド電圧維持損失が想定される実機における達成ポテンシャルを示した。さらに実機による実証システムにおいて電力融通による SOC 平準化の効果を検証し、実機の制約を受けた状態における電力融通による再生可能エネルギー率向上を確認した。

第 3 章

電力融通による LIB 劣化

3.1 LiB 容量低下劣化モード

リチウムイオン電池の容量低下は所謂カレンダー劣化と呼ばれる経年劣化と、サイクル劣化と呼ばれる負荷要因によるものに分けられる。経年劣化の原因の 1 つに、電極と電解液の反応があり、これは主として、負極に吸蔵されている Li イオンが電解液が固体電解質界面皮膜 (SEI: Solid Electrolyte Interphase) と呼ばれる皮膜に変化し、電荷保持に必要なリチウムイオン容量が低下する現象である。長期間利用される電力システム用二次バッテリーではこの経年変化に留意する必要がある。[110] コバルト酸リチウム正極、黒鉛負極の一般的な 18650 型リチウムイオン二次バッテリー (公称 3.6V 2000mAh) を用いて、環境温度 T_{atm} , 充電状態 SOC, 充放電レート C_{rate} を変え耐久後の充電容量や内部抵抗を評価した結果から保管と充放電サイクルによる容量低下速度のデータベースを構築し [89], 任意の動作条件における二次バッテリー容量 $Q(t)$ を式 (3.1) の推定モデルにより推定する。ここで $Q_{initial}$ は初期容量, $Q_S(t)$ は経年劣化による容量低下量, $Q_C(t)$ はサイクル劣化データから経年劣化分を差し引いた引いた容量低下量である。

$$Q(t) = Q_{initial} + \int_0^t Q_S(t, SOC, T_{atm})dt + \int_0^t Q_C(t, SOC, C_{rate}, T_{atm})dt \quad (3.1)$$

3.2 実験結果

3.3 LiB 容量低下推定モデル

現在 3 年分の経年劣化およびサイクル劣化データがあるが、10 年等の長期利用における容量低下については外挿による推定をおこなう必要がある。これには直線近似や放物線近似などの近似式が提案されているが [60], 長期保管時におけるリチウムイオン二次バッテリーの容量維持特性は式 (3.2) のような指数関数で近似できると報告されている [8].

$$Q_S(t) = Q_{initial}e^{kt} \quad (3.2)$$

ここでは試験期間を超えた推定を行うため、従来のデータベースを一部修正し、式 (3.2) に基づき実験データ全体から、各条件における容量低下速度係数 $k(SOC, T_{atm})$ を求め (図 3.1), 時刻 t における二次バッテリー容量を式 (3.3) と仮定し推定する.

$$Q_S(t) = Q_{initial} k e^{kt} Q(t) = Q_{initial} + \int_0^t Q_S(\tau) d\tau + \int_0^t Q_C(\tau) d\tau \quad (3.3)$$

3.4 電力融通における蓄電装置劣化

3.4.1 シミュレーションモデル

電力融通がバッテリーの容量低下に及ぼす影響について検討するため、前章 2.8 節と同じ図 2.19 のシミュレータを 20 ノードに拡張したモデルを使い検討する. 計算条件は表 2.1 および表 2.2 に基づき、容量低下モデルは式 (3.3) のパラメータを、18650 タイプ LiB の耐久評価データ (表 3.1) を使い、最小二乗法で推定する劣化ファクター k (表 3.2) を用いる. 式 (3.3) および表 3.2 を用いて各バッテリーの容量を 1 日毎に更新し、DC マイクログリッド電力融通におけるバッテリー容量低下を推定する (図 3.1).

表 3.1 18650 タイプ Li-e バッテリー耐久評価データ

試験 SOC (%)	試験温度 25 °C				試験温度 50 °C			
	100	90	78	0	100	90	78	0.0
試験日数	容量維持率 (%)				容量維持率 (%)			
0	100	100	100	100	100	100	100	100
103	97.8	97.6	98.2	99.1	94.4	94.3	93.5	96.8
216	96.8	96.3	97.1	98.2	85.5	88.8	88.6	93.3
320	95.5	95.2	96.1	97.3	75.8	83.6	84.5	90.0
425	93.8	94.0	95.2	96.5	66.1	77.7	80.7	86.7
523	91.7	92.8	93.8	95.6	57.1	69.9	76.8	83.7
628	89.5	91.4	92.9	94.8	47.3	59.9	72.6	80.4
715	87.5	90.6	92.3	94.0	39.3	54.2	70.3	77.7
900	86.3	90.0	90.6	92.5	22.2	46.4	64.9	71.9
1095	83.3		88.8	90.9		33.6	58.4	65.8

計測対象および条件は加地ら [89] と同じ

3.4.2 評価サンプルデータ

評価サンプルデータは第 2 章の年間シミュレーションと同様に、九州地方の従量電灯 B 6kVA の年間データおよび、NEDO の年間特別日射量データベース METPV-11[101] を

表 3.2 18650 タイプ Li-e バッテリー容量低下ファクター k 推定テーブル

SOC(%)	温度 (°C)	
	25	50
0	-8.64E-05	-3.62E-04
78	-1.13E-04	-4.96E-04
90	-1.35E-04	-8.59E-04
100	-1.68E-04	-1.33E-03

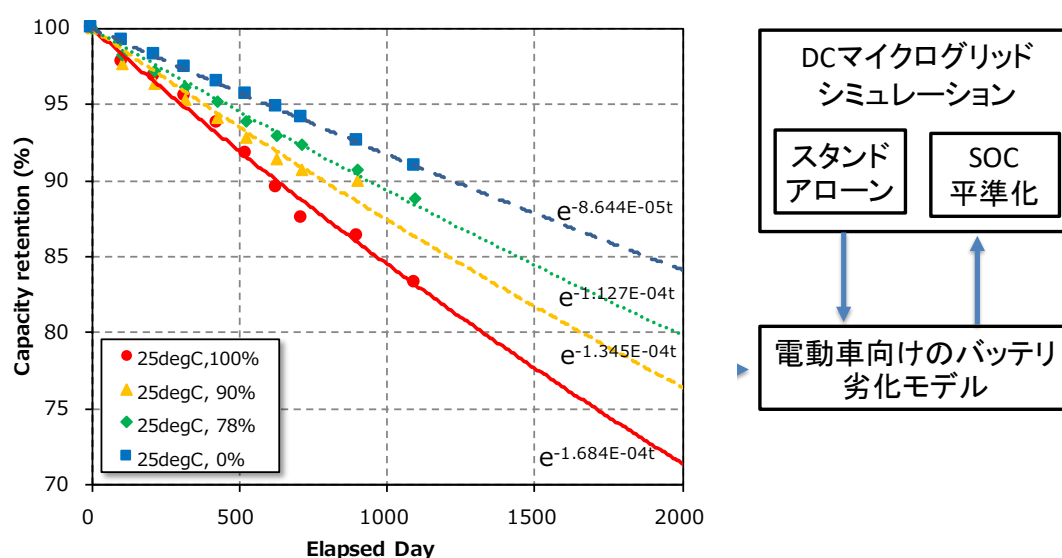


図 3.1 バッテリー耐久シミュレーション

利用し、年間の発電量を取得する。福岡県の地点名「福岡」の南方向傾斜角 34 度に設置した場合の平均年データを利用する。

3.4.3 評価手法

評価手法は第 2 章のシミュレータを元に、バッテリー容量維持率の変化を反映させたシミュレーションを実施し、バッテリー容量維持率、再生可能エネルギー率 SRR および太陽光発電稼働率 SOR を算出し電力融通の影響を評価する。

3.4.4 シミュレーション評価

劣化推定モデルを組み込んだ二次バッテリー耐久シミュレーションを行い、経年劣化による二次バッテリー容量低下 Q_s を図 3.3 に示す。この結果では電力融通を行うマイクログリッドの方が容量低下量が小さいが、図 3.4 で示すように、高 SOC ほど容量低下速度が大きい図 2.21, 2.22 に示す SOC 推移の違いが反映されたと考えられる。また 10 年

間の二次バッテリー容量と太陽光発電率を表 3.3 に示す。初期 77% であった太陽光発電のシェアは 10 年後には約 63% に低下と推定された。これは容量低下により吸収できる余剰電力エネルギーが低下し、太陽光による発電機会が失われていることを示す。なお容量低下計算は 1 サイクル（モード走行）あたり同じ運動エネルギーを供給しつづける EV の場合と異なり、1 サイクル（1 日）の充放電エネルギーは容量低下に伴い徐々に小容量システムとして充放電エネルギーが小さくなるように制御されるため、図 3.3 に示すように容量低下と共に再生可能エネルギー率が低下する。

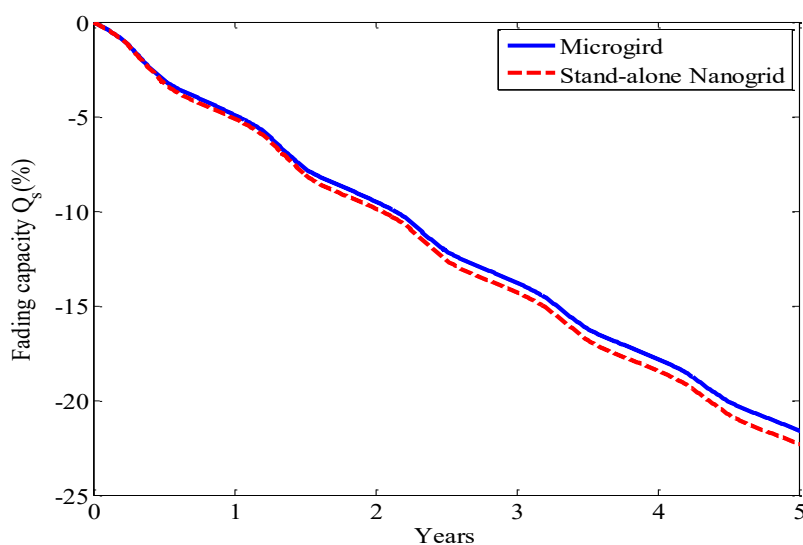


図 3.2 バッテリー容量低下シミュレーション結果

表 3.3 LIB 容量低下シミュレーション結果

Control Type	Elapsed time	DC Power exchange	Retained Capacity	RER
独立運用	BOL	No	100%	70.3%
	3 years		85.1%	66.4%
SOC 平準化	BOL	Yes	100%	77.1%
	3years		85.2%	72.8%
	5yesrs		77.0%	70.0%
	10yesrs		60.5%	63.5%

3.4.5 電力融通とバッテリー容量低下についての考察

横軸を年間消費エネルギーすると家屋別の容量低下は図 3.4 に示すように分布する。この結果では電力融通を行わないナノグリッドでは電力収支が余剰になるほど維持率が低い。これは余剰電力が多いほど SOC が高い時間が長くなるためと考えられ、電力消費の小さい家庭ほど二次バッテリーの容量低下速度が大きい。これに対し、電力融通を行ったマ

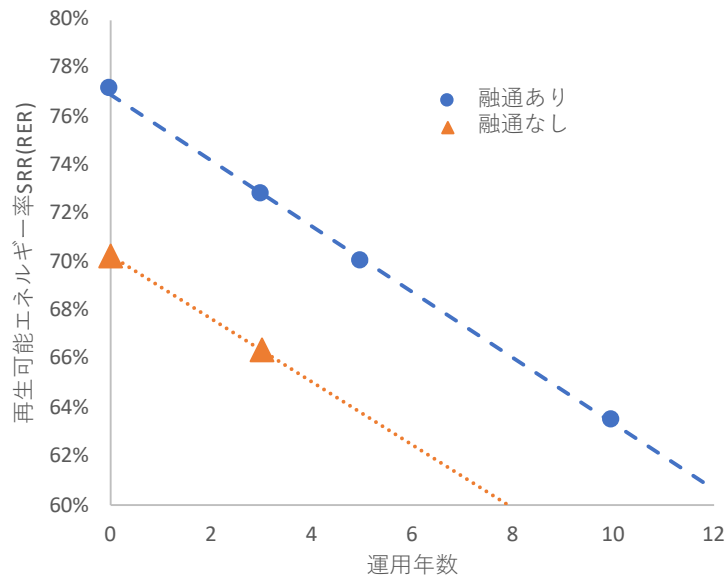


図 3.3 経年バッテリー容量低下による再生可能エネルギー率変化

マイクログリッドでは全ノードが均一の容量低下となり、システム全体のバッテリー容量で見ると充放電負荷に対する劣化感度より高電位維持に対する劣化感度が高い。また本章では長期間の低レート充放電に絞って検討し、充放電サイクル劣化についてはカレンダー劣化に含まれている前提で検討したが、充放電による SOC 変化が電極体積を数%繰り返して変化させることで電極の構造が破壊され、電池機能が失われていくことが知られている [96]。このような変化に強い電極材料として LiFePO_4 や Li_2TiO_3 が注目され実用化されている。

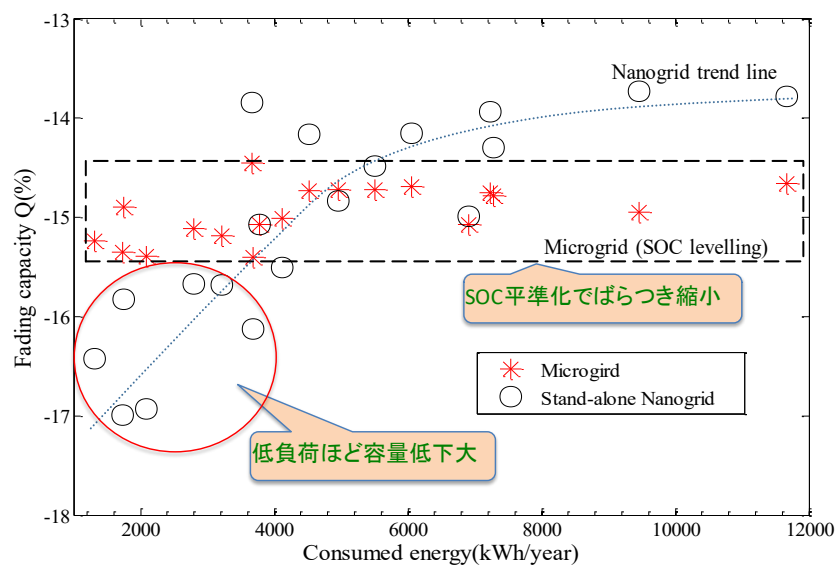


図 3.4 ノードごとの容量低下ばらつき

第4章

電動車を統合する P2P 電力融通システム

第2章ではすべてのプレーヤがプロシューマとして再生可能エネルギー発電装置と定置型バッテリー装置を所有しているモデルを検討したが、現実社会においては初期コストの高さなどにより定置型バッテリーの普及は進みにくいと考えられる。一方で世界的な燃費・環境規制を背景に図 4.3 や表 1.1 に示すように電気自動車 (EV) やプラグインハイブリッド自動車 (PHV) の大量導入が進むとみられている [98]。さらに車載バッテリーを電力システムの一部として機能させることができる V2G 機能が電動車や充電装置に備わりつつある状況があり、第4章以降では PHEV や EV を V2G により利用した電力融通システムにおける再生可能エネルギー率改善を検討する。ここでは市場参加者として、一般家庭で電力を消費する消費家 (Consumer)、消費家でバッテリーと再生可能エネルギー発電装置を所有する需要家 (Prosumer)、充放電器 (V2G ステーション) で車載バッテリーを電力システムに接続する電動車 (EV または PHV)、P2P 市場の再生可能エネルギー供給が不足する場合に定額料金で電力を供給する電力供給者 (Grid) の計4種類のプレイヤーに加え、各時刻の P2P 電力融通市場を管理し、各プレーヤと既存グリッドとの間で託送料金やインバランス料金を調整・決済し手数料を徴収する市場オペレータ (Market Operator) を想定する。本研究では商用グリッド (Grid) を除くメンバーがリソースを共有し、需要に対する再生可能エネルギーの利用率最大化を社会全体の利益とし、個々の利益を確保しながら再生可能エネルギーの利用率最大化による供給者への電力料金と託送料の低減を目指すような最適化問題を考える。

4.1 検討前提

これまでは現在は普及していない定置型蓄電装置と自営 DC マイクログリッドを前提に検討してきたが、本章ではより現状に近い前提を考える。検討する対象は P2P 電力取引市場を運営するアグリゲータと契約し商用グリッドに接続された近隣の一般家庭や事業所、電動車、V2G 充放電機器からなる図 4.2 のような仮想グリッドとして、一部の家庭

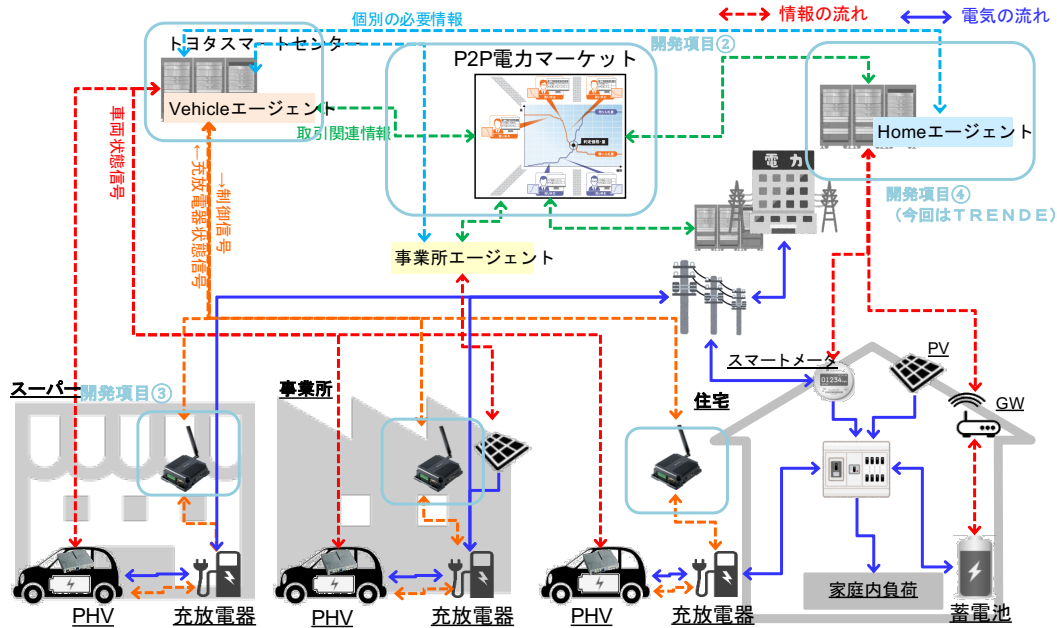


図 4.1 P2P 電力取引システム

に FIT 政策により PV が導入され、FIT 政策終了とともに自家消費しきれず余剰電力が発生し、受け皿となる蓄電装置が不足している表 4.1 のような状況を考える。この場合の同時同量規定は、商用グリッドに対する 30 分間毎の実際の電力量授受が売買約定量の $\pm 3\%$ 以内とするが、シミュレーションではインバランス料金が発生しないものとし、取引エージェントは託送料を含め商用グリッドに対する支払いが最小になることを目的とする。託送料金については適宜設定するが、指定が無い限り 0 円/kWh とし、エージェント間の利益配分や接続される PV 出力の大小やの過不足や天候による PV 発電量変動の影響は別途議論する。

4.2 P2P 電力取引システムの課題

世界的な環境規制を背景に IEA 予想 (図 4.3) のように今後大量に市場導入が進むとみられる [27] 電気自動車 (EV) やプラグインハイブリッド自動車 (PHV) 等の電動車両にはゼロエミッション走行距離を確保するため 8-100kWh といった大容量バッテリーが搭載されている。また、一般的に家用自動車は保有期間の自宅または職場などの駐車場で保管され、電動車の一部は充電のため長時間グリッド接続されることが期待され電動車両を電力システムの一部として機能させることができる V2G システムの標準化が進んでいる。これは既に市販されている V2H (Vehicle to Home) カテゴリ 3 システムに商用電源への逆流制御機能を付加したものである [105]。システム構成を図 4.4 に示す。3 章までに述べた家庭用定置型蓄電装置を電動車両の V2G システムに置き換えた場合においても、これまで述べてきた電力融通による再生可能エネルギー導入手法が有効と考えられるが、

個人宅20軒(プロシューマ7軒、コンシューマ13軒)

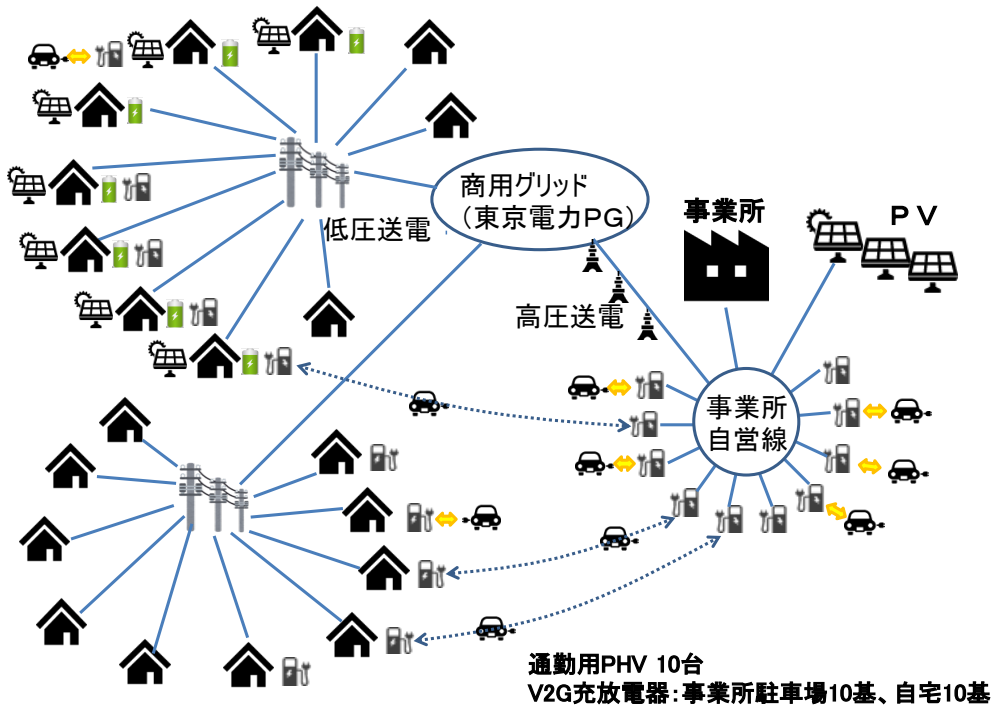
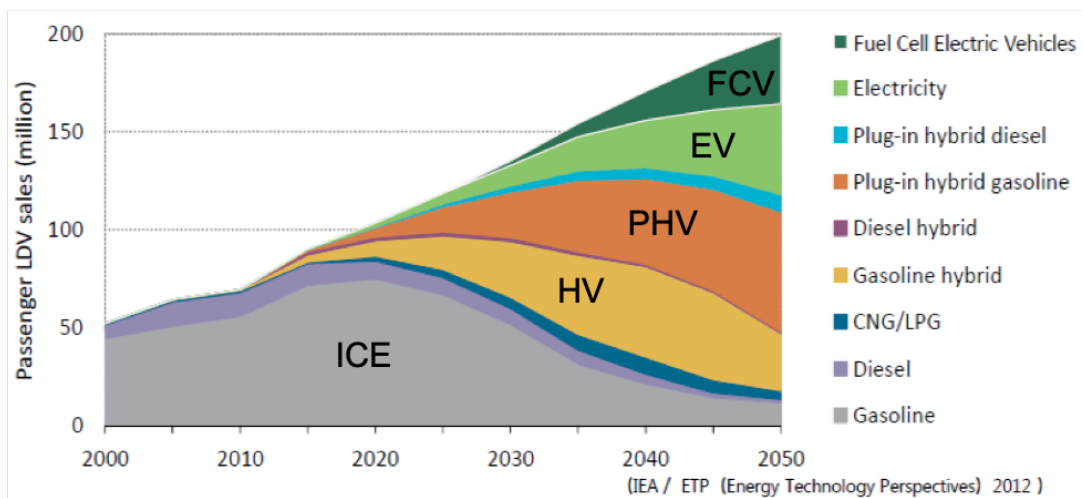


図 4.2 P2P 電力取引における実態送電システム

その場合再生可能エネルギー発電時間帯のグリッド接続手段確保と、システム全体の蓄電状態や再生可能エネルギー供給量に応じて電力取引価格をコントロールし、再生可能エネルギー源から電動車両のバッテリーへ電力を送る小口電力融通システムの実用化が必要となる。



出典：IEA(2012)[27]

図 4.3 電動車両普及予測

表 4.1 P2P 電力取引システムシミュレーションパラメータ (7days)

Node Type	Num.	Spec.(Feild Test System)	Spec.(Simulation Model)
Home (Consumer)	13	Demand 167kWh/Day	336kWh/Day Demand 186kWh/Day
(Prosumer)	7	PV38kWp(137kWh/Day) Battery 30kWh	Demand 150kWh/Day PV supply 42kWp(173kWh/Day) Battery 35kWh
Vehicle	10	'19 Prius PHV Battery 8.8kWh per vehicle	Virtual Model Battery 8 to 60kWh per vehicle
Office	1	Demand 300kWh/Day PV 90kWp(324kWh)	Demand 31.6kWh/Day PV 50 to 100kWp (230 to 460kWh/Day) Battery 20kWh
Power Grid			Sell 26Yen/kWh* Buy 5Yen/kWh

*Including Consignment Charge(8Yen/kWh)

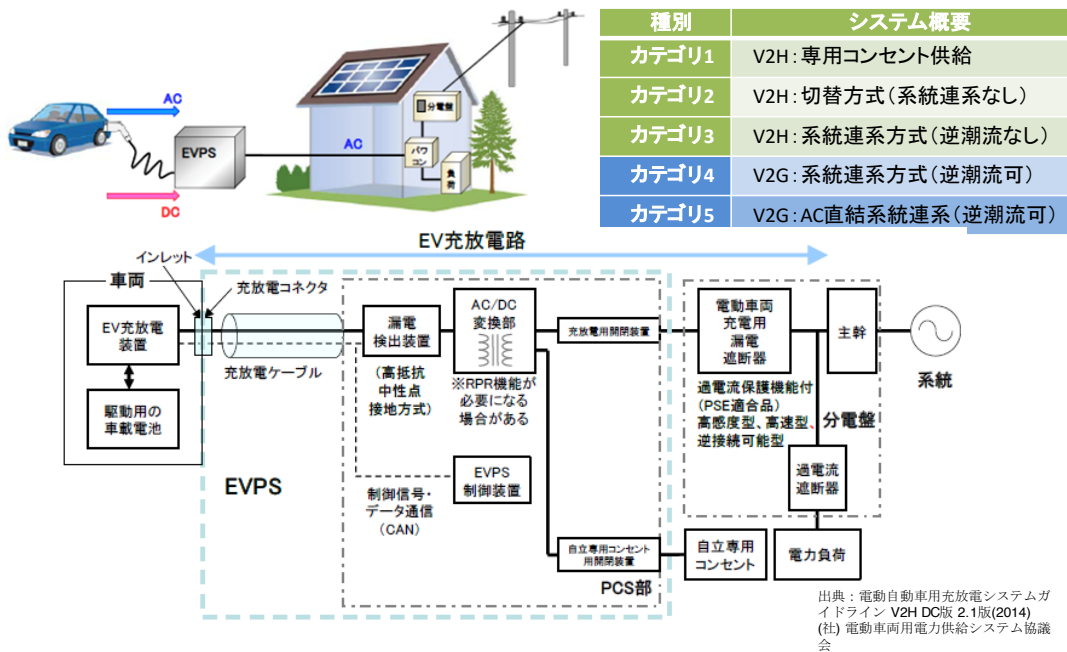


図 4.4 V2G システム

4.3 P2P 電力取引市場モデル

電動車両の V2G システムを取り込んだ P2P 電力取引システムの概要を図 4.1 に示す。このシステムはブロックチェーンの分散型台帳技術を用いてネットワーク上に電力取引市場を設け、各エージェントの電力売買入札を処理し、マーケットオペレータが取引の約定

と履行を確認し電料金や託送料の清算をするシステムである。約定ルールは 30 分毎の電力市場に対し、条件の合った入札同士を先着順に約定させるザラ場方式である。約定結果はエージェントに通知され、履行結果もブロックチェーンに記録される。なお後で述べる実証実験において、P2P 電力市場約定処理はブロックチェーン上の分散型アプリケーション (Dapp) として実装されているが、本研究ではエージェント間の売買シミュレーションと電力融通に伴う再生可能エネルギー率の変化を主体として検討し、ブロックチェーンの実装技術については取り扱わない。以下に P2P 電力取引市場モデルを構成する各エージェントの機能について述べる。

4.3.1 Market エージェント

Market エージェントは、以下に述べる市場参加者である各エージェントからの売買入札をマッチングさせ約定結果と売買契約履行状況を台帳に記録する。入札価格が折り合わず、対象の取引市場の入札可能時間が過ぎた場合は流札となる。また未約定の場合、入札の取り消しが可能である。図 4.5 に Market エージェントのフローチャートを示す。エージェントが起動するとエージェント ID 登録を開始し、受付終了後にマーケット取引を開始する。P2P 電力取引は 30 分毎に区切られマーケット番号 (mn) で入札先を指定し、5 分毎にタイムフレーム情報 (TF) を各エージェントに伝達し入札を促す。入札が行われた場合、入札オーダーを入札が早い順に対し評価し、売買条件に合った入札を入札が早い順に探し約定させる。入札が可能なマーケット番号は、現在のマーケット番号 MN を基準に $MN + MN_{range}$ までとし、シミュレーションおよび実証実験では $MN_{range} = 8$ を設定し 4 時間先まで入札可能範囲とする。約定した場合、取引に関係するエージェントへ約定結果が通知される。(実機では同時にブロックチェーンに記録されるが、シミュレーションでは Market エージェントに記憶されるに留まる。)

なお配電グリッドを担当する電気事業者は、市場参加者の求めに応じて電力供給を行う義務を負い、Market エージェントを介して一律価格で入札を行う。とし、本研究では実証試験に準じ、販売 26円/kWh(託送料 8 円/kWh 含む)、買入 5円/kWh と設定し、入札可能時間終了 5 分前に該当するマーケット番号に都度入札を行う。

4.3.2 Consumer エージェント

Consumer エージェントはバッテリーを持たない一般家庭の電力調達を行う。Consumer エージェントは図 4.6 のフローチャートに示すように、過去の電力需要データを元に買入価格と購入量を決定し入札を行う。過去の同時刻消費電力を元にした入札戦略マップを表 4.2 に示す。対象の 30 分マーケットに対し、入札可能な残り時間が短くなるに従い入札価格を上げ、約定量が参照している過去データ未満であれば入札する戦略である。

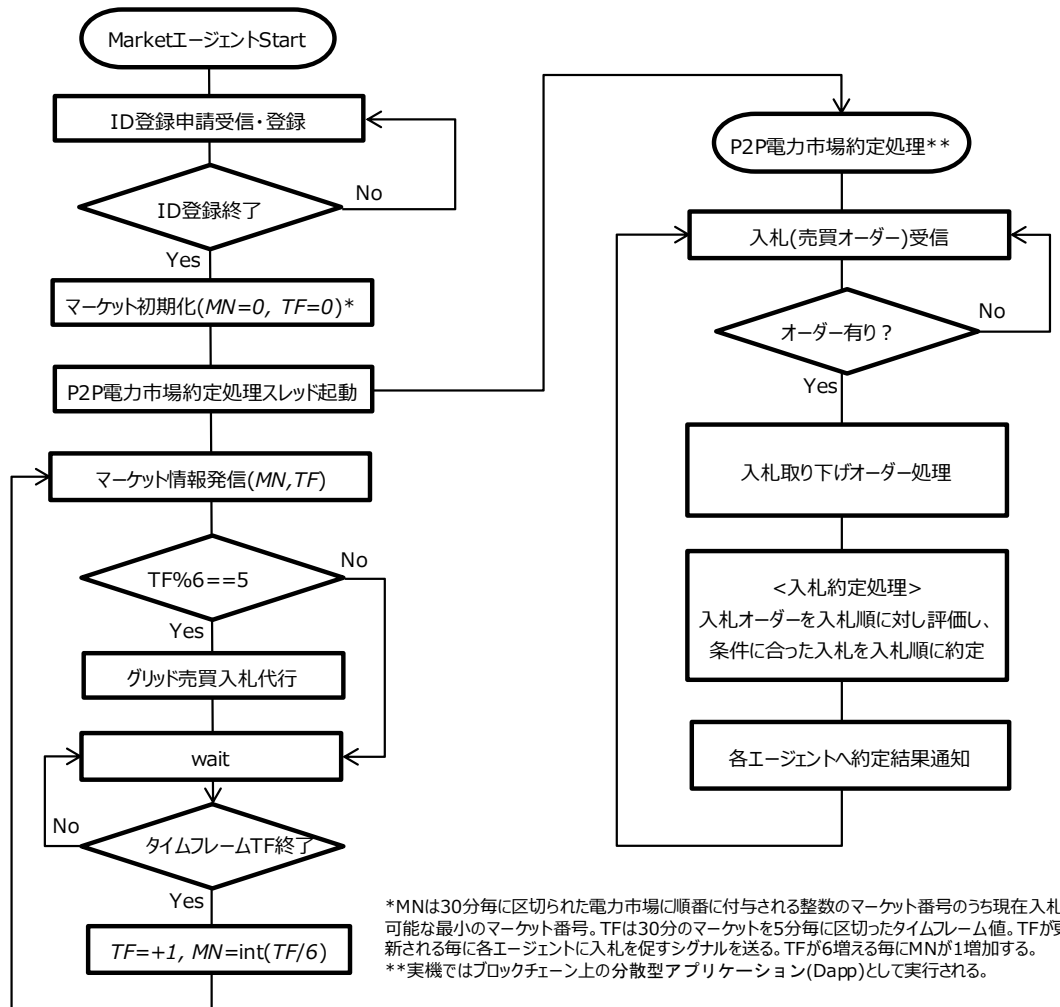


図 4.5 Market エージェントフローチャート

4.3.3 Prosumer エージェント

Prosumer エージェントはバッテリーと PV 発電装置を運用する家庭の電力調達と余剰 PV 電力の売却を行うエージェントである。図 4.8 のフローチャートに示すように、 NM_{range} 先までバッテリー SOC を予測し、その各マーケット時刻の予想 SOC 元で買いと売りの目標価格をそれぞれ算出、バッテリー充放電レートが 1C(SOC0-100% を 1 時間で充放電) 以下の範囲で最大売買量を決定し入札を行う。このとき、充電率が高いほど売価を安くすることで、高い充電率のノードから順に売れるように図 4.7 のように価格マップを設定、Prosumer エージェント群の SOC が均一に近づくことを意図し、第 2-3 章の SOC 平準化効果と同様の効果を期待する。

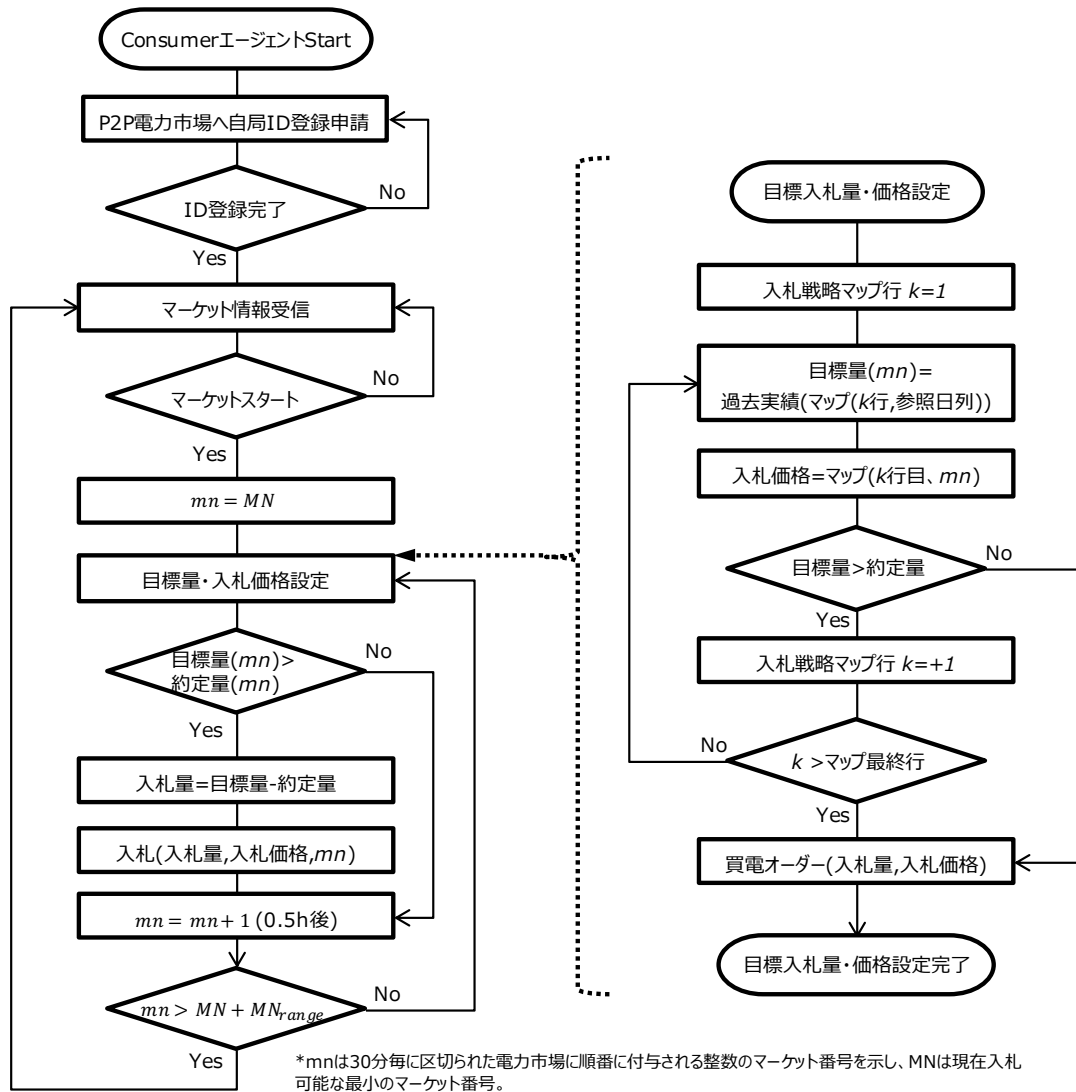


図 4.6 Consumer エージェントフローチャート

4.3.4 Office エージェント

Office エージェントは中規模 PV 発電装置を運用する企業の事業所の電力調達と余剰 PV 電力の売却を行うエージェントである。制御フローチャートは Prosumer エージェントと同じ図 4.8 を使い、シミュレーションでは価格戦略マップに図 4.7 の Prosumer エージェントと同じものを使用する。

4.3.5 Vehicle エージェント

電動車の走行電力の調達と V2G 接続時の車載バッテリーマネジメントを行う Vehicle エージェントは、Prosumer エージェントと Office エージェントがバッテリーを PV 電力

表 4.2 consumer エージェント入札戦略

戦略 ID	参照日	入札対象市場			
		4 時間先	2 時間先	1 時間先	30 分先
1	1 日前	13.6	15.05	16.55	18*
2	2 日前	12.4	13.5	14.55	18*
3	3 日前	11.5	12.25	12.9	18*
4	4 日前	10.45	11.1	11.6	11.6
5	5 日前	9.8	10.15	10.45	10.45
6	6 日前	9.05	9.4	9.65	9.65
7	7 日前	8.45	8.75	9	9
8	14 日前	7.55	7.7	7.8	7.8
9	14 日前	6.9	7	7.05	7.05
10	21 日前	6.35	6.35	6.4	6.4
11	28 日前	5.9	5.9	5.9	5.9

入札価格 (Yen/kWh) *はグリッド価格を示す。

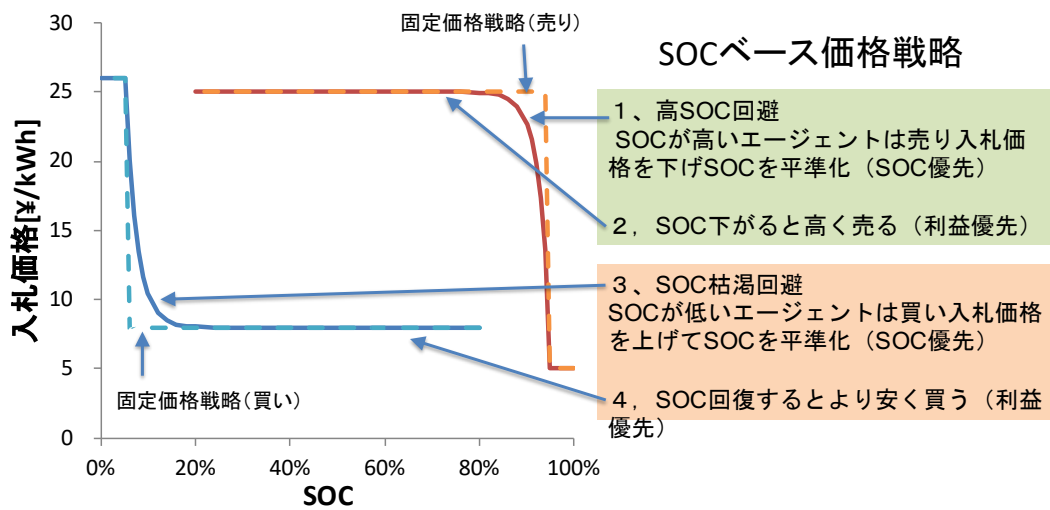


図 4.7 Prosumer エージェント入札戦略

バッファとして利用することに対し、電力価格差による売買益を目的関数とする売買戦略を持つ。つまり電力が安い PV 発電時間帯に買入札を行い、電力が高い夕方から明朝にかけて売入札を行う。この Vehicle エージェントの経済的合理性に基づく充放電動作により、電力消費需要より PV 電力供給が多い時間帯の余剰電力をバッテリーに貯め、PV 電力供給が無い時間帯へタイムシフトして電力供給を行うことで、システム全体の再生可能エネルギー率を高める効果を得る。図 5.11 に Vehicle エージェントの制御フローチャートを示すが、本研究の中で重要な要素である Vehicle エージェントの詳細は次章にて述べる。

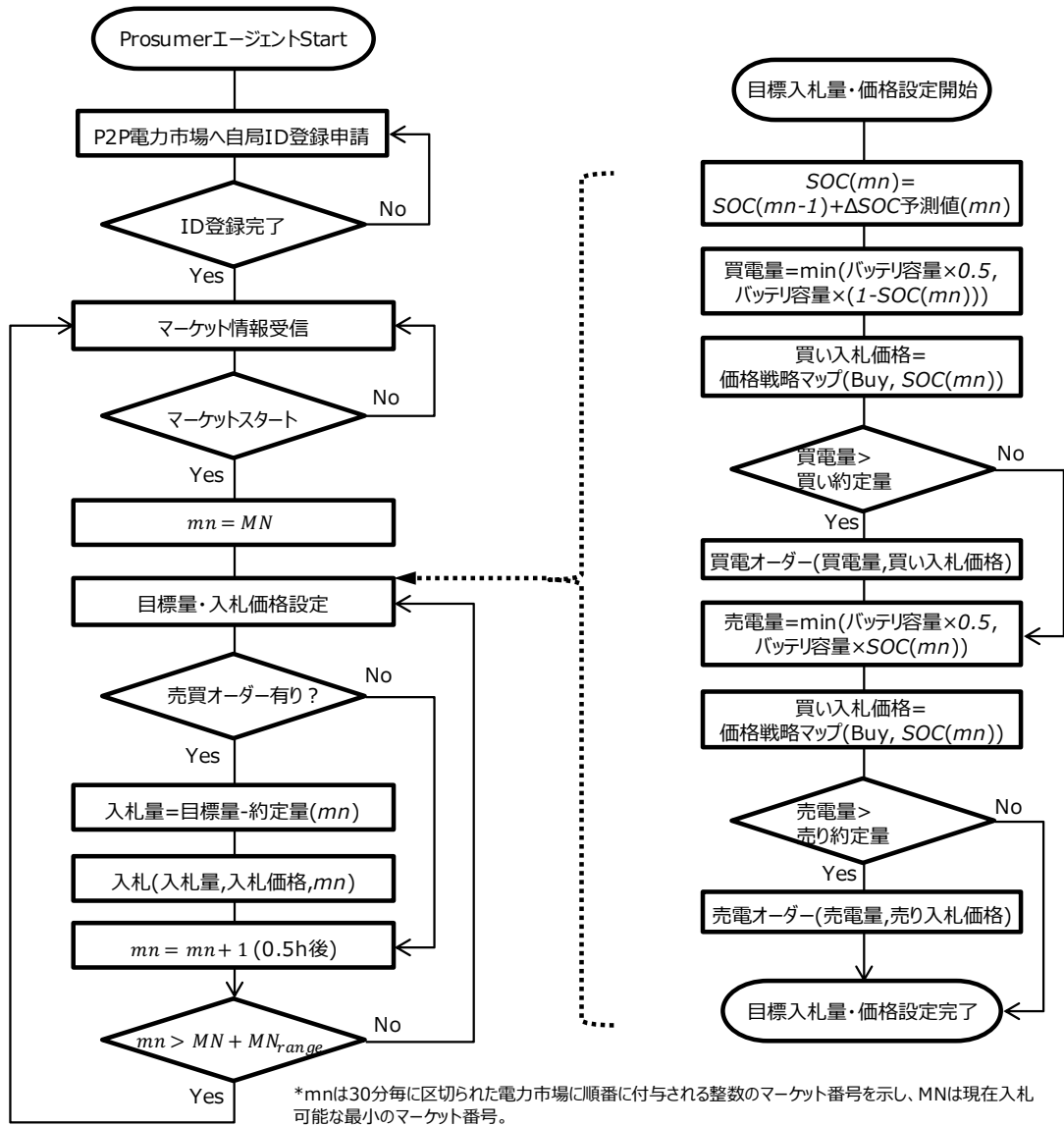


図 4.8 Prosumer エージェントフローチャート

第 5 章

P2P 電力市場に適應する Vehicle エージェント

この章では P2P 電力取引システムに V2G で接続される電動車に期待される蓄電装置としての役割から、実際の車両の運用状況を踏まえた活用法を検討し、シミュレーションおよび実証試験で使用する電力自動取引ソフトウェアである Vehicle エージェントの最適電力取引手法を提案する。第 2-3 章の定置型バッテリーを用いたマイクログリッドでは常時接続されている特性を活かした SOC 平準化という手法が有効であるが、常時接続されていない電動車の V2G では別の最適化手法を検討するため、はじめに V2G 接続を想定している電動車と、電動車を電力システムへ接続する V2G システムについて検討し、電動車の運用データを元にしたユーザーのクラスタリング解析を行い電動車の運用予測手法について考察する。次に電力市場の価格変動を仮定して、運用予測に基づく線形計画法を使った電力取引の最適化について検討を行い、その結果を基に電動車の電力調達を行う Vehicle エージェントの制御手法を提案する。

5.1 電動車

V2G 接続を想定する大容量バッテリーを搭載する電動車の種類は以下に述べる EV, PHEV の 2 種類があり、表 5.1 に示すように多くの車種が市販されている。また、一部 FCV にも大型のバッテリーを搭載しグリッド接続が可能な車両や、災害時の非常用電源として外部給電可能な車種も存在するが、現時点で V2G に対応していないため概要のみ述べ検討の対象としない。

5.1.1 EV(Electric Vehicle)

電動車の代表として最初に EV, 所謂ピュア EV が挙げられるが、この車両はバッテリー以外のエネルギー源を持たず、代わりに大容量バッテリーを備えている。軽自動車サイズを除いた乗用車では 30-100(kWh) もの容量のバッテリーを備えており、家庭用定置バッテ

表 5.1 北米市場において販売された電動車のバッテリー容量（'19/7 月時点）

Rank	Model	Type	Battery(kWh)	sales*
1	Tesla Model 3	EV	59.5-80.5**	81100
2	Toyota Prius Prime	PHEV	8.8	11555
3	Tesla Model X	EV	100	10225
4	Chevrolet Bolt EV	EV	60	9266
5	Tesla Model S	EV	100	8200
6	Honda Clarity PHEV	PHEV	17	7343
7	Nissan LEAF	EV	40/60	6946
8	Ford Fusion Energi	PHEV	9	4326
9	Chevrolet Volt	PHEV	18.4	3916
10	BMW 530e	PHEV	9.4	3721
11	Chrysler Pacifica Hybrid	PHEV	16	2921
12	Audi e-tron	EV	95	2513
13	BMW i3 (BEV + REx)	EV/RE-EV	42.2	2511
14	Volkswagen e-Golf	EV	35.8	2353
15	Kia Niro PHEV	PHEV	8.9	2264
16	Jaguar I-Pace	EV	90	1522
17	Mitsubishi Outlander PHEV	PHEV	12	1461
18	Mercedes GLC 350e	PHEV	8.7	1340
19	Mercedes C350e	PHEV	6.2	1273
20	Porsche Panamera E-Hybrid	PHEV	14.1	1190
21	Mercedes GLE 550e	PHEV	9	982
22	Volvo XC90 T8 PHEV	PHEV	10.4	855
23	Volvo XC60 PHEV	PHEV	10.4	810
24	BMW i8	RE-EV	11.6	774
25	BMW 330e	PHEV	7.6	697
26	Porsche Cayenne S-E	PHEV	10.8	620
27	Hyundai IONIQ PHEV	PHEV	8.9	604
28	Hyundai Kona Electric	PHEV	64	577
29	smart ED	EV	16.7	552
30	Honda Clarity BEV	EV	25.5	507

*2019 年 1 月から 7 月の販売台数上位 30 車種

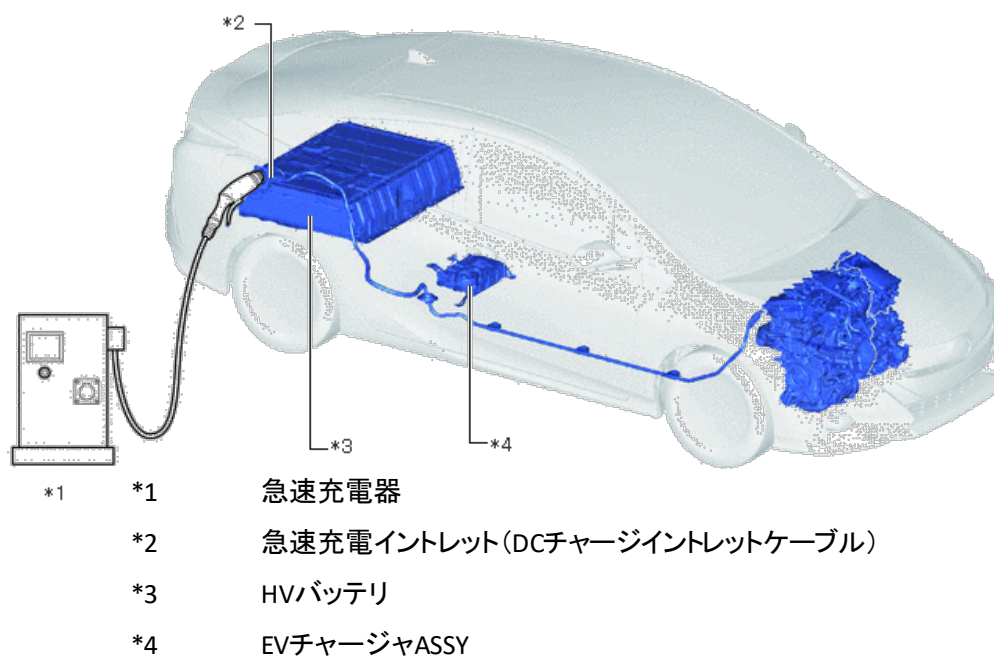
**推定値

***データ出典 InsideEVs <https://insideevs.com/> (取得日 2019.7.29)

りの 4-6kWh より大容量であり、電力システムの再生可能エネルギーバッファとして有望である。一方で V2G 接続する場合、1C 充放電を行える 30-100kW クラスの大出力充放電機器は設置費用や電力契約などの維持費が高額なため専有することが難しく、一般家庭では契約電力が小さいため家庭用の充放電機器では最大 6kW 程度に充放電が制限される。

5.1.2 PHEV(Plug-in Hybrid Electric Vehicle)

近年環境規制対応で注目を集めている電動車が PHEV である。この車両は日々の走行パターンをカバーする最低限のバッテリーを搭載し、長距離移動時は内燃機関を作動させ航続距離を伸ばすことができる。ユーザーの利便性を確保しつつ環境規制に対応できる商品として多くの自動車メーカーが製造している。バッテリーサイズは 8-20kWh が一般的であり、多くの車はバッテリーが空になった状態でも問題なく走行できる内燃機関と駆動装置を備えている。図 5.1 のような V2G 対応の車両も市販されている。



出典：プリウス PHV 新型車解説書 [87] (トヨタ自動車株式会社)

図 5.1 PHEV における車載バッテリーと V2G 接続

5.1.3 RE-EV(Range Extender Electric Vehicle)

レンジエクステンダー EV と呼ばれ、通常の EV より小型のバッテリーを備える代わりに、内燃機関による小型発電機が搭載されている。電動車では主流ではないが市販されている。なお同様の構成でバッテリーサイズを最小化し、エンジンを大型化したシリーズハイブリッド車も市販されている。

5.1.4 FCV(Fuel Cell Vehicle)

バッテリーの代わりに水素をエネルギー源とする燃料電池を使用している。水素はバッテリーに比べ重量あたりのエネルギー密度が高く内燃機関車と同等の航続距離と燃料充填時間でユーザーの利便性がEVより高い。また走行時にCO₂を排出しないためEVとならび自動車の環境対応技術として注目されている。一方、車両価格はEVの約1.5倍と高価であり、水素ステーションも日本全国で100ヶ所程度(FCCJによると2018年11月現在において稼働100ヶ所、計画中13ヶ所)と水素燃料の供給インフラが整備されていないこともあり普及に時間がかかっている。車両駆動システムは二次電池と燃料電池のハイブリッドである。現在V2G機能を備える車種はないが、V2Hの外部給電機能を持つ乗用車や路線バスが市販され、災害時の非常用電源として活躍が期待されている。

5.2 V2G システム (Vehicle to Grid System)

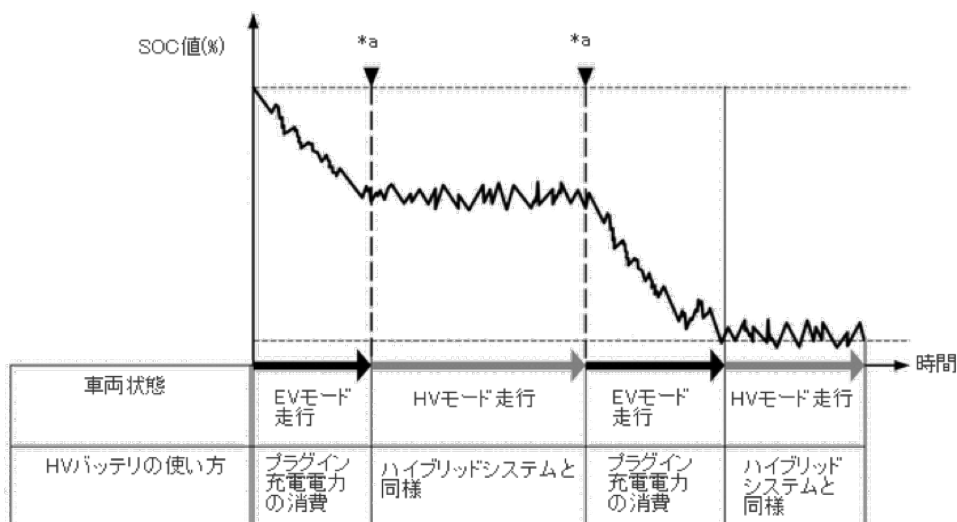
一般的に自家用自動車は保有期間の自宅または職場などの駐車場で保管され、電動車の一部は充電のため長時間グリッド接続されることから、電動車両を電力システムの一部として機能させるV2Gシステムの標準化が進んでいる[105]。これは既に市販されているV2H (Vehicle to Home) カテゴリ3システムに商用電源への逆潮流制御機能を付加したものである(図4.4)が逆潮流に対応した専用のEVPSが必要である。実証試験ではV2Gに対応するCHAdeMO規格のEVPSをP2P電力取引に対応させ実験を行う。

5.3 電動車ユーザーのクラスタリング

電動車両モデルは走行消費データに基づくバッテリー SOC 操作と、P2P 電力取引の最適化と実行に伴う SOC 操作より成り立っている。走行予測は走行実績を元に外部プログラムより与える。実際の走行が予測と異なり約定した電力融通契約を履行できない場合はインバランスとして処理される。同様に SOC が不足している場合、PHEV ではガソリン消費を計上しユーザの経済的負担となるが、EV では電欠となりユーザ利便性が大きく損なわれる。

5.3.1 車両利用形態と V2G 課題

車両の走行予測にはいくつかの手法が提案されているが、ここではまずユーザの分類を行った。図 5.2 は実証試験で使用する PHEV の運転パターンと SOC 推移を示す。PHEV ではバッテリー SOC が不足しているとバッテリーによる EV 走行を停止し、エンジンによる HV 走行へ移行する。ユーザの利便性は変わらないものの、ガソリンを消費することで、仮に電気が 26 円/kWh で EV 走行電費 10km/kWh の場合、100km 走ると 260 円の負担であるが、HV 走行でガソリンが 140 円/L、燃費 25km/L では 560 円と 2 倍以上の経済的負担になり、再生可能エネルギーの売買による利益が損なわれてしまう。そのためユーザの利用形態を元に予測精度を向上させる取り組みが必要である。



*a: EV/HVモード切替スイッチ ON

出典：プリウス PHV 新型車解説書 [87] (トヨタ自動車株式会社)

図 5.2 PHEV 運転パターン例

5.3.2 ユーザークラスタリング

まず、どのようなユーザーに分類できるか検討するため、サンプルとして EV100 台の 1 ヶ月の SOC 変化データ (付録の図 A.2) を基に、平日の走行開始時刻および走行終了時刻それぞれの平均値および分散を特徴量として抽出、正規化し、ワード法で可視化し図 5.3 のように 5 つのクラスタに分類する。クラスタ毎の平均特徴量を表 5.2 に、散布図行列を図 5.4 に示す。

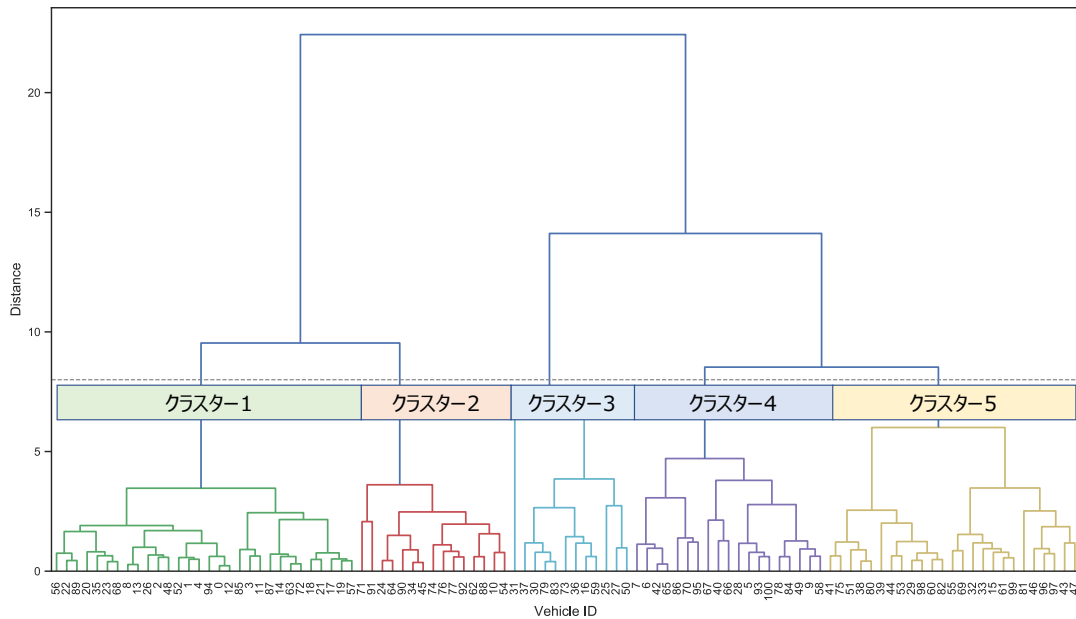


図 5.3 車両利用パターンクラスタリング例

表 5.2 車両利用パターンクラスタリング特徴量

クラスタ番号	車両数	平均走行開始時刻	走行開始時刻分散	平均走行終了時刻	走行終了時刻分散
1	30	11:17	2.25	14:28	1.90
2	15	12:52	2.64	17:01	3.37
3	12	9:09	5.02	17:05	4.47
4	19	9:01	2.12	16:49	1.58
5	25	7:51	2.59	19:29	2.40

ここで一般的なフルタイム勤務を法定昼休憩を含め 8:30–17:30 と仮定し、特徴量を基に各クラスタのユーザー層を推定する。まずクラスター 1 は平均走行開始時間が 11 時以降と遅く、走行終了時間 15 時前と早く、走行確率 (付録 図 A.3) が就業時間内で完結しているため業務用車両と推定する。クラスター 2 は平均走行開始時間が 12 時以降と遅く、走行終了時間が就業時間内の 17 時であり、また走行確率 (付録 図 A.4) が就業開始時間から 20 時過ぎの遅い時間まで伸びているため、営業車などの業務用車両と推定する。クラ

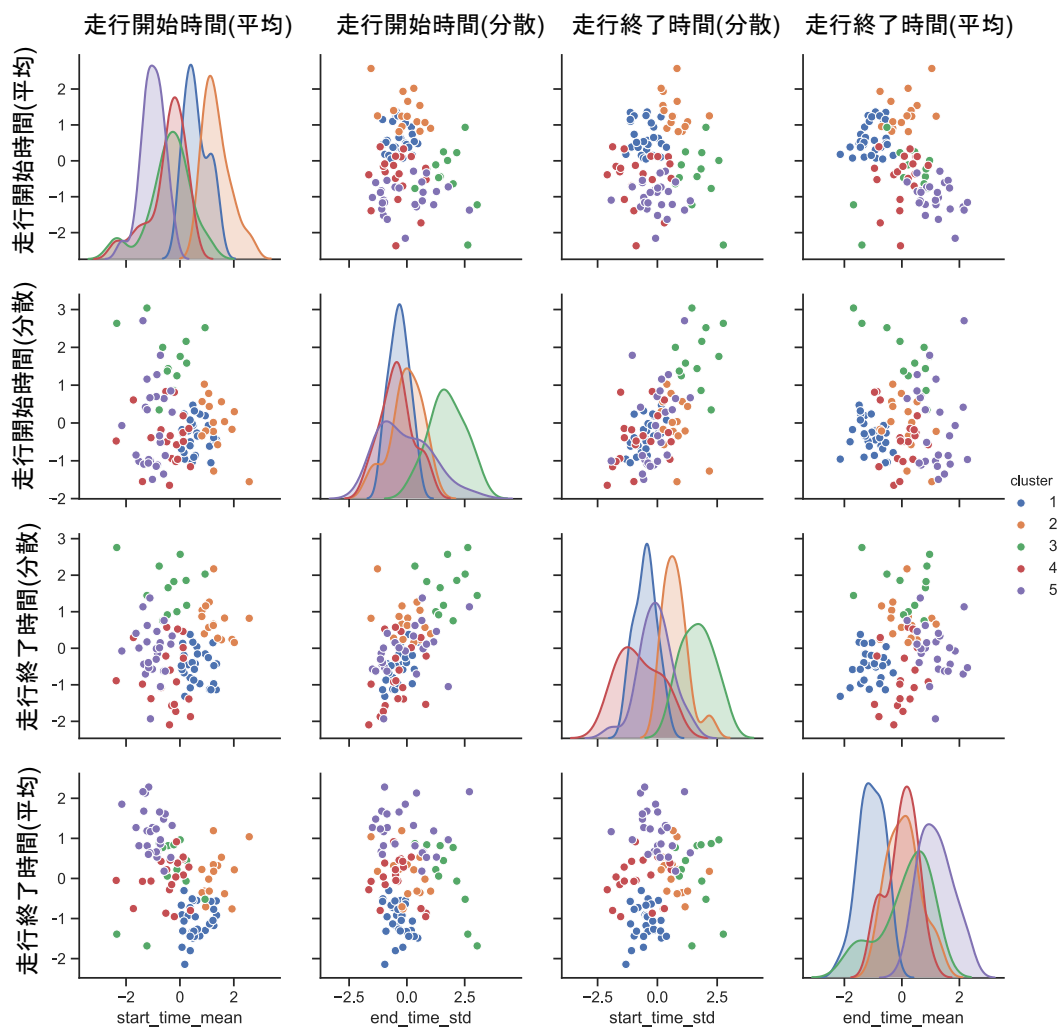


図 5.4 車両利用パターンクラスタリング散布図行列

スター 3 は走行開始時間が 9 時，走行終了時間が 17 時でこれも業務用車両クラスターと推定されるが，走行確率 (付録 図 A.5) では運転確率が 24 時間途切れていないため，タクシーなどが含まれているものと推定される。クラスター 4 は平均走行開始時間が 9 時，走行終了時間が 17 時前でこれも業務用車両クラスターと推定されるが，走行消費 SOC (付録 図 A.6) が多く，昼休憩の時間にしっかり停車している状況から物品配送などに使われる業務用車両と推定する。最後のクラスター 5 は平均走行開始時間が 7 時台と早く，走行終了時間が 20 時前と遅く，さらに走行確率 (付録 図 A.5) が広く分布しているながら就寝時間と思われる 0 時から 5 時の間だけほぼ 0% など，フルタイム勤務の通勤者であると推定される。通勤であれば定刻の運行が期待でき，シェアも全体の 25% と多い。このうち日々の走行開始・終了時間の分散が大きく営業車両と推定されるクラスター 2 と，走行開始時間の分散が小さい通勤用車両と推定されるクラスター 5 では図 5.5 のような違いがあり，走行距離を含め，通勤用車両の運用パターンの予測が可能で，昼間の V2G 可能時間帯が高確率で予測できるとすると，通勤車両を V2G で電力システムへ接続し再生可能エ

エネルギーの貯蔵手段として利用できる可能性がある。

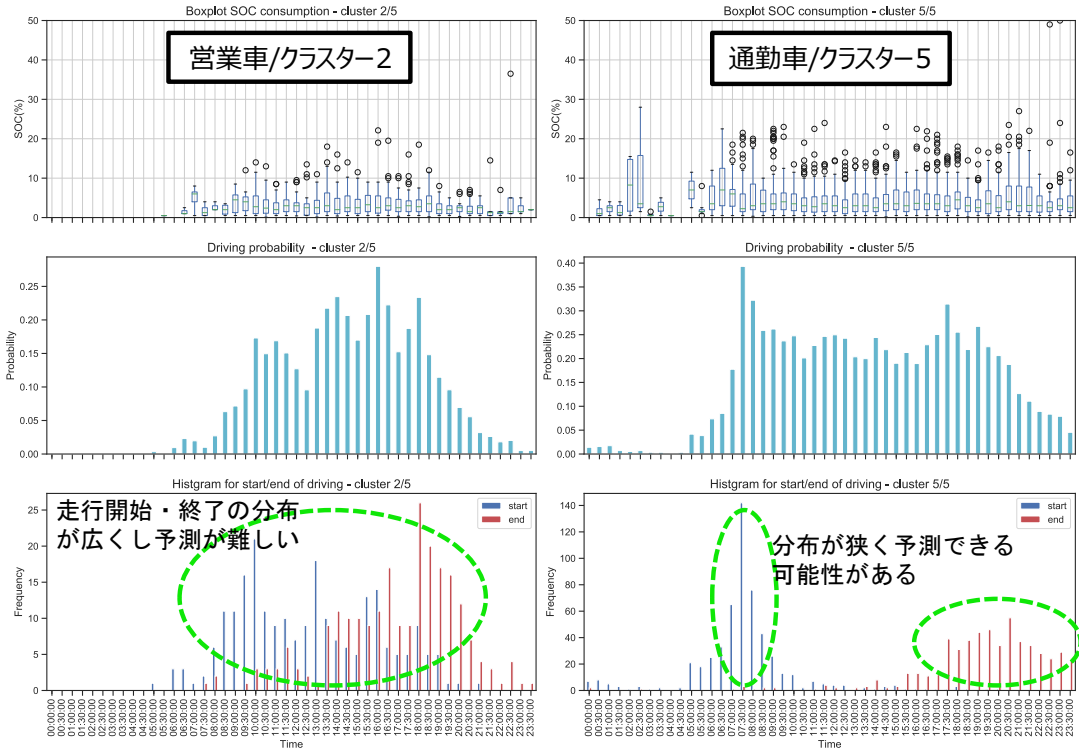


図 5.5 EV 運転パターン分類

5.3.3 運行データによる予測についての考察

V2G による電力融通を考える上で、任意に充放電できる時間帯や、移動に必要な電力確保の時間が分からなければ、いかなる最適化手法も適用することができないため、車両の運用予測は欠かすことのできない要素である。表 5.2 の結果からは、走行開始/終了時刻のばらつきが大きく、ユーザー分類での一括した予測は難しいことが分かる。予測に適している通勤者と推定されるクラスター 5 の利用状況 (付録 図 A.7) では、9:30 から 17:30 と 23:30 から翌 6:30 まで V2G 接続が期待できるが、それでも日中の運転率は 20% 程度と、5 回に 1 回は約定が履行されない可能性がある。融通不履行によるインバランスのペナルティを考慮すると、不履行率を一般的に許容される 3% 未満に抑えるためには、各車両毎に予測精度を高める手法が必要である。実証試験では通勤用車両について過去の運行データを元に走行開始時間と必要 SOC、V2G 接続期待値を推定する手法を検討するが、本稿のシミュレータでは推定できている状態を仮定し、走行実績と同じ走行電力および接続状態を予測値として Vehicle エージェントに与えている。実証試験の開始時点ではユーザーからのヒアリングに基づく基本運行パターンを基に入札を行い、RNN(Recurrent Neural Network) や LSTM(Long-Short Term Model) 等の機械学習手法を含め予測精度の向上を検討する。

5.4 Vehicle エージェントの入札戦略

Vehicle エージェントは図 5.6 に示すように外部からの価格予測情報から入札計画を立て、P2P 電力取引市場に入札する機能が必要である。その取引戦略は図 5.7 に示すように、家や事業所で V2G 接続している場合や走行中の場合など市場取引価格や V2G 接続状況に応じた最適な取引戦略が存在する。

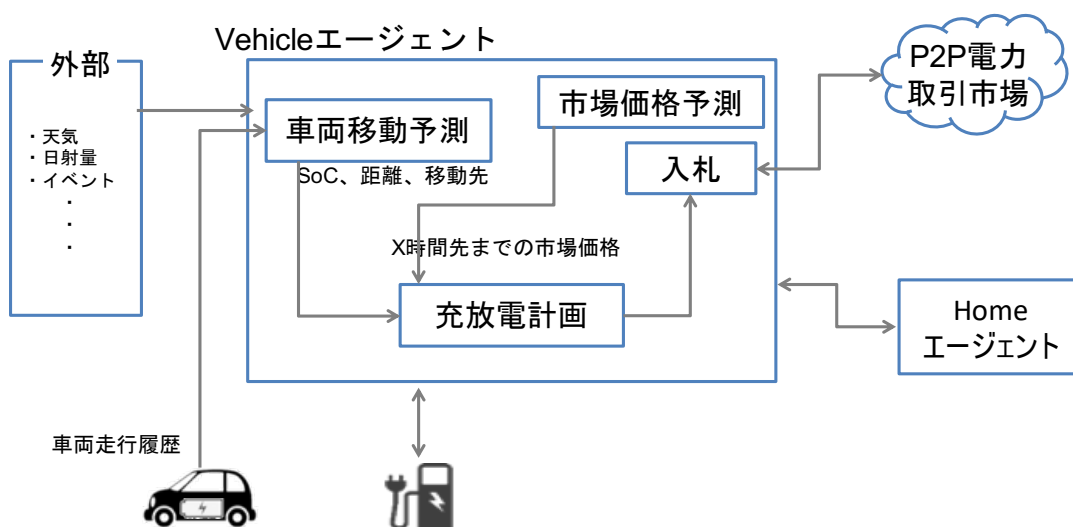


図 5.6 Vehicle エージェント機能概要

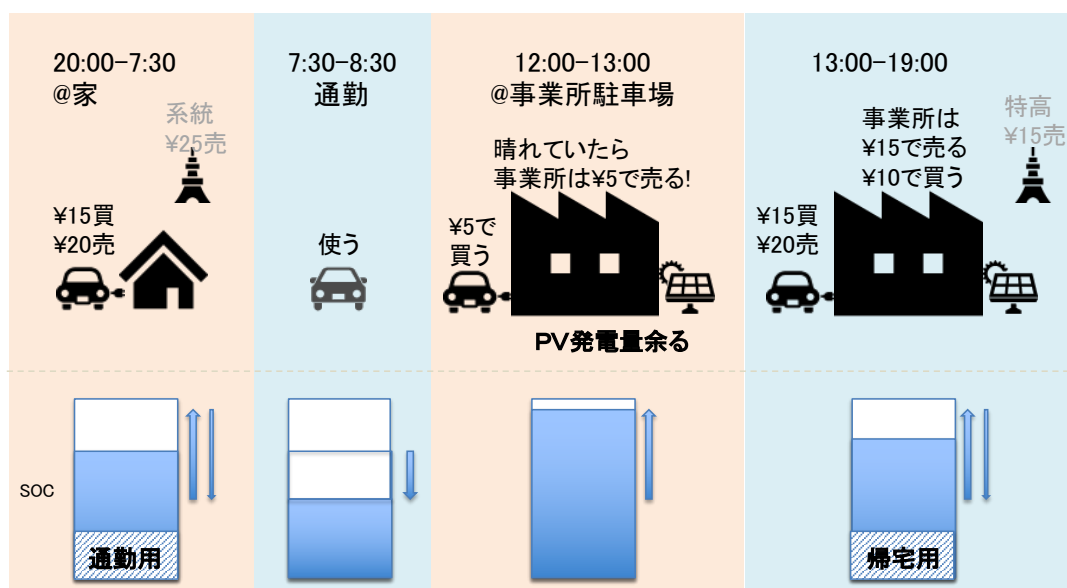


図 5.7 Vehicle エージェント入札戦略

また、市場取引価格は需要と供給のバランスで決まる価格決定メカニズムが働くとして、需要を満足する PV 発電装置が接続されバッテリーによる需給調整の価格への影響がな

いと仮定すると、図 5.8 のように晴天時の日中などは電力価格がグリッド買取価格近くまで下落し、夜間は逆にグリッド販売価格付近まで上昇する。価格差を利用して電動車が売買益を得ている状態は、電力システムの電力収支から見ると余剰再生可能エネルギーが不足時間帯にタイムシフトされるため、再生可能エネルギー率向上が期待される。

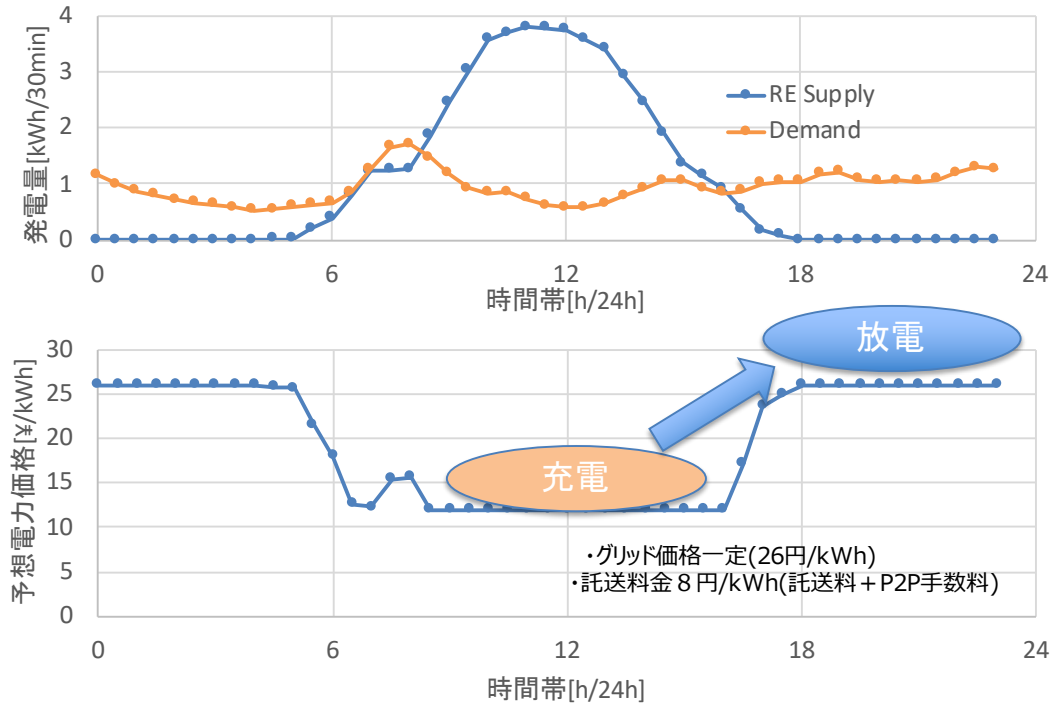


図 5.8 P2P 市場価格予測に基づく EV 充放電制御手法

以上のコンセプトに基づく Vehicle エージェントを数理モデルで表すと式 (5.2) の目的関数を最小化する電力取引計画 ($E_{buy}(i)$ および $E_{sell}(i)$) を求める線形計画法を解くモデルとなった。ここで i は 30 分毎に区切られた電力市場に順番に付与される整数のマーケット番号を表し、 MN は現在入札可能な最小のマーケット番号、 MN_{range} は MN を基準とした入札対象範囲である。 Y_{fees} は買い手が負担する送電託送料を表し、 $Y_{payback}$ は高圧受電の事業所で充電する場合の託送料の割引額を表す。 $Y_{predict}(i)$ は市場の価格予測であり、本来は市場のダイナミクスを含めて算出されるが、期待値としては需給バランスで表すことができ、再生可能エネルギーの供給割合が 100% の場合、グリッドの買取価格の Y_{min} とし、商用グリッド電力の供給割合が 100% であれば商用グリッド電力価格 Y_{grid} として、式 (5.1) と定義する。またマーケットナンバー i における車両のバッテリー充電率 $SOC_{EV}(i)$ は約定済充放電量 $E_{exec}(i)$ に EVPS 効率 η_{EVPS} を乗じたものと、走行用電力消費予測値 $E_{drive_estim}(i)$ を含め 0–100% の範囲である必要があり、SOC 上下限制約の式および EVPS 制約の式 (5.3) を満たした上で式 (5.2) の目的関数を最小化する ($E_{buy}(i)$ および $E_{sell}(i)$) を求める。 $E_{limit_discharge}$ は EVPS の 1 マーケットあたりの最大放電能力、 E_{limit_charge} は同じく最大充電能力を示す。

$$R_{PV}(i) = \begin{cases} \frac{P_{PV}(i)}{P_{demand}(i)} & \{P_{PV}(i) < P_{demand}(i)\} \\ 1 & \{P_{PV}(i) \geq P_{demand}(i)\} \end{cases}$$

$$Y_{predict}(i) = \min_{k=1}^{14} \{R_{PV}(i-48k)Y_{min} + (1-R_{PV}(i-48k))Y_{grid}\} \quad (5.1)$$

$$\arg \min \sum_{i=MN}^{MN+MN_{range}} [E_{buy}(i) \{Y_{predict}(i) + Y_{fees} - Y_{payback}\} - E_{sell}(i)Y_{predict}(i)] \quad (5.2)$$

$$s.t. \begin{cases} SOC_{EV}(i) = SOC_{EV}(i) + \sum_{i=MN}^{MN+MN_{range}} \{E_{exec}(i)\eta_{EVPS} - E_{drive_estim}(i)\} \\ 0 \leq SOC_{EV}(i) \leq 1 \\ E_{limit_discharge} \leq E_{exec}(i) \leq E_{limit_charge} \end{cases} \quad (5.3)$$

式 (5.1, 5.2, 5.3) の入札戦略により Vehicle エージェントは安価な余剰再生可能エネルギーを買い集め、電力価格が上昇する時間帯に売ることによって売買差益を稼ぐ。この Vehicle エージェントのフローチャートを図 5.11 に示す。Vehicle エージェントは他のエージェントと同様に P2P マーケットへ ID を登録し、市場取引開始シグナルを受信すると現在の SOC 及び約定済取引および式 (5.1, 5.2, 5.3) に基づく入札最適化を行い、4 時間先までの市場に対する入札計画を作成する。最適化が完了すると示された入札計画に従い電力取引を行い、次の市場取引開始シグナルまで待機する。

以上のロジックを実装した Vehicle エージェント群を適用した P2P 電力取引シミュレーションの結果を図 5.9 に示す。このシミュレーションは午前 0 時から 24 時間分の結果であり、上段グラフはバッテリー SOC を示し、下段は電力市場の予測価格ラインおよび箱ひげ図である。このシミュレーションでは予測価格が最も低い時間帯に対し入札計画が立てられ入札されるが、同じ価格の遅い時間帯のマーケットに電動車の入札が集中するため、バッテリーによる余剰電力の吸収に失敗し SOC が十分に増加しない。

図 5.9 の Vehicle エージェント入札集中は線形計画アルゴリズムにも依存しているが、目的関数が同じ値を取るケース、ここでは隣接した同じ予測価格の時間帯であればどこに入札しても同じ結果となり、最適解が唯一でない状態にも関わらず同一のアルゴリズム (このケースでは Python の線形計画法モジュール `pupl` に含まれる標準ソルバー) で解いたために同じ入札結果となったためである。本来であれば配電網の負荷平準化や電力価格の急騰や急落を避けるために、同じ最適度の解に対して均等に分布するべきであり、これを改善し入札が同じ目的関数値の時間帯に分散するように式 (5.4) に示す乱数分散項 $Y_{bias}(i)$ を導入し、最適化の目的関数を式 (5.5) とする。ここで $random$ は 0 から 1 の間の一様分布を与える乱数とする。 bit_price_LSB は入札できる金額の最小単位であり、ここでは 1 円としている。分散項を与えることにより、目的関数が同じ値をとる最適解が同

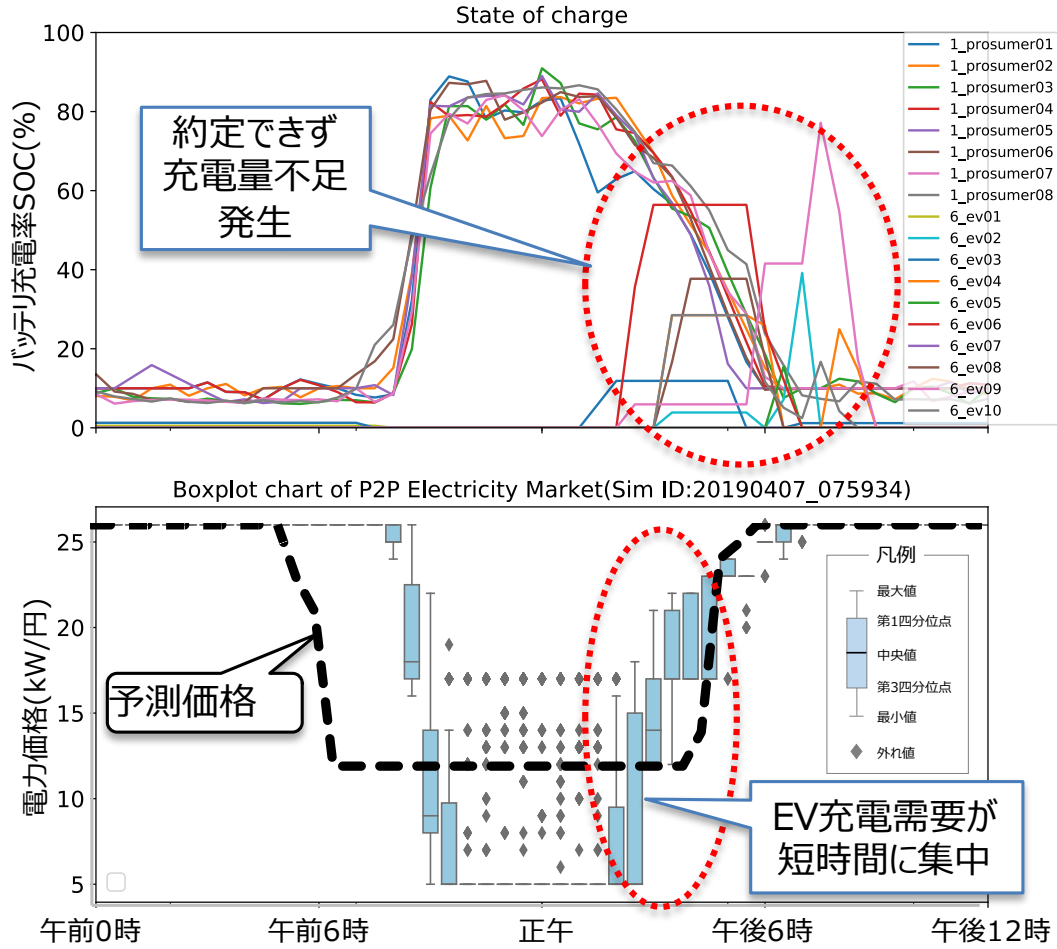


図 5.9 線形計画法による入札

じ確率で選択され、車両毎に異なる最適解を得ながらシステム全体として均等に入札されることを意図している。また等価な時間帯に均等に入札する手法も考えられたが、EVPS等に使われる半導体スイッチング素子を利用した大容量電力変換器の効率は、半導体のスイッチング損失のため極低負荷で低下することが知られ [69]、充放電電力が極端に小さくなることは避ける必要がある。また充電時間が長くなることはユーザーの利便性にも反するため、ここでは式 (5.4) の乱数分散項 $Y_{bias}(i)$ を導入し、各時間帯に擬似的な序列を設け、可能な限り EVPS の最大定格で充放電させる。

$$Y_{bias}(i) = \frac{random}{bit.price.LSB} \quad (5.4)$$

$$\arg \min \sum_{i=MN}^{MN+MN_{range}} [E_{buy}(i) \{Y_{predict}(i) + Y_{bias}(i) + Y_{fees} - Y_{payback}(i)\} - E_{sell}(i) \{Y_{predict}(i) - Y_{bias}(i)\}] \quad (5.5)$$

式 (5.4) の乱数分散項 $Y_{bias}(i)$ を実装した Vehicle エージェント群を適用した P2P 電力取引シミュレーションの結果を図 5.10 に示す。このシミュレーションではすべての車両が満充電まで電力を買い、かつ電力価格が上昇する夜間に売電する。また、先計画法による最適化ロジックは同じ予測価格の時間帯に対して均等に入札する解を出力しているが、図 5.10 では比較的早い時間帯に売買が集中している。これは 1つの 30分市場に対して 4時間以上前の入札を無効としながら最大 5 回の入札機会を与えて入札機会毎に新たな乱数系列で最適解を求めているため、早い時間帯ほど入札される確率が高くなっている。ユーザーとしては同じ価格であれば早く充電されたほうが予定外の利用にも対応でき利便性が高いが、一方で劣化が促進される満充電時間が長くなるため、3章で述べたようにバッテリー容量低下の観点からは望ましくない。市場入札規則と分散項のあるべき姿については今後の課題とする。

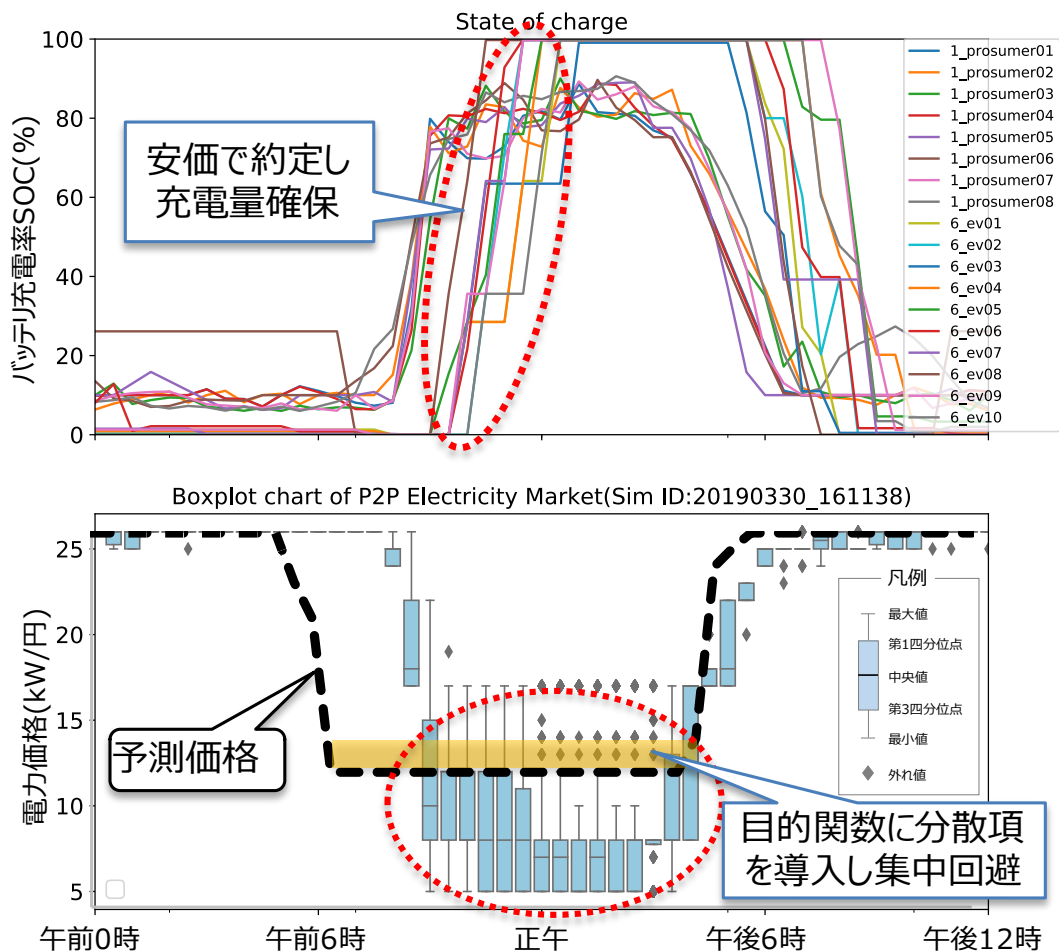


図 5.10 分散制御付き線形計画法による入札

5.5 Vehicle エージェント提案モデル

以上の検討により提案する Vehicle エージェントは図 5.11 に示すように、車両運行履歴などの情報をもとに接続状態や走行電力の確保タイミングや量を判断し、市場取引価格予測を用いて式 (5.10) の線形計画法で充放電計画を立案し P2P 電力取引システムに入札を行い、約定結果を充電器に通知することで充放電による電力取引が履行される。また悪天候などで予測が外れた場合、走行用電力が不足しないようグリッドからの買い入れを行う。

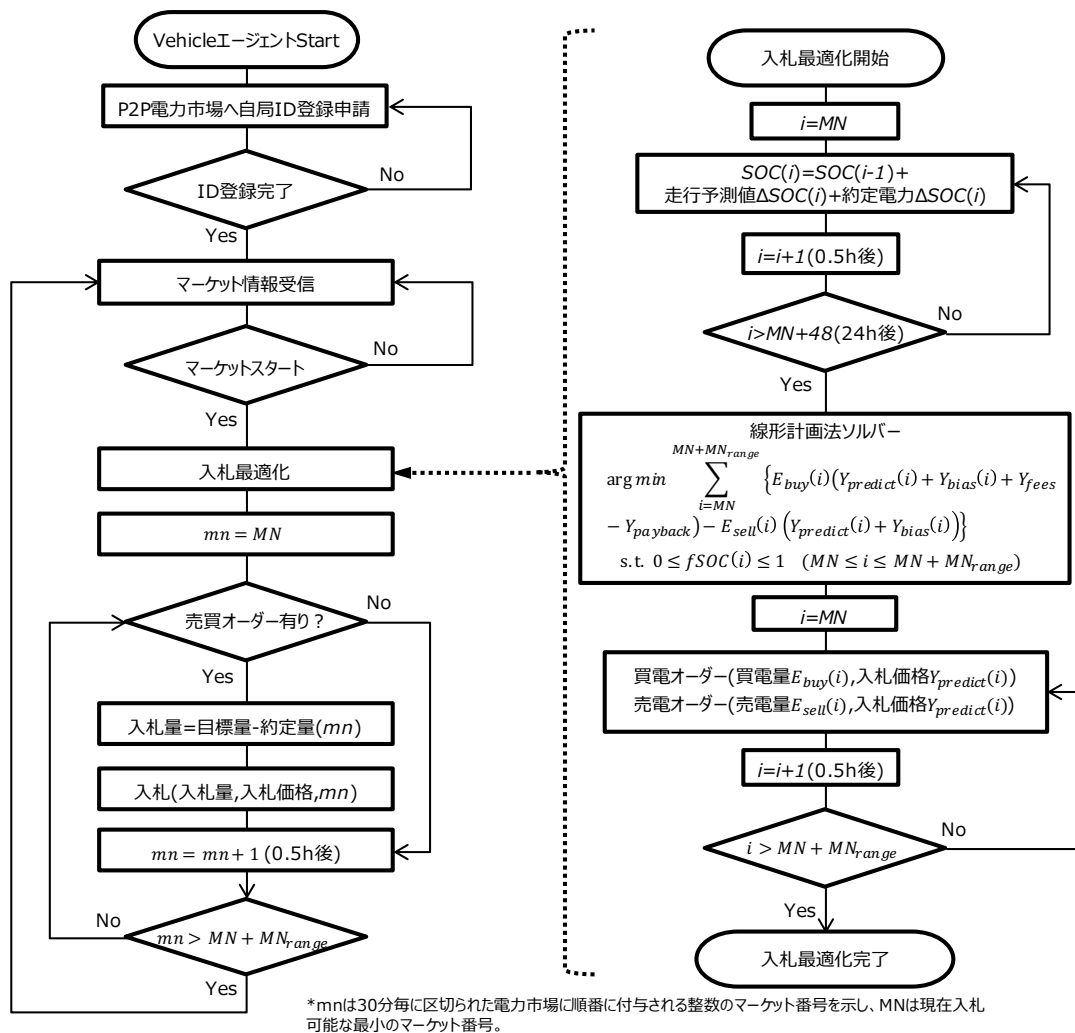


図 5.11 Vehicle エージェントフローチャート

第 6 章

電動車両を活用した P2P 電力市場

6.1 電動車 V2G を取り込んだ P2P 電力取引システムの課題

本章で提案する P2P 電力市場システムはアグリゲータに相当する P2P 市場オペレータが Consumer エージェントや Prosumer エージェント, Vehicle エージェントからの電力売買入札をマッチングし, 過不足をグリッドの売買入札で補うことで成立している. Vehicle エージェントは, 電動車の所有者に代わり, 日々の走行用電力を確保すると同時に電力価格変動予測を基に式 (5.5) の線形計画法の結果を元に充放電を行うことで利益を得ることを目的とする. 課題は式 (5.5) の最適化手法が, 期待通り Vehicle エージェントに利益をもたらすと同時に, 再生可能エネルギー活用の観点でバッテリー容量に見合った再生可能エネルギー率のパフォーマンスを得ることができるかという点にある. 式 (5.5) は安い価格帯の電力を購入し, 高い価格帯で売却することで経済的メリットの最大化を期待しているが, それは同時に電力価格が需給に対して騰落することを前提に, 需要より供給の多い時間帯から供給より需要の多い時間帯へのタイムシフトを意味している. 本章では実際にそれが実現できるかシミュレーションにより確認する.

6.2 検討前提

本章では図 6.1 の構成のシミュレータと, 図 6.2 の分布を持つ電力需要データセット (付録表 A.14–A.20), NEDO の年間時別日射量データベース METPV-11[101] の実証試験地の静岡県御殿場市の平均年データ (図 6.3) をサンプルデータとして使った. また電動車の運用サンプル・予測データは, 逆潮流可能な V2G 充放電器が電動車の運用拠点に設置され, 過去の運用データから車両の走行による消費電力と接続状態の推定ができるものとして, 車両の運用予測および実績データは付録表 A.21 を使用する. その他シミュレーションに使用した各エージェントのパラメータおよびサンプルデータセットを表 6.1 および表 6.2 に示す.

表 6.1 Conumer/Prosumer エージェントパラメータ

Agent ID	Demand data*	PV power/direction	Battery Capacity
Consumer01	user01		
Consumer02	user02		
Consumer03	user03		
Consumer04	user04		
Consumer05	user05		
Consumer06	user06		
Consumer07	user07		
Consumer08	user08		
Consumer09	user09		
Consumer10	user10		
Consumer11	user11		
Consumer12	user12		
Consumer13	user13		
Prosumer01	user14	南向き 8kW	5kWh
Prosumer02	user15	南西向き 6kW	5kWh
Prosumer03	user16	西向き 6kW	5kWh
Prosumer04	user17	南東向き 6kW	5kWh
Prosumer05	user18	東向き 6kW	5kWh
Prosumer06	user19	南向き 6kW	5kWh
Prosumer07	user20	南向き 4kW	5kWh
Prosumer08/10**	user21	南向き 50-100kW	20kWh

*サンプルデータは付録 表 A.14-A.20 を参照

**事業所エージェントとして定義. Prosumer08 は PV50kW, 10 は 100kW.

6.3 シミュレーションモデル

シミュレーションモデルは第3章までの MATLAB/Simulink によるリアルタイムシミュレーションに代わり, ここでは 30 分毎の同時同量制約を満たすように電力取引を成立させる P2P 電力取引市場シミュレーションモデルを扱う. 一日を 48 マーケットに分割して, 制約条件としては商用グリッドとの売買を含む 1 マーケット 30 分間の電力収支インバランスが $\pm 3\%$ 以内とし, 4 時間先の現マーケットナンバーの 8 マーケット先から融通開始 5 分前のマーケットまで入札可能とした. この P2P 電力取引市場シミュレーションモデルを Python/Anaconda によるマルチエージェントモデルとして実装し仮想マシンとして実行する (図 6.1). 市場参加者の各エージェントは独立したプロセスで実行

表 6.2 Vehicle エージェントパラメータ

Agent ID	Driving cycle*	Battery Capacity**
EV01/11/21	車両 1	8-60kWh
EV02/12/22	車両 2	8-60kWh
EV03/13/23	車両 3	8-60kWh
EV04/14/24	車両 4	8-60kWh
EV05/15/25	車両 5	8-60kWh
EV06/16/26	車両 6	8-60kWh
EV07/17/27	車両 7	8-60kWh
EV08/18/28	車両 8	8-60kWh
EV09/19/29	車両 9	8-60kWh
EV10/20/30	車両 10	8-60kWh

*走行予測・実績サンプルデータは付録 表 A.21 を参照

**EV01-10 は 8kWh, EV11-20 は 40kWh, EV21-30 は 60kWh

し入札する。式 (5.2) の目的関数を最小化する記述された各車両の Vehicle エージェントが P2P マーケットエージェントに ID 登録を申請し、P2P マーケットエージェントより通知されるタイムフレーム (以下 TF) 情報に同期して入札を行う。なお実機では取引内容改竄防止のためブロックチェーン技術によるスマートコントラクトを利用するが、シミュレーションモデルでは扱わないものとする。

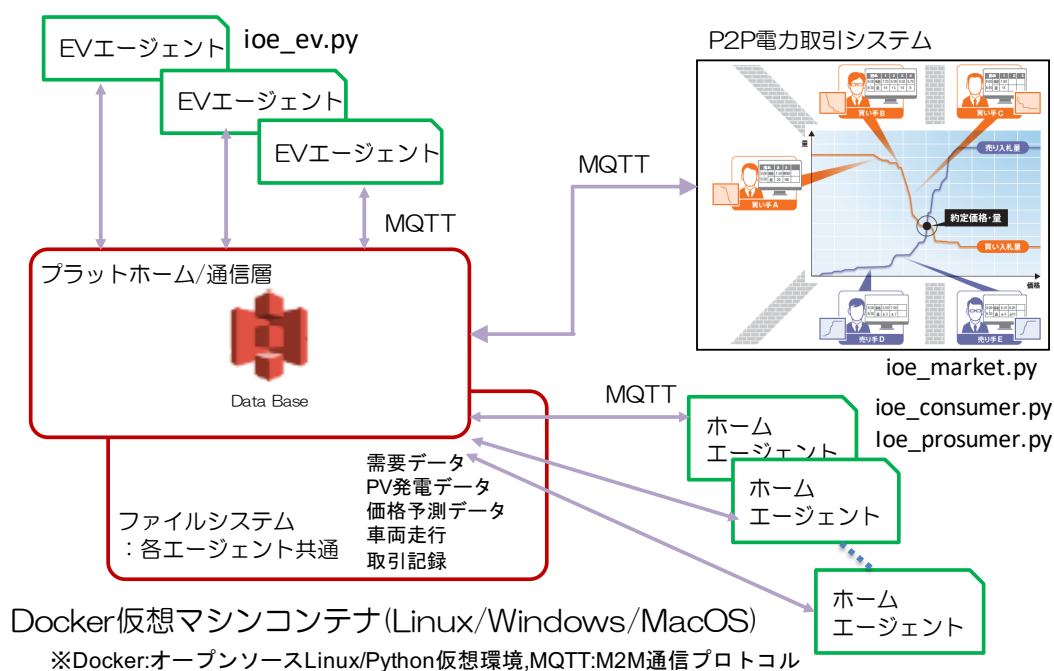


図 6.1 P2P 電力取引システムシミュレータ構成

6.3.1 P2P 電力融通市場モデル

6.3.2 バッテリ・充放電器モデル

電動車のバッテリーモデルは、定格充放電状態を想定し、充放電器の変換効率とバッテリーの充電効率をあわせて 95% と仮定する。再生可能エネルギーを売買すると充放電合わせて約 10% の損失が発生する。

6.3.3 電力需要モデル

電力需要は図 2.7 のデータを元に、実証試験で想定している戸建て相当の平均消費電力約 5,700kWh/年を想定する図 6.2 の消費データセットを使用する。(シミュレーションに使用する 20 軒の 7 日分のサンプルデータを付録表 A.14–A.20 に示す。)

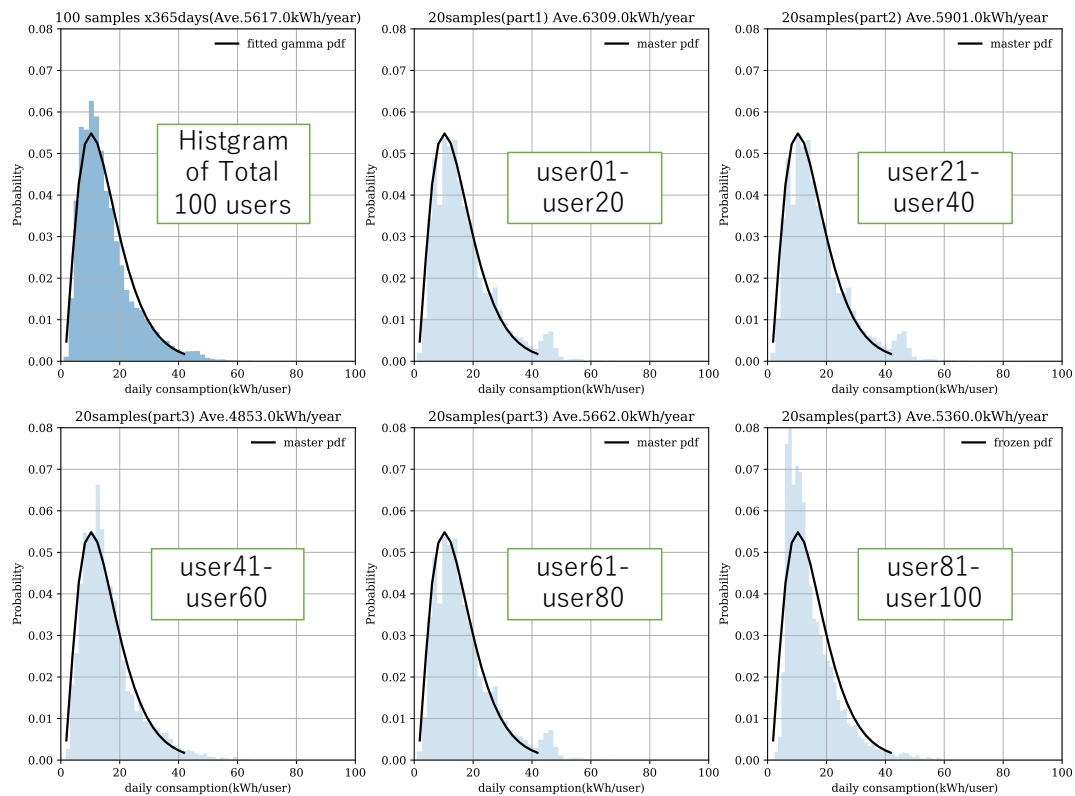


図 6.2 戸建て相当需要分布

6.3.4 再生可能エネルギー発電 (PV) モデル

ここでは NEDO の年間時別日射量データベース METPV-11[101] を利用し、年間の発電量を取得する。ここでは実証試験を想定し図 6.3 の実証試験地の静岡県御殿場市の平均

年データを利用する。PV 出力は季節や方位により変動するため、ここで PV 出力 1kW の定義としてデータベース上の PV パネル 1m^2 あたりの太陽光エネルギーとして、電力変換効率を含め、 $1\text{kW}/\text{m}^2$ の太陽光がパネルにあたった場合、1kW の電力が得られる PV パネルサイズを仮定する。

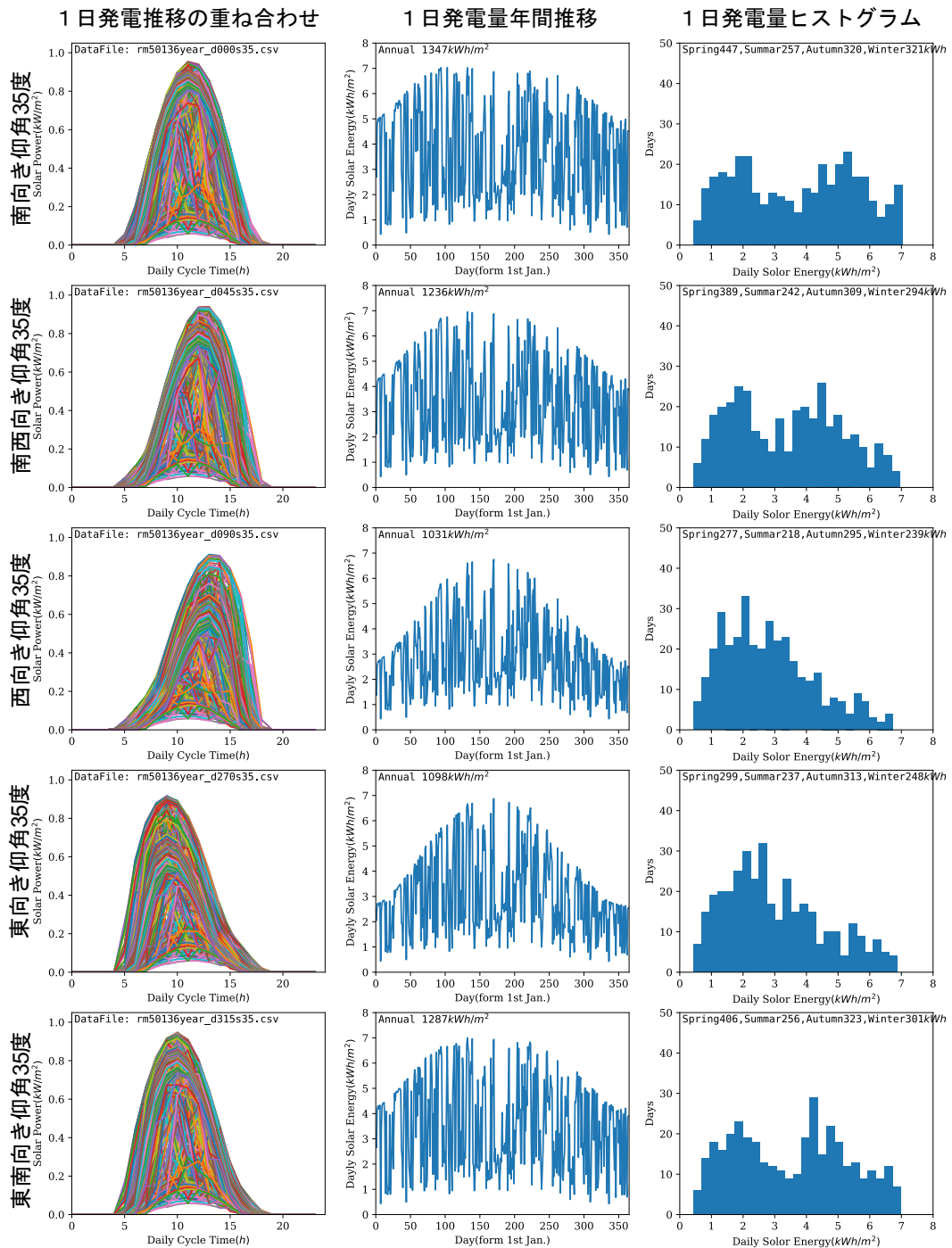


図 6.3 PV 発電データ (静岡県 地点名：御殿場, 平均年)

6.4 評価手法

ここでは 1 年間のう 3 月 2 日午前 0 時から 3 月 8 日午後 12 時の一週間について、電動車によるバッテリー容量増加に対して各制御手法を比較し、電力料金および再生可能エネルギー率により評価する。対象の 1 週間は図 6.4 の需用と太陽光発電パターンを仮定し、事業所の PV が 50kWh の場合、概ね需要の 91% が太陽光発電により賄われる。このときシステムの全バッテリーが一つにまとまり、充放電による損失を生じない場合、システム全体の充電率 SOC_{sys} は式 (6.1) および式 (6.2) により求まり図 6.5 に示す SOC 推移となる。 C_{sys} はシステム全体のバッテリー合計容量、 $P_{PV_all}(t)$ は 3 月 2 日午前 0 時を起点とした時刻 t におけるシステム全体の太陽光発電による供給電力、 $P_{PV_limit}(t)$ はバッテリー満充電による太陽光発電の抑制電力、 $P_{demand_all}(t)$ は全体の電力需用、 $P_{grid}(t)$ はグリッドからの流入電力を示す。 $SOC_{sys}(0)$ は初期 SOC を示し、ここでは 40% とした。このときバッテリー容量の制限のため式 (6.3) および式 (6.4) の制約のもとで、グリッドからの供給電力 $P_{grid}(t)$ を求め、理論的な再生可能エネルギー率の上限値 RER_{theory} を式 (6.5) として計算すると、図 6.6 に示すようにバッテリー需用比 BDR が高いほど再生可能エネルギー率が高くなる。 T_{end} は評価期間、ここでは 1 週間を指す。 P2P 電力取引の評価手法はこの理論値 RER_{theory} を基準に、より高い再生可能エネルギー率を達成できるかを評価し戦略の優劣やバッテリー容量の活用状況を検討する。

$$\frac{dSOC_{sys}(t)}{dt} = \frac{1}{C_{sys}} (P_{PV_all}(t) + P_{PV_limit}(t) - P_{demand_all}(t) + P_{grid}(t)) \quad (6.1)$$

$$SOC_{sys}(t) = \int_0^t dSOC_{sys}dt + SOC_{sys}(0) \quad (6.2)$$

$$\max P_{PV_limit}(t), \min P_{grid}(t) \quad (6.3)$$

$$\text{s.t.} [P_{PV_limit}(t) \leq 0, P_{grid}(t) \geq 0, 0 \leq SOC_{sys}(t) \leq 1] \quad (6.4)$$

$$RER_{theory} = 1 - \frac{C_{sys}(SOC_{sys}(0) - SOC_{sys}(T_{end})) + \int_0^{T_{end}} P_{grid}(t)dt}{\int_0^{T_{end}} P_{demand_all}(t)dt} \quad (6.5)$$

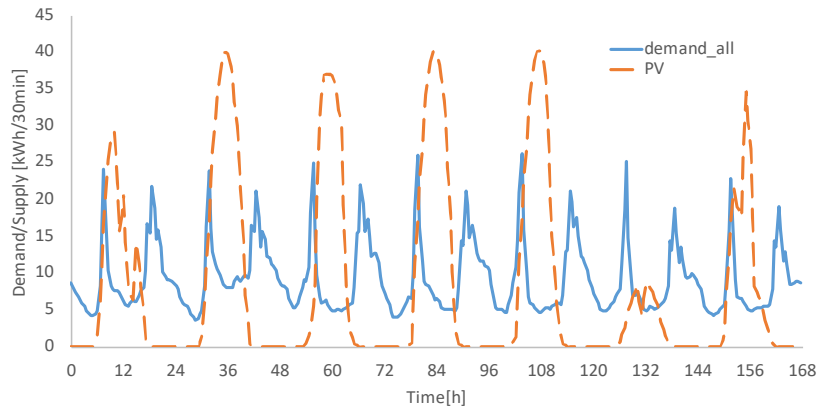


図 6.4 システム全体の電力需用と再生可能エネルギー供給

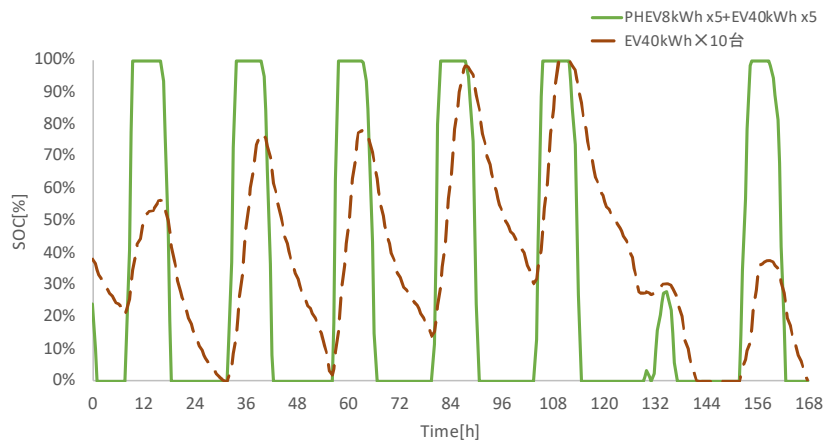


図 6.5 P2P 電力取引による理想的 SOC_{sys} 推移

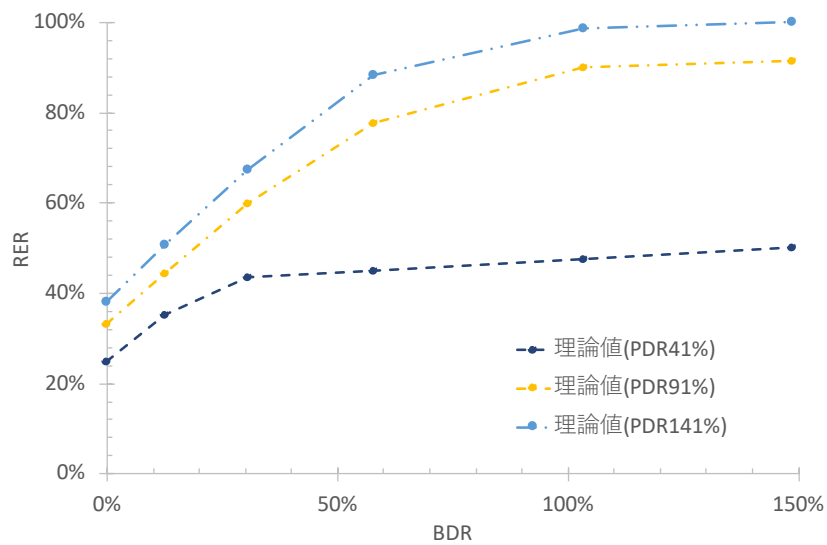


図 6.6 P2P 電力取引による最大 RER

6.5 P2P 電力取引戦略比較シミュレーション

P2P 電力取引市場におけるエージェントの入札価格戦略についてシミュレーションを使い検討する。シミュレーションは表 4.1 に示す条件に基づき実施し、バッテリー導入量に対する再生エネルギー率をシミュレーションにより計算する。

6.5.1 入札戦略

エージェントの入札価格戦略は表 6.3 の Case0-4 を設定する。表 6.3 における Vehicle 戦略の“最適入札”は第 6 章で述べた式 (5.5) および図 5.11 のフローチャートに従った線形計画法に基づく入札戦略を示し、Prosumer 戦略の“SOC 価格戦略”は第 5 章で述べた図 4.7 の入札価格マップに基づく図 4.8 のフローチャートで行われる入札を示す。Vehicle 戦略および Prosumer 戦略の“価格弾力性”は、価格弾力性が生じるように図 6.7 に示すように約定価格により取引量を変化させる戦略である。市場気配値を調べて入札量を変更する方法もあるが、ここでは本来の入札を 5 つに分割し、価格を ± 2 円/kWh の範囲で分けて入札する。この手法により、市場価格が安いほど買い約定量が増加し、高いほど売り約定量が増加することで Vehicle エージェントの入札が先着順で独占されることを防ぎ、より均等に取引される。

表 6.3 P2P 電力取引戦略シミュレーション

番号	ケース名	Vehicle 戦略	Prosumer 戦略
Case0	理論上限		
Case1	自家消費	なし	蓄電なし
Case2	V2G 入札最適	最適入札	固定価格入札
Case3	SOC 価格戦略	最適入札	SOC 価格戦略
Case4	価格弾力性	最適入札 + 価格弾力性	SOC 価格戦略 + 価格弾力性

6.5.2 P2P 電力取引戦略シミュレーション結果

P2P 電力取引市場におけるエージェントの入札価格戦略シミュレーション結果を表 6.4 に示し、以下に各ケースにおける考察を述べる。

Case0: バッテリー容量による理論上限

Case0 は電力融通やバッテリー充放電に伴う損失がなくシステム全体で 1 つのバッテリーとして扱うことができる理想的な場合の再生可能エネルギー率を式 (6.5) より求めた。表 6.3 に示すように需要エネルギーに対する再生可能エネルギーが 91% として、1 日平均需要の 66% に相当するバッテリー容量を 100% を使い切った場合、82.8% の再生可能エネル

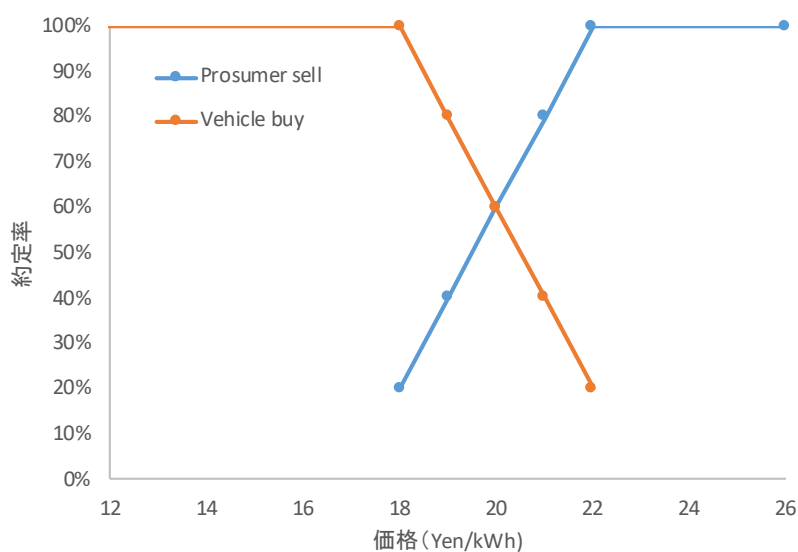


図 6.7 入札戦略による価格弾力性

表 6.4 P2P 電力取引戦略シミュレーション結果

番号	ケース名	PDR	BDR	再生可能エネルギー率
Case0	理論上限	91%	66%	82.8%
Case1	自家消費	同上	0%	33.2%
Case2	V2G 最適入札	同上	66%	71.1%
Case3	SOC 価格戦略	同上	同上	72.1%
Case4	価格弾力性	同上	同上	72.5%

ギー率になった。自家消費の 33.2% を直接利用しているため、91% の残り 57.8% が余剰再生可能エネルギーと考えられ、理想状態で使えた割合が 49.6% であるので、その差分 8.2% はバッテリー SOC 飽和による発電機会損失といえる。

Case1:PV 自家消費

Case1 ではバッテリー充放電を行わず PV 発電量を直接利用する状態である。この場合、図 6.6 の PDR91%、BDR0% の点に相当し、再生可能エネルギー率は 33.2%、再生可能エネルギー需用比 PDR91% との差 57.8% は発電機会の喪失である。

Case2:V2G 最適入札による電力融通

Case2 は定置バッテリーによる蓄電および EV の V2G 接続を行った場合である。Prosumer エージェントの売電戦略は可能な限り高値で売るため、通常はグリッド価格より 1 円だけ安く売り、バッテリー SOC が 95% 以上となることを避けるためだけにグリッド買取価格で売る。電動車の Vehicle エージェントは最適充放電戦略を取り、余剰再生可能エ

エネルギーを安く買い取り、夜間に高く売る戦略である。SOC および価格推移は図 6.8 となり、各 Prosumer エージェントのバッテリー SOC がそれぞれ独立して変化する。図 6.11 にシミュレーション結果の 7 日間全体を示す。上の段より需用電力、供給電力、バッテリー SOC、電力取引高、電力市場の箱ひげ図である。1,2 段目グラフの需用および太陽光発電量に合わせて最下段の取引価格で 4 段目の電力取引が行われ、3 段目のバッテリー SOC が変化しながら電力需要を満たしている。不足する電力は 2 段目の Grid に示す外部より供給される商用電力で補っている。

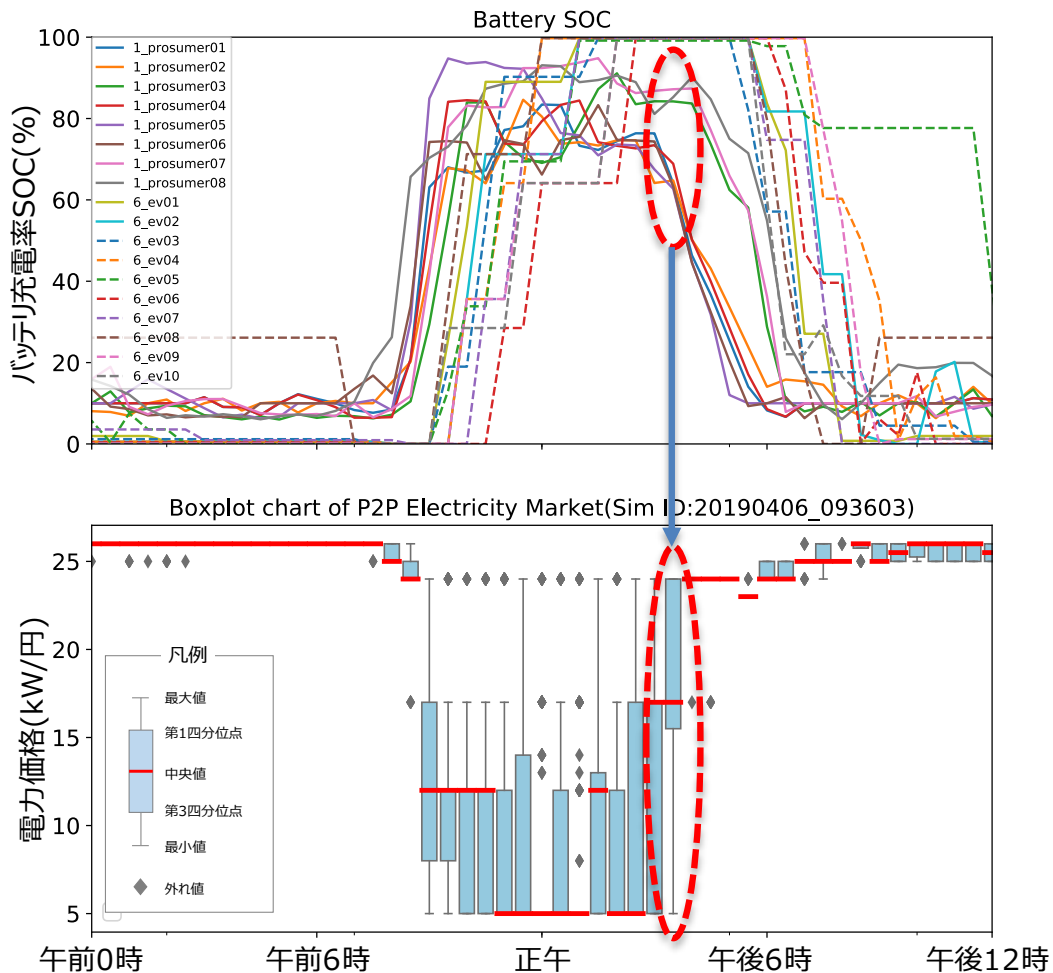


図 6.8 Case2 固定価格戦略による SOC 推移と取引価格推移

Case3: Case2+Prosumer SOC-入札価格連動戦略

Case3 では Case2 の Prosumer の戦略を、図 4.7 のように SOC に連動して入札価格を変化させる戦略に変更する。その結果、Prosumer の SOC が平準化され、図 6.10 のシミュレーション結果のように約定価格のばらつきが小さくなる。また、バッテリー需用比が 66% から 103% へ増加した場合においても図 6.12 に示すように SOC 平準化効果と共に

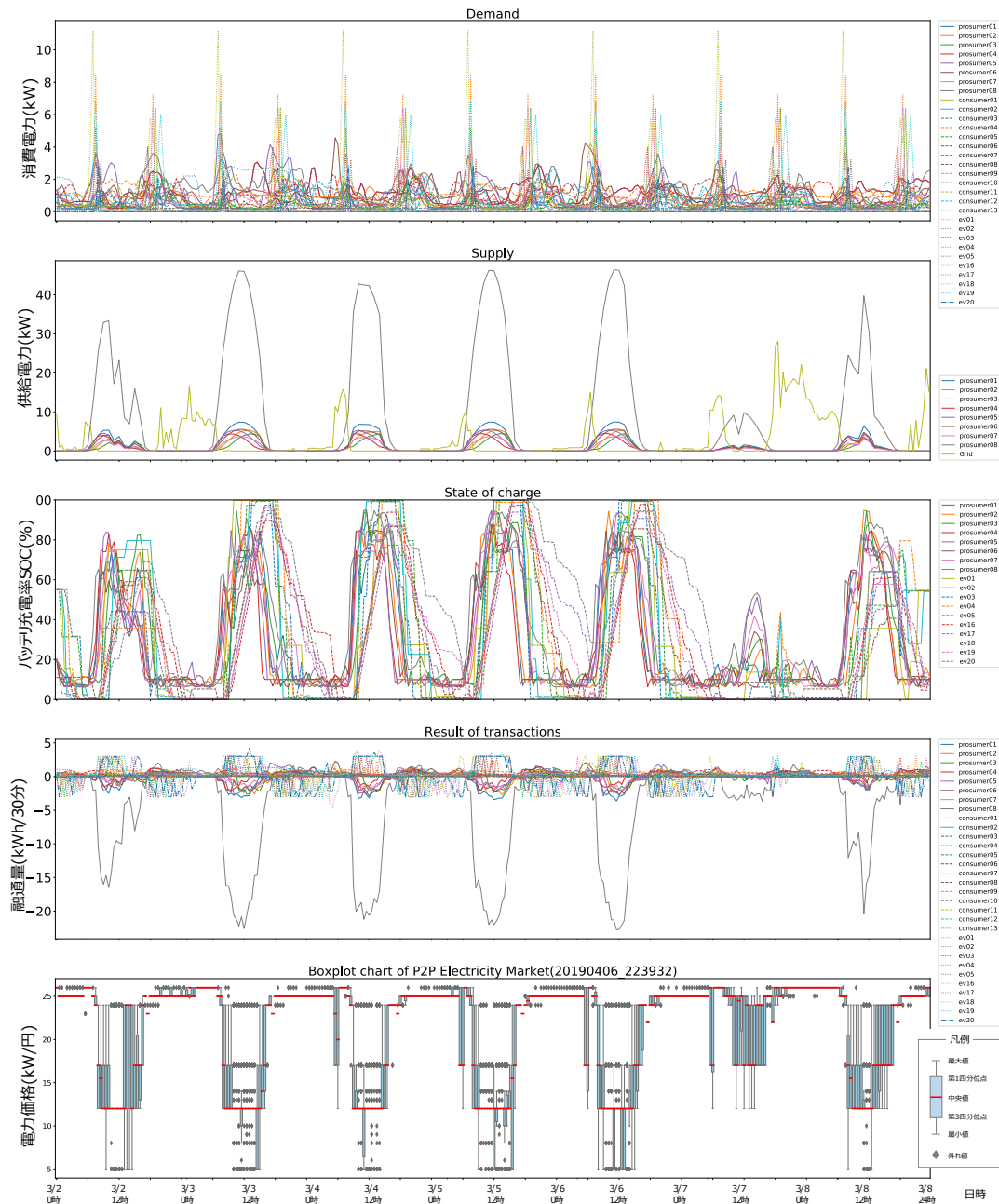


図 6.9 Case2 P2P 電力取引シミュレーション結果 (7 days, PDR 91%, BDR 66%)

再生可能エネルギー率も向上する。これは価格を調整し均等な取引を行うことが全体として、より再生可能エネルギー率の向上につながることを示している。図 6.11 にシミュレーション結果の全体を示す。上の段より需用電力、供給電力、バッテリー SOC、電力取引高、電力市場の箱ひげ図である。図 6.9 の SOC ベース価格戦略なしのケースと比較すると、下段の箱ひげ図の価格が連続的に変化し、電動車のバッテリー SOC がより均等に变化し、その結果が再生可能エネルギーの向上に現れている (図 6.15)。

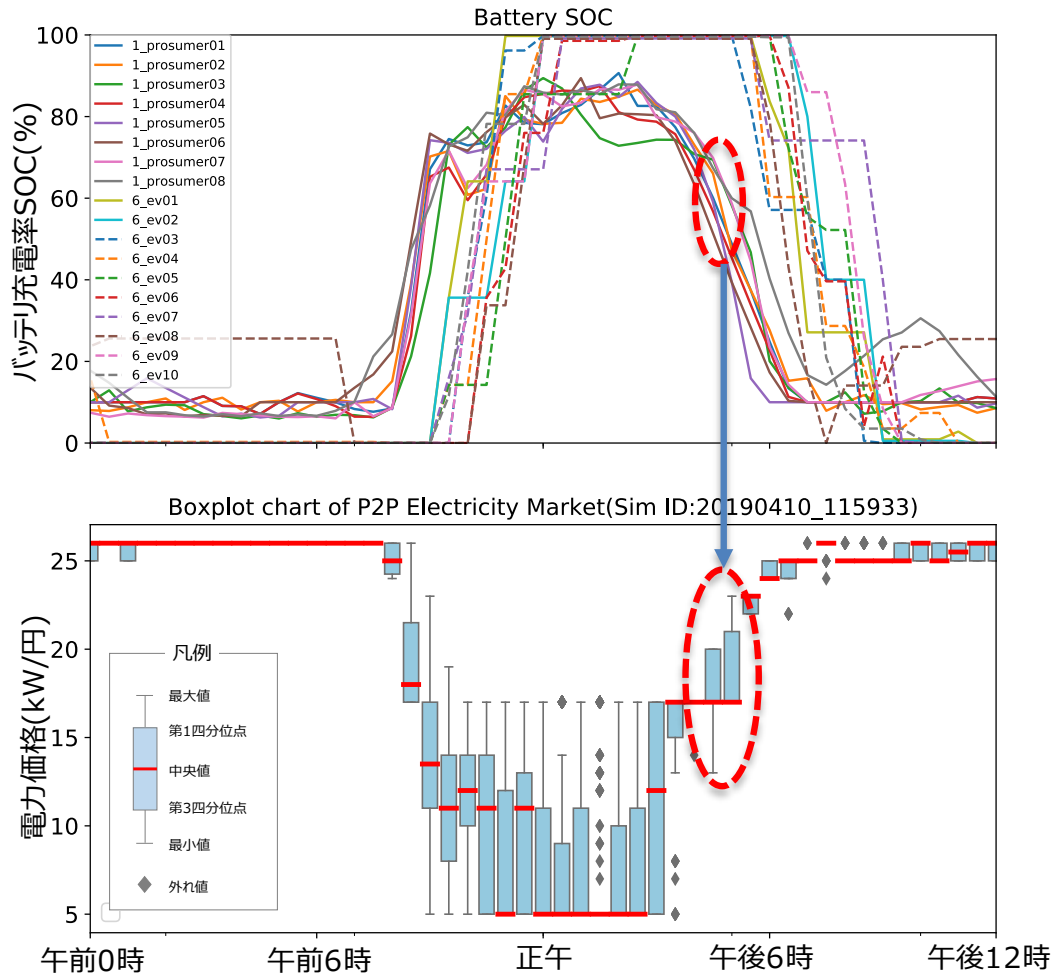


図 6.10 Case3 SOC 価格戦略による SOC 推移と取引価格推移

Case4: Case3+ 価格弾力性

Case4 は Case3 の Prosumer エージェントと Vehicle エージェントの入札戦略を、価格弾力性が生じるように図 6.7 に示すように約定価格により取引量を変化させる戦略に変更する。市場気配値を調べて入札量を変更する方法もあるが、ここでは本来の入札を 5 つに分割し、価格を ± 2 円/kWh の範囲で分けて入札する。この手法により、市場価格が安いほど買い約定量が増加し、高いほど売り約定量が増加することで Vehicle エージェントの入札が先着順で独占されることを防ぐ。

図 6.7 の価格弾力性を実装したシミュレーションでは、図 6.12 に示すように価格弾力性により再生可能エネルギー率が向上し、図 6.13 に示すように、同じ条件による 5 回の試行において価格弾力性がない場合は再生可能エネルギー率が 1% 程度の幅でばらついていたが、価格弾力性を導入したシミュレーションでは試行毎の再生可能エネルギー率の変動幅が約 0.2% と小さくなる。これは弾力性がない場合、お互いの入札価格により約定量

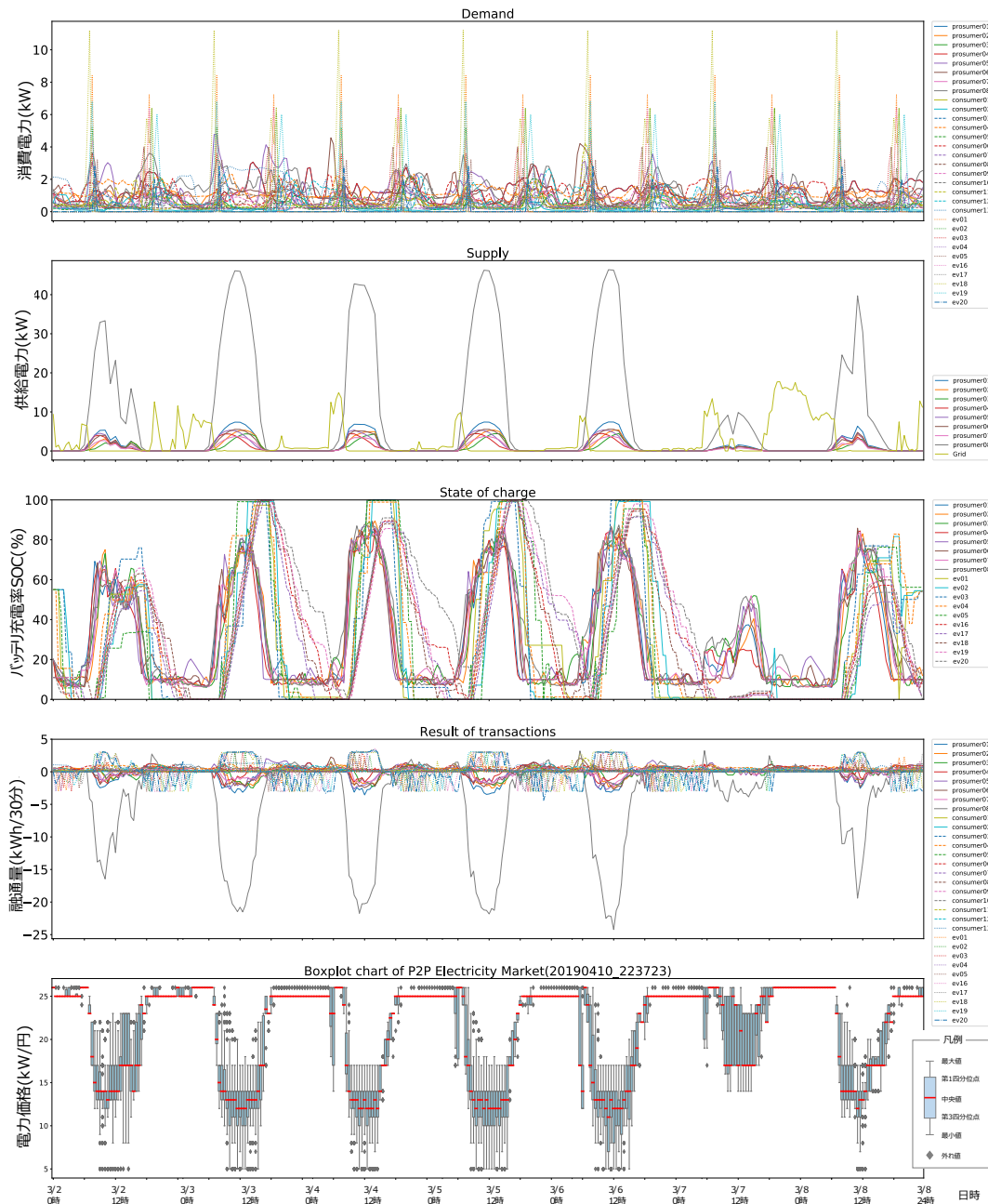


図 6.11 Case4 P2P 電力取引シミュレーション結果 (7 days, PDR 91%, BDR 66%)

が 0% と 100% の何れか両極に分かれることに対し、弾力性がある場合は入札価格の差により約定量が変化し、他の入札者と電力を分け合うことでより均等な電力吸収の結果、図 6.12 の右上グラフに示すように車両毎の最高充電率の差が減少し、図 6.13 に示すように再生可能エネルギー率が安定したと考える。

バッテリー容量の多寡による入札戦略の影響を調べるため、BDR66% に BDR103% 加え、シミュレーションを行い図 6.14 に示す結果を得た。何れのケースについても SOC 価格戦略および価格弾力性を適用した Case4 の再生可能エネルギー率がより高く、また電動

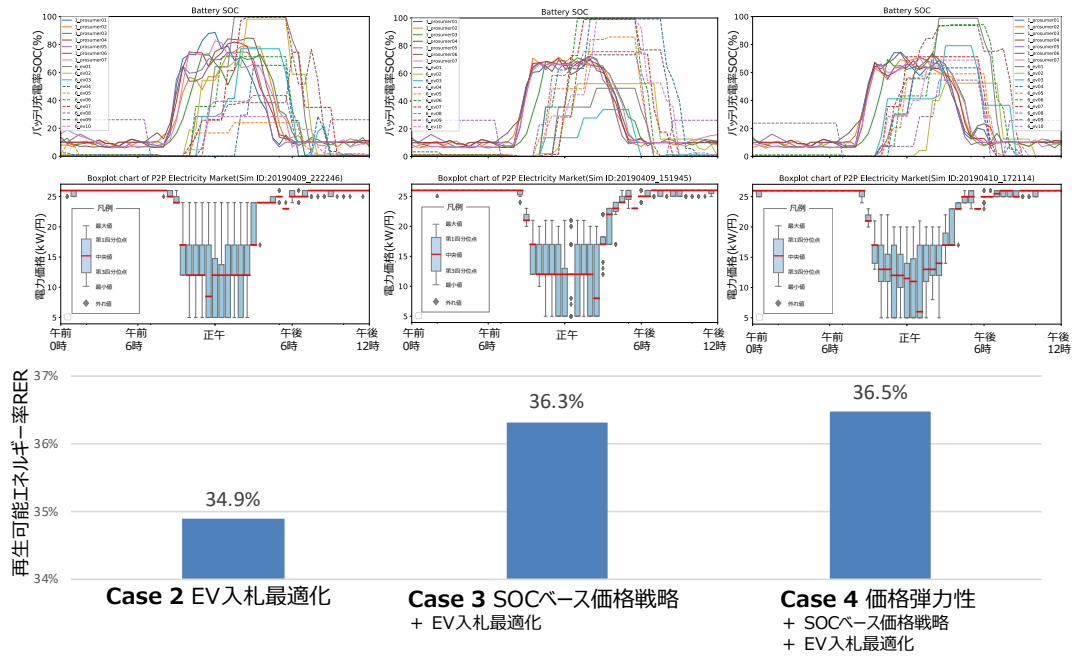


図 6.12 入札価格戦略による再生可能エネルギー率の変化

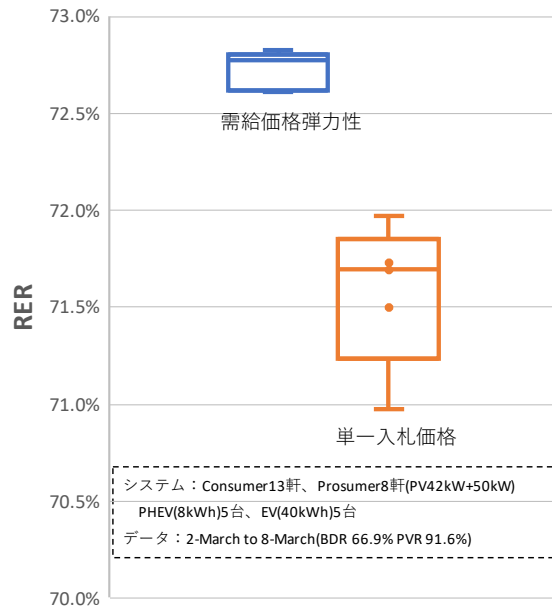


図 6.13 価格弾力性効果

車の SOC のばらつきも小さいことから先着順による取引独占の影響を緩和していると考えられる。なお価格弾力性手法の課題は分割入札による取引件数の増加であり、ブロックチェーンの処理負荷が増加することが懸念されるため、予め市場の気配値を調べ1回の入札で価格弾力性を実現するなど実装方法を改善する必要がある。

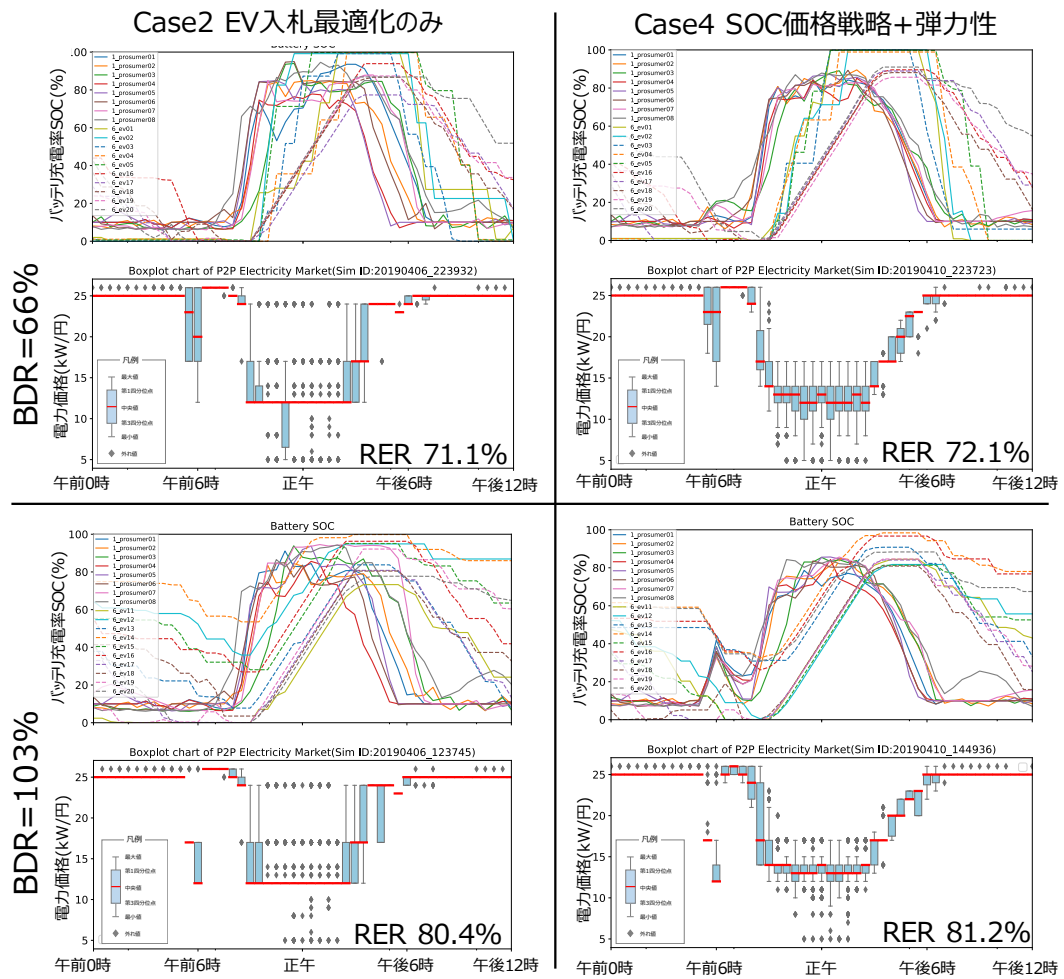


図 6.14 Case2 と Case4 における入札戦略比較

6.6 P2P 電力システムにおける電動車導入効果

以上の電力取引戦略の改善を織り込んだエージェントモデルを適用し、P2P 電力システムにおける電動車導入効果シミュレーションにより図 6.15 の結果を得て、期待通りバッテリー導入量に応じて RER が向上する。プロシューマのバッテリー SOC が 95% 未満で推移しているため、理論値との乖離は満充電による発電機会逸失ではなく V2G の充放電損失である。

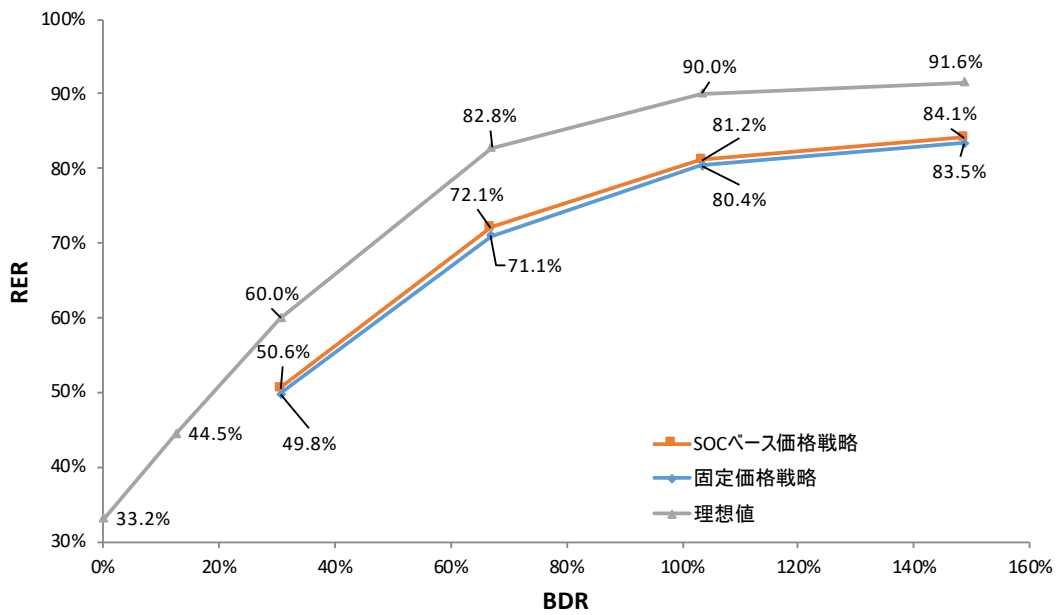


図 6.15 P2P 電力取引シミュレーション結果 (RER)

6.7 経済的メリット

ここで図 6.15 のシミュレーションにおける各エージェントの経済的メリットについて述べる。図 6.16 は各種エージェントの平均電力取引価格である。バッテリーの導入量に対して大幅な変動は見られないが、prosumer の売電価格だけは +50% と大幅に上昇している。これは Prosumer の余剰 PV 電力が Vehicle エージェントに買われることにより上昇したと考えられる。

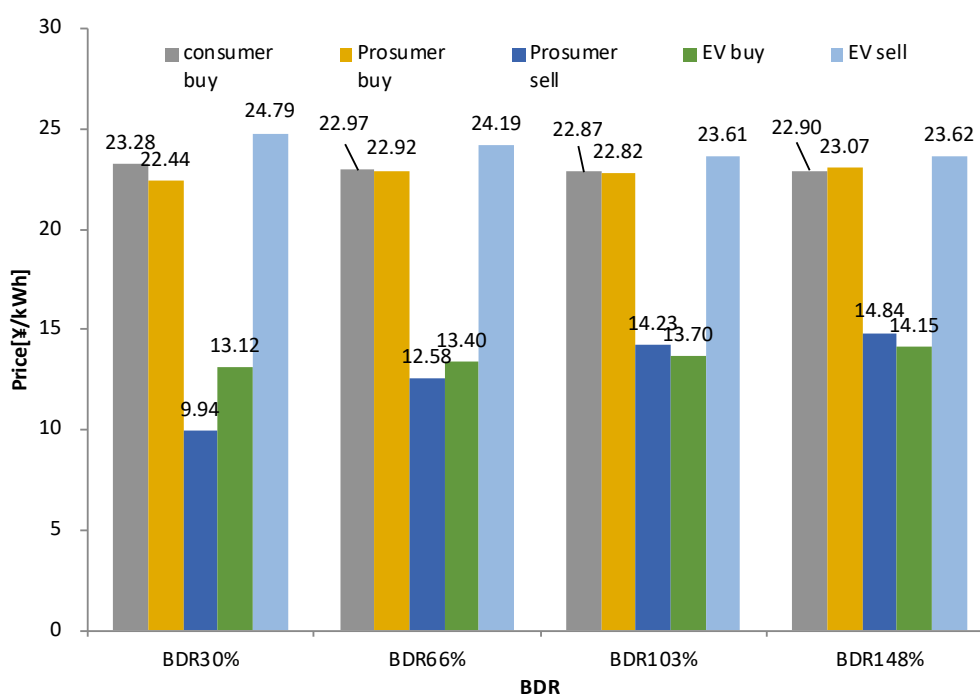


図 6.16 P2P 電力取引平均価格

その結果、図 6.17 が示すように Prosumer は電動車のバッテリー導入に伴い最も恩恵を受ける結果となった。Vehicle エージェントもバッテリー容量増加に伴い、主に売買差益で利益を挙げているが、バッテリーからの電力流入による買い入れ価格の上昇と売電価格の低下が起るため利益が抑制されている。また、Consumer エージェントは売買価格、利益ともに大きな変化はなく、これは Vehicle エージェントが利益を確保するためグリッド価格に近い値段で売電しているためと考えられる。

一方、配電網を支える電気事業者の観点では収入が低下すると配電網の維持が困難となるが、電力料金の売上と託送料金の売上の関係がバッテリー容量に対してどのように変化するか検討する。バッテリー容量が大きくなると再生可能エネルギーがバッテリーを介して利用され電力売上は低下するが、実証試験が想定する売電価格 18 円/kWh、託送料 8 円/kWh とした場合の需用バッテリー容量比 BDR と電力売上収入、託送料収入の関係をシミュレ-

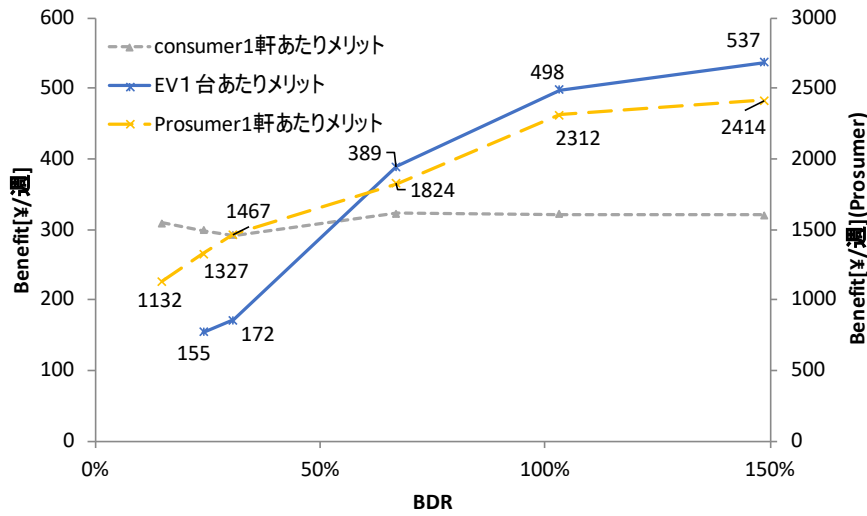


図 6.17 P2P 電力取引利益

シヨンにより計算し図 6.18 に示す。このケースではバッテリー容量需用比 BDR が 0% から 148% に増加した場合を比較すると、電動車を含む 20 軒の 1 週間あたりの電力売上は約 34,000 円低下し、託送料収入が約 14,000 円増加することで電気事業者の売上は 2 万円/週の減収となる。その理由は消費者は電気事業者に対し電力を 18 円/kWh で買う代わりに 8 円/kWh の託送料を支払うためであり、電力料金が託送料を大幅に上回る状態で電動車 V2G などでバッテリー容量が増加した場合に、電気事業者の収入が減少する可能性があることを示している。さらに、電力システムに組み込まれる分散配置された再生可能エネルギー発電能力と蓄電能力の増加に伴い、電気事業者の収入が売電から送配電主体へ転換することを示している。

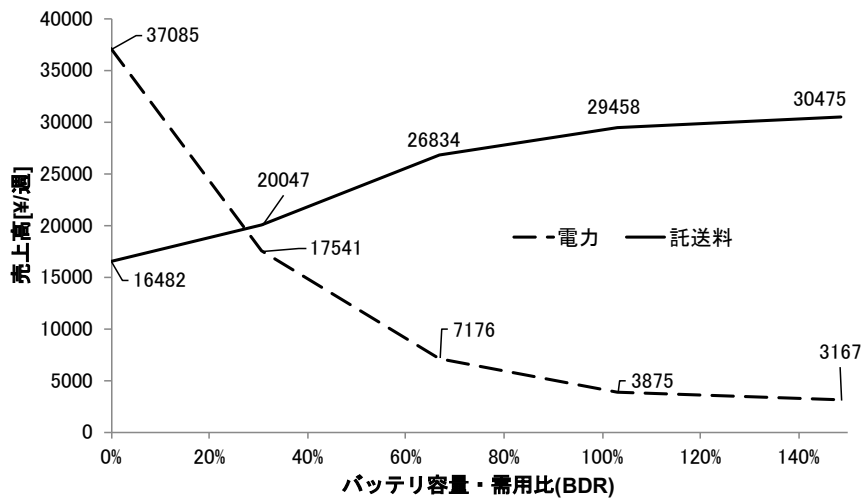


図 6.18 グリッド電力取引利益

6.8 再生可能エネルギーと需要の季節変動

実証試験において利用者の経済性の課題を調べるため、各月の17日午前0時–23日午後12時について季節変動による影響をP2P電力取引シミュレーションにより計算する。図6.19は各月の需要とPV発電量の推移である。1週間の平均であるため天候の影響で大きく変動しているが、一般的な傾向と同様に冬季の1月が需要と供給のギャップが最も大きく、電力の不足が顕著となる。これは空調需用変動などの季節要因や、地域の緯度による日照時間変化や天候などによる再生可能エネルギー発電能力変動によるものと考えられ、図6.19のケースでは需用変動幅がピーク値/最低値で約150%であるのに対し、再生可能エネルギーである太陽光発電の供給量変動幅のピーク値/最低値が約300%と大きく、一日単位の需給調整では対応できないことを示している。

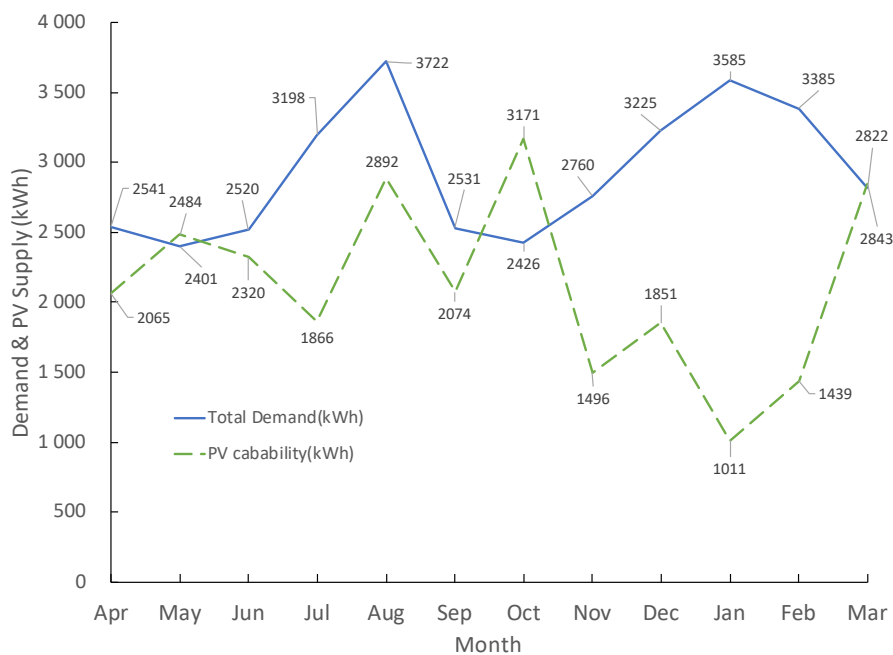


図 6.19 P2P 電力取引シミュレーション入力（1年，需要，PV 発電量）

図 6.19 を PDR と BDR に換算すると、図 6.20 になり、これを P2P 電力取引シミュレーションで計算し図 6.21 の結果を得た。図 6.21 に示したように、例えば 10 月に 90% 近い再生可能エネルギー率が期待できる一方、1 月は 26% と落ち込み、図 6.19 に示した自然由来の再生可能エネルギーと一般家庭需要の需給ギャップの季節変動が再生可能エネルギー率向上の課題の一つである。時間的、電力的にも大きなギャップであるため、これを解決するためには長期の大容量蓄電サイクル、例えば電力による水素やアンモニアの製造・貯蔵システムと、燃料電池などの発電システム等が必要である。

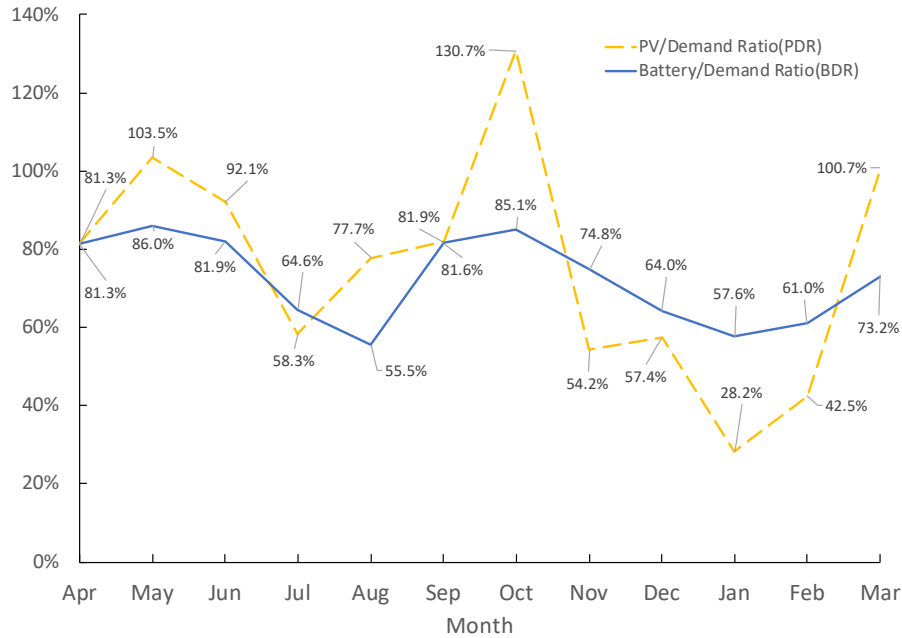


図 6.20 P2P 電力取引シミュレーション条件（1年，バッテリー需用比 BDR，PV 需用比 PDR）

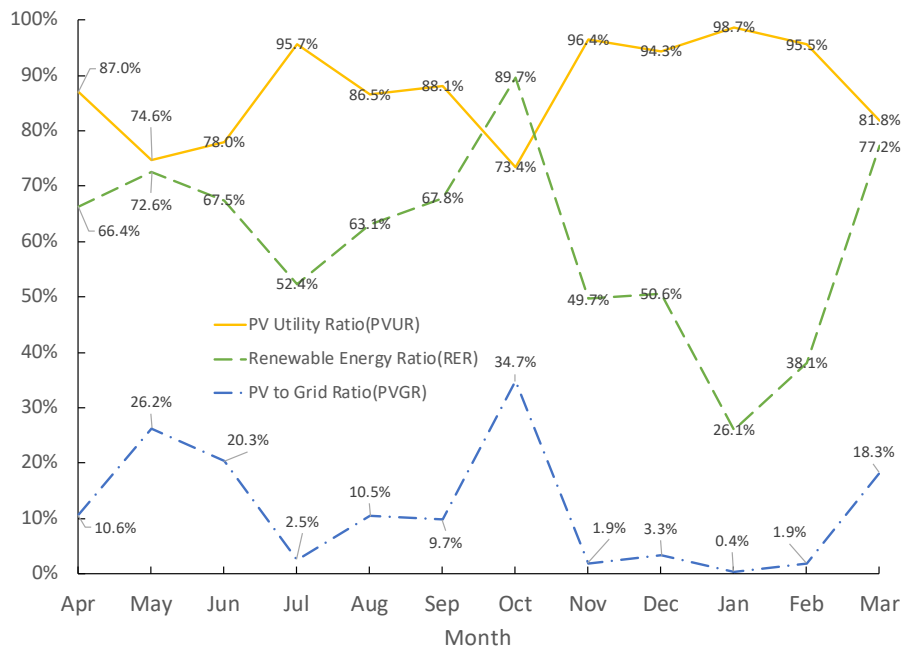


図 6.21 P2P 電力取引シミュレーション結果（1年，PV 稼働率，再エネ率 RER）

6.9 P2P 電力市場における VPP 機能

集中制御による充放電管理手法の一つに VPP(仮想発電所)があるが, P2P 電力市場においても取引エージェントが電力価格の騰落に対して最適化を行うことを利用し, 図 6.22 に示すように需要急増時の予測価格を各エージェントに予告することで, Vehicle エージェントの最適化ロジックの式 (5.5) を変更することなく, 特定時間帯の充放電を促すことで需給変化の緩和が期待できる。

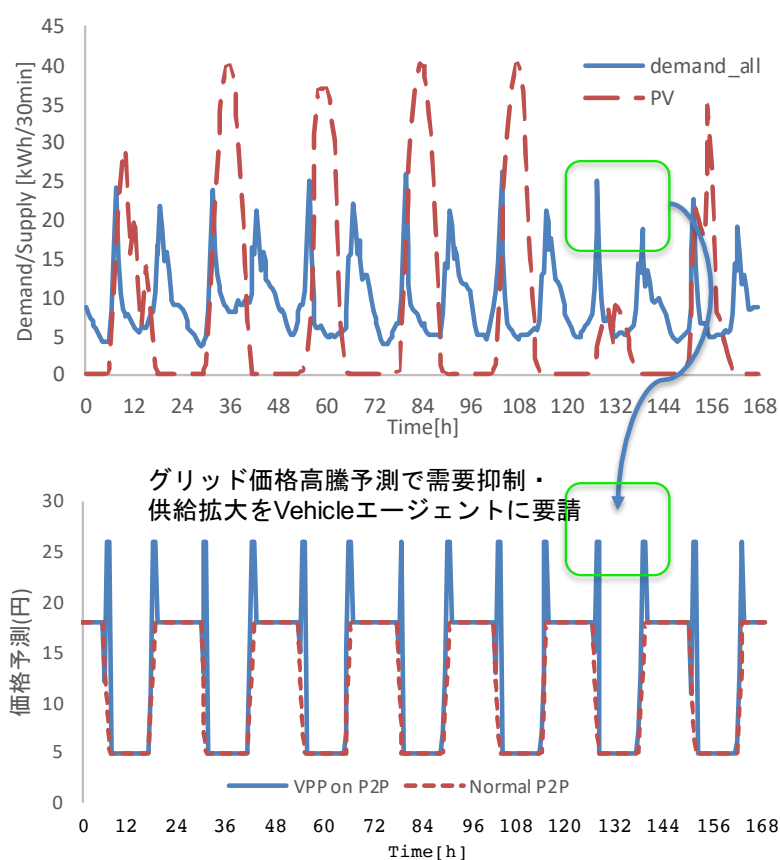


図 6.22 P2P 電力市場における VPP 機能の実現戦略

図 6.23 にグリッド供給電力のシミュレーション結果を示す。シミュレーションモデルは図 6.1 を使用し, 条件およびサンプルデータは表 6.1 および表 6.2 である。接続される電動車はバッテリー容量 8kWh と 40kWh の PHV がそれぞれ 5 台ずつである。VPP 機能の違いは Vehicle エージェントに通常の価格予測データに, 需要が急増する時間帯の 6:00–7:00 および 17:30–18:30 にグリッドの VPP 指令を加えた情報を与えたことであり, 制御ロジックには変更を加えていない。該当する時間にグリッドの買取価格を通常の 5 円から 26 円にすることで, 該当時間帯にグリッド接続をする予定の Vehicle エージェントが利益を出そうと放電した結果, 図 6.23 に示されたように VPP 指令なしのときに見ら

れた電力需要ピークが VPP 指令ありの場合、抑制されている確認できた。また却って需要が増加している時間帯もあるが、これは Vehicle エージェントの蓄電量に限りがあるため、電力を使い果たした車両が SOC を回復させているものと考えられる。

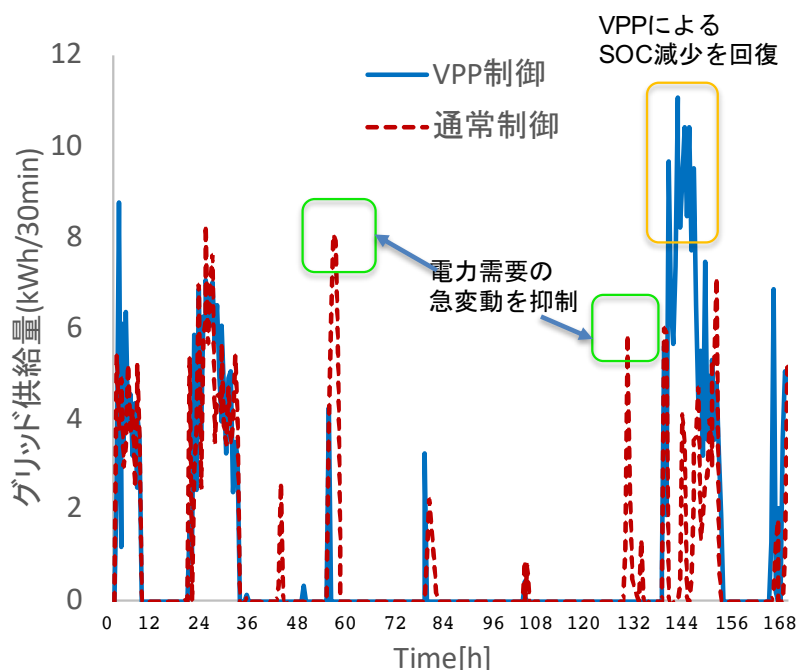


図 6.23 P2P 電力市場における VPP 機能の実現

以上のように、P2P 電力市場において買取価格の一時的な高騰を予告して行うことで、集中制御による VPP と類似した制御手法が有効であることが確認でき、P2P 電力取引システムが VPP 機能を包含している可能性を示している。また、アグリゲータによる発電指令や DR 制御を利用した VPP の場合、事業所の自家発電機など利用した需給調整を行うが [72]、P2P 電力市場の場合、買取量を決めて実行できるため、参加 Vehicle ノードに十分な蓄電量があれば目標発電量に収めることができる可能性がある。また高い売電価格ほど式 (5.5) の線計画法の解に取り入れられやすくなる一方、提示電力価格の設定には制限があり、売電価格に託送料を加算した価格を超える買電価格を提示する場合、グリッドから買ってグリッドへ売るといった裁定取引が行われる可能性がある。グリッドにとっては VPP の効果が相殺されてしまうため、このような裁定取引は避けなければならないため提示できる価格の上限はグリッド売電価格に託送料を足したものになる。また、事業所など高圧受電で託送料の優遇を受けている EVPS に接続している Vehicle エージェントは裁定取引を行いやすいため、売り入札と買い入札を同時に実施できないなど何らかの制約を与える必要がある。

次にバッテリー容量が 8kWh の電動車 5 台 (ev01-05), 40kWh の電動車 5 台 (ev16-20) を参加させると, 図 6.25 となり Grid ノードが中心から移動し, 大型 PV 装置を備える事業所 (Prosumer10) や大容量バッテリーを備える電動車 (ev16-20) が電力供給の中心を担っていることがわかる. これは電動車のバッテリーにより Prosumer ノードの PV 電力が各ノードに分配されるようになり, Grid ノードからの電力供給量が低下したことを示している. シミュレーションの時系列出力結果を付録の図 A.13 に示す.

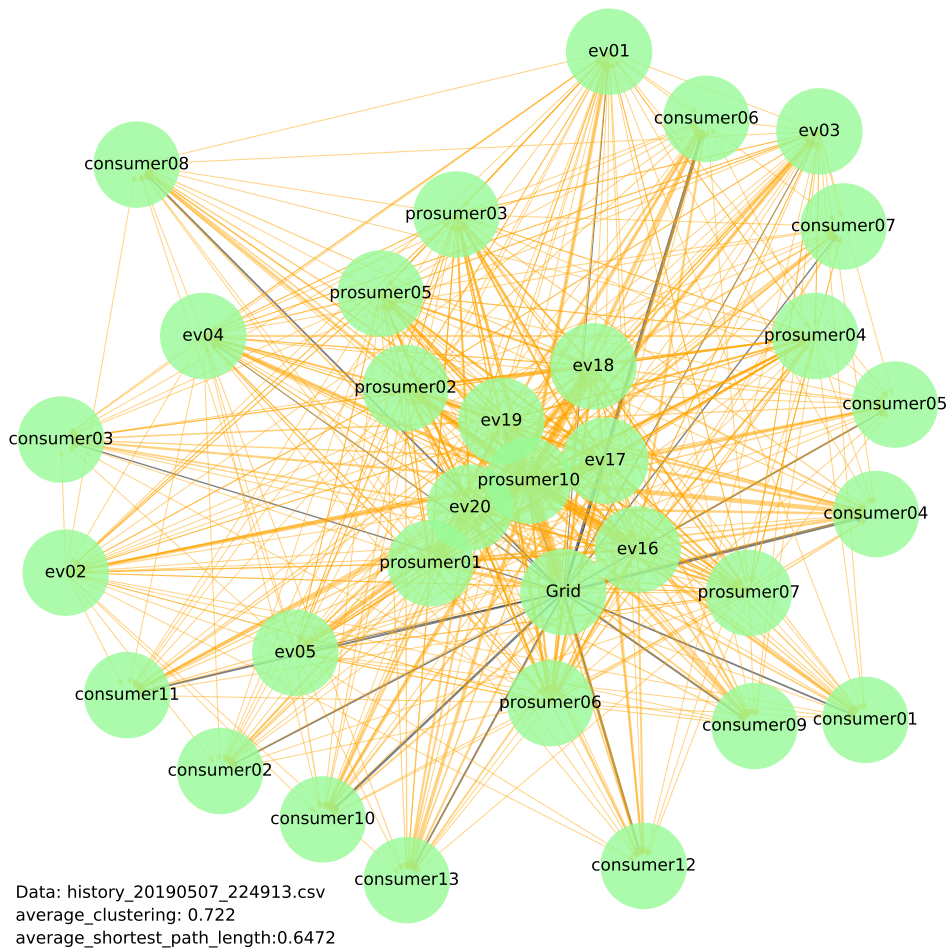


図 6.25 P2P 電力取引ネットワーク (PDR 143%, BDR 66%)

電動車を 40kWh の EV10 台になると図 6.26 のように Grid ノードが端部へ移動し、PV 装置を備える事業所 (Prosumer10) やプロシューマー (Prosumer01-07) と大容量バッテリーを備える電動車 (ev11-20) が電力供給の中心を担っていることがわかる。これは図 6.25 に較べて Grid ノードからの電力供給量がさらに低下し、Prosumer ノードと電動車が電力システムの主要電源へ変化したことを示している。シミュレーションの時系列出力結果を付録の図 A.14 に示す。

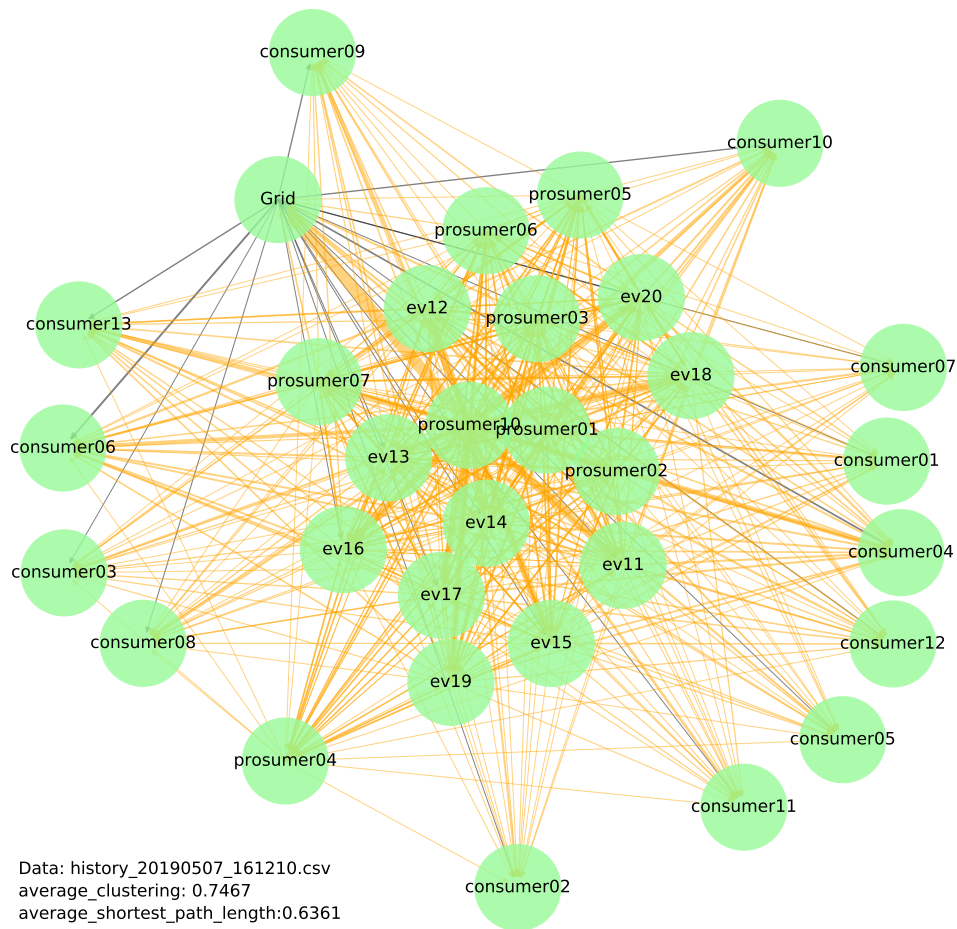


図 6.26 P2P 電力取引ネットワーク (PDR 143%, BDR 103%)

最後に電動車を 60kWh の EV10 台 (ev21-30) にすると図 6.27 になり，大容量の PV を持つ事業所 (prosumer10) と電動車 (ev21-30) により主な電力ネットワークが形成され，Grid ノードは取引高がさらに低下し外縁部へ移動している．ただし PV 発電量が低下する悪天候や夜間には電力が不足するため黒線の非再生可能エネルギーの供給は細く残る一方，太い橙線が事業所から Grid ノードへ向かい，余剰再生可能エネルギーの外部への流出を表している．シミュレーションの時系列出力結果を付録の図 A.15 に示す．

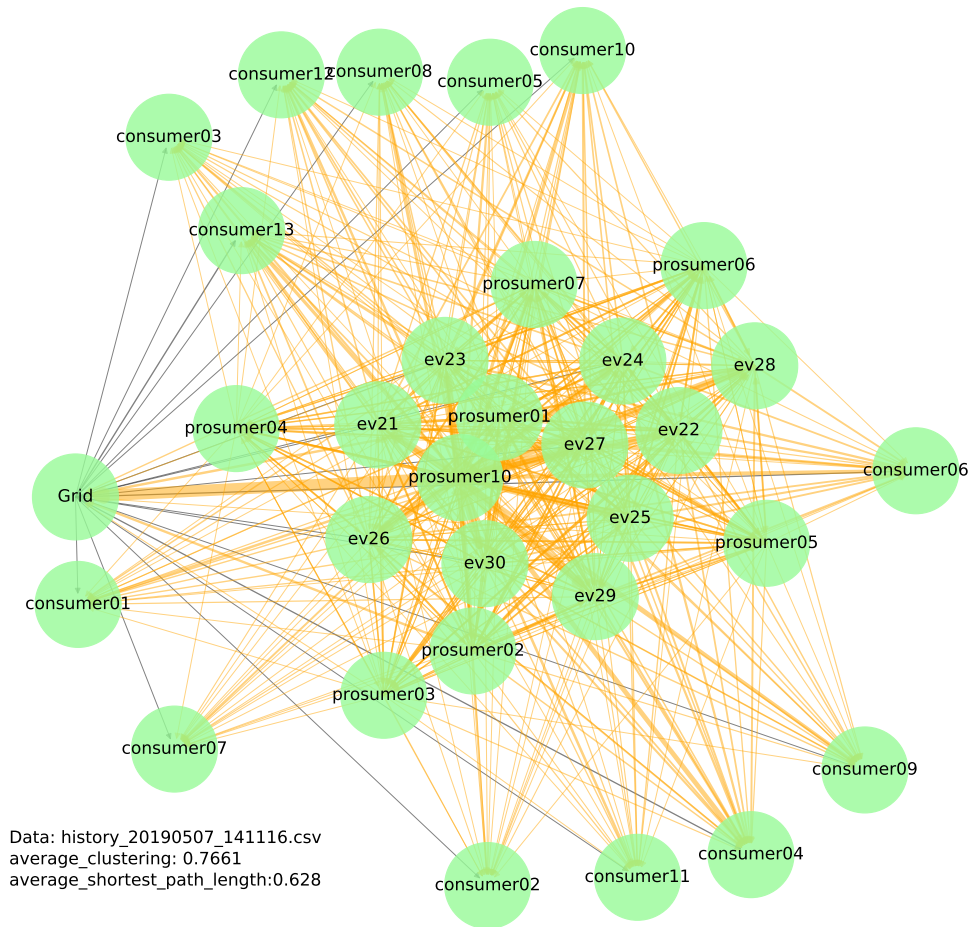


図 6.27 P2P 電力取引ネットワーク (PDR 143%, BDR 148%)

以上の結果をまとめると図 6.28 のグラフとなる。電動車のバッテリー容量の増加に伴い再生可能エネルギー率が向上するが、同時に平均クラスタ係数も微増している。これは各ノードの電力取引先が電動車のバッテリー容量の増加に伴い増えていることを示し、より冗長性の大きなネットワークへの変化と考えられる。

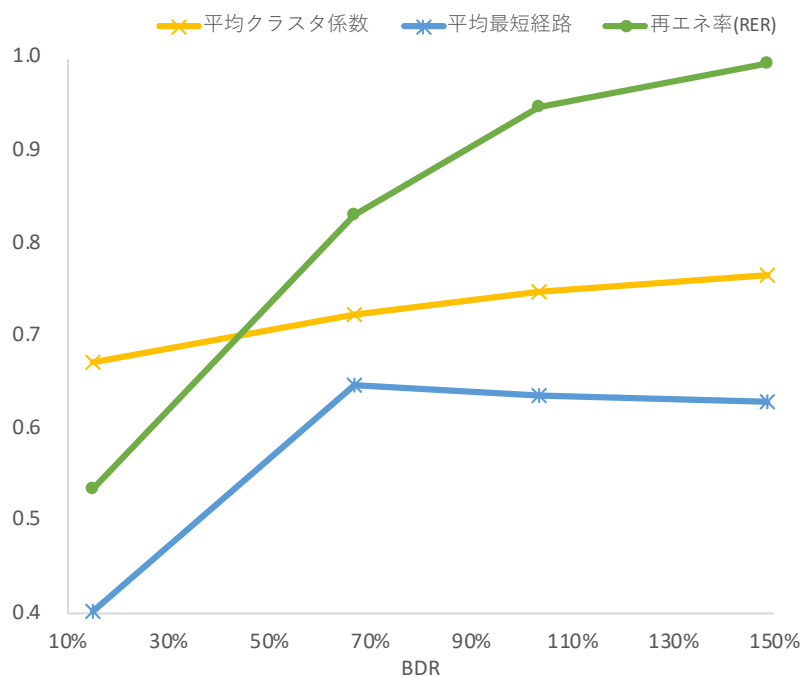


図 6.28 電動車 V2G 導入による P2P 電力取引ネットワークの変化

第7章

V2G/P2P 電力取引システム実証試験

7.1 トヨタ自動車東富士研究所実証試験概要

本研究成果に基づいた V2G/P2P 電力取引システム実証試験を静岡県裾野市において本年6月より開始し(図 7.1)。実施期間は1年間を予定している。表 7.2 に実証試験参加ノード一覧を示す。Consumer エージェントおよび Prosumer エージェントが管理する各ノードにおいて、一般消費者の行動に伴う電力消費を観測するため、参加者の自宅住居を割り当て必要な機器を設置した。参加者は本研究の共同研究パートナーであるトヨタ自動車株式会社の東富士研究所(静岡県裾野市)に勤務する従業員20名である。電動車は表 7.2 に示した参加ノードのうち EVPS 欄に表示のある9ノードに各1基の EVPS を設置し、バッテリー容量 8.8kWh の PHV を参加者へ貸与した。また運用予測のために出退勤時間と通勤距離をヒアリング(表 7.1)し、参加者は帰宅時には V2G 接続操作(図 7.3)を実施する。また事業所として参加頂いたトヨタ自動車東富士研究所にも V2G 専用駐車場に EVPS を 10 基設置し、参加者が出勤時に V2G 接続操作を行う。

表 7.1 東富士研究所 P2P 実証参加車両リスト ('19/8 月時点)

No.	出発時刻	出勤時刻	退勤時刻	帰宅時刻	片道距離	登録番号	年式・車種	電池容量
1	6:35	7:10	18:00	18:30	28km	9713	'19 トヨタ Prius PHV	8.8kWh
2	7:00	7:35	18:40	19:10	14km	9717	'19 トヨタ Prius PHV	8.8kWh
3	8:00	8:30	19:30	20:00	15km	9714	'19 トヨタ Prius PHV	8.8kWh
4	8:30	8:50	18:30	18:50	13km	9719	'19 トヨタ Prius PHV	8.8kWh
5	6:20	7:00	18:50	19:30	14km	9720	'19 トヨタ Prius PHV	8.8kWh
6	8:30	9:30	22:00	23:00	30km	9716	'19 トヨタ Prius PHV	8.8kWh
7	8:20	8:35	20:30	20:45	5km	9715	'19 トヨタ Prius PHV	8.8kWh
8	8:20	8:35	20:30	20:45	0km	9718	'19 トヨタ Prius PHV	8.8kWh
9	7:30	7:45	19:45	20:00	8km	9722	'19 トヨタ Prius PHV	8.8kWh

表 7.2 東富士研究所 P2P 実証参加ノード一覧

カテゴリ	Node Name	PV	EVPS(for V2G)	Battery	Grid connection
消費	Consumer1-1				低圧受電
	Consumer1-2				低圧受電
	Consumer1-3				低圧受電
	Consumer1-4				低圧受電
	Consumer1-5				低圧受電
	Consumer1-6				低圧受電
消費 + V2G	Consumer2-1		6kW		低圧受電
	Consumer2-2		6kW		低圧受電
	Consumer2-3		6kW		低圧受電
	Consumer2-4		6kW		低圧受電
	Consumer2-5		6kW		低圧受電
	Consumer2-6		6kW		低圧受電
	Consumer2-7		6kW		低圧受電
消費 +PV	Prosumer1-1	4.8kW			低圧受電 (逆潮あり)
	Prosumer1-2	7.2kW			低圧受電 (逆潮あり)
消費 +PV+ 蓄電	Prosumer2-1	5.4kW			低圧受電 (逆潮あり)
	Prosumer2-2	4.8kW			低圧受電 (逆潮あり)
	Prosumer2-3	6.0kW			低圧受電 (逆潮あり)
消費 +PV+V2G	Prosumer3-1	検討中	6kW		低圧受電 (逆潮あり)
消費 +PV+ 蓄電 +V2G	Prosumer4-1	4.2kW	6kW	4.5kWh	低圧受電 (逆潮あり)
事業所	Office	50kW	6kW×10 基		高圧受電



図 7.2 電動車 V2G 実証風景



図 7.3 電動車 V2G 接続操作

図 7.4, 図 7.5 に実証試験における電動車の SOC 変動パターンを示す。何れのケースについても 7/1-7/8 の期間はシステム調整中のため、不規則な充電パターンになっているが、評価を開始した 7/8-21 の期間、平日は自宅と事業所にて充電し、表 7.1 のヒアリング回答時刻付近の走行で消費し、概ね SOC10-80% の間で推移している。なお今回使用した車両ではハイブリッド走行制御に必要な充放電能力を維持する等の都合上、EVPS による充放電では SOC10% 未満や SOC90% 以上にならない。また車載メータの表示で SOC0% を示している状態で V2G システム上で約 10% の SOC となっている。従ってカタログ上のバッテリー容量を V2G で全て活用できるわけではないが、仮に SOC を 100% にしたとしてもバッテリーへの充電で車両を減速させる回生ブレーキ機能の一部に制約が発生するためエンジンが始動してしまう等の影響がでる程度であり、V2G で利用可能なバッテリー SOC 範囲は今後検討する必要がある。

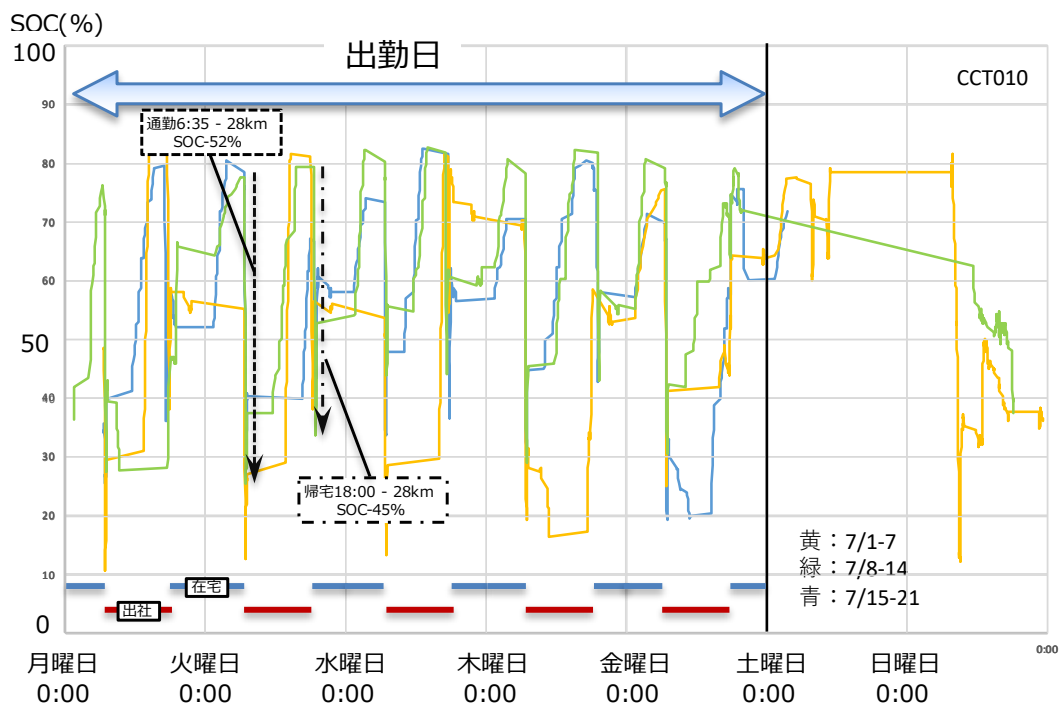


図 7.4 電動車両 No.1 運用状況

個々の状態を詳細に調べると、図 7.4 の車両 No.1 は事業所への通勤・帰宅時に SOC を 45-50% 程度消費しているのに対し、図 7.5 の車両 No.2 は通勤時に SOC が増加し、帰宅時には SOC を 50% 以上消費している。これは事業所と自宅の標高差によるものと判明していて、車両 No.1 のユーザー宅は事業所 (標高約 300m) より低い位置にあるのに対し、車両 No.2 のユーザーの自宅は事業所より 700m 高い標高にあるため、通勤時の下り坂で位置エネルギーを運動エネルギーに変換し、それをモーターで回生しバッテリーへ蓄えることで SOC が上昇したものと考えられる。逆に帰宅時は登坂のため走行距離が半分の車両 No.1 よりも SOC を多く消費している。これまで車両 No.2 のように走行中に SOC が増

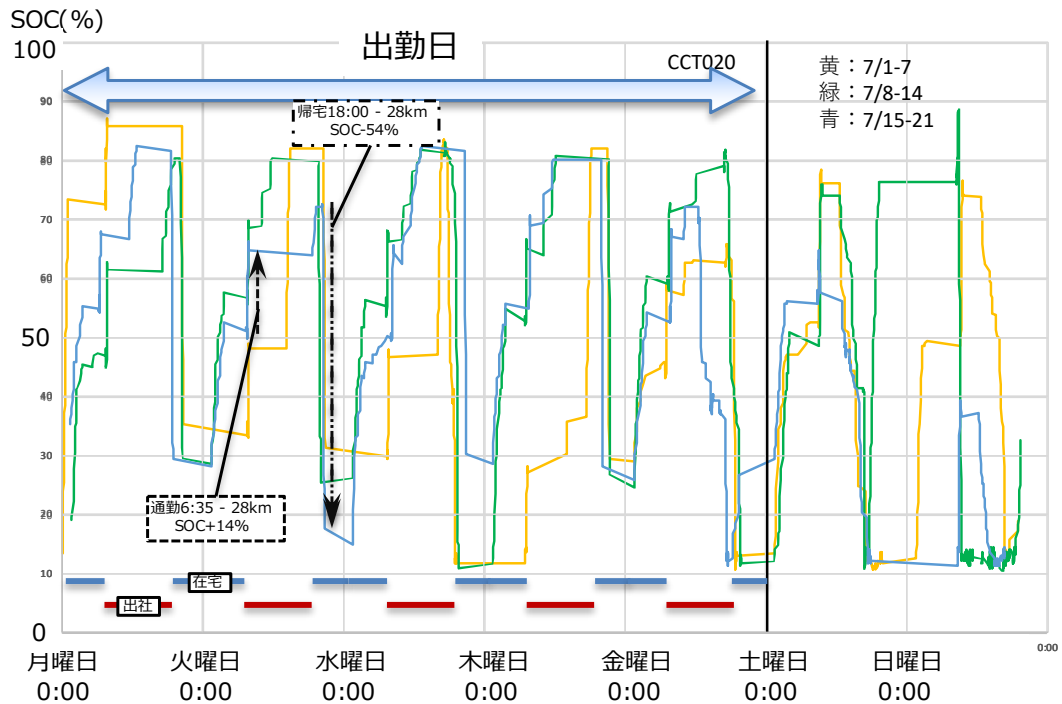


図 7.5 電動車両 No.2 運用状況

加するケースについては想定されていなかったが，図 5.11 において，走行エネルギー確保のための SOC 制約を与えるための $SOC(i)$ 推定値計算における走行予測値 $\Delta SOC(i)$ に負の値を許容することで対応する。

7.2.2 P2P 電力市場運用状況

図 7.6 に電力取引の約定実績を示す。7/7 までの立ち上げ調整期間を経て、7/8 より実証試験を開始したが 7/8-7/31 の約定件数は平均 620 件で、7/20-21(土曜日・日曜日)と 7/26-27(金曜日・土曜日)の約定件数がトラブル等で大きく低下した以外は問題なく稼働した。しかし消費電力の時系列データなどに欠損が発生しているため、シミュレータによる検証やインバランス改善などは今後の課題とする。

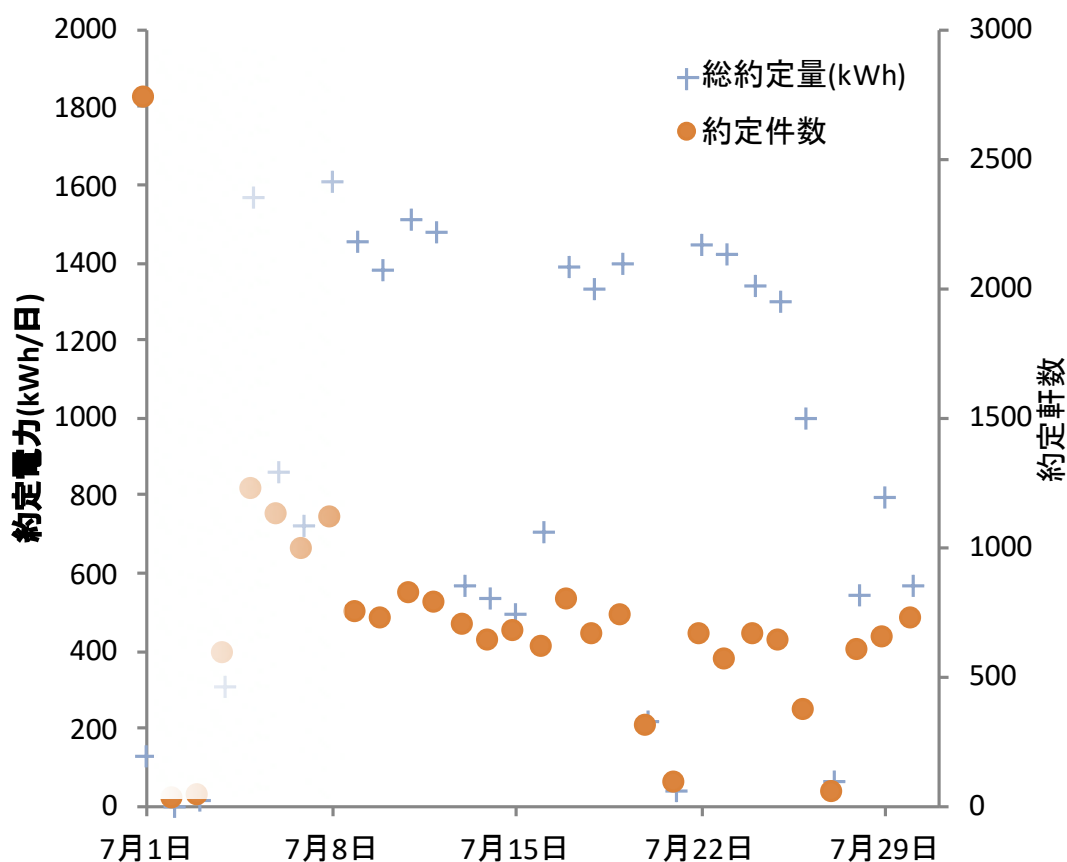


図 7.6 東富士研究所 P2P 実証システム約定状況

図 7.7 に約定価格実績を示す。現時点では太陽光発電量が需要に対して不足しており、発電したノードで自家消費されるため、図 7.7 に示した電力取引実績価格は、同じグラフにプロットした日照時間の影響をほとんど受けていない。P2P 電力取引の課題を明らかにするためにも、今後 Prosumer ノードへの太陽光発電装置増設を実施し、P2P 電力市場にて活発に売買される状況を作り出すことを計画中的である。

以上のように実証試験を開始し間もない状態でトラブルも発生しているが、本研究の提案した Vehicle エージェントが式 (5.5) のコスト関数を最小化し P2P 電力市場を介して充電用電力を調達している様子が図 7.4、図 7.5 にて確認できた。今後は時系列データ収集

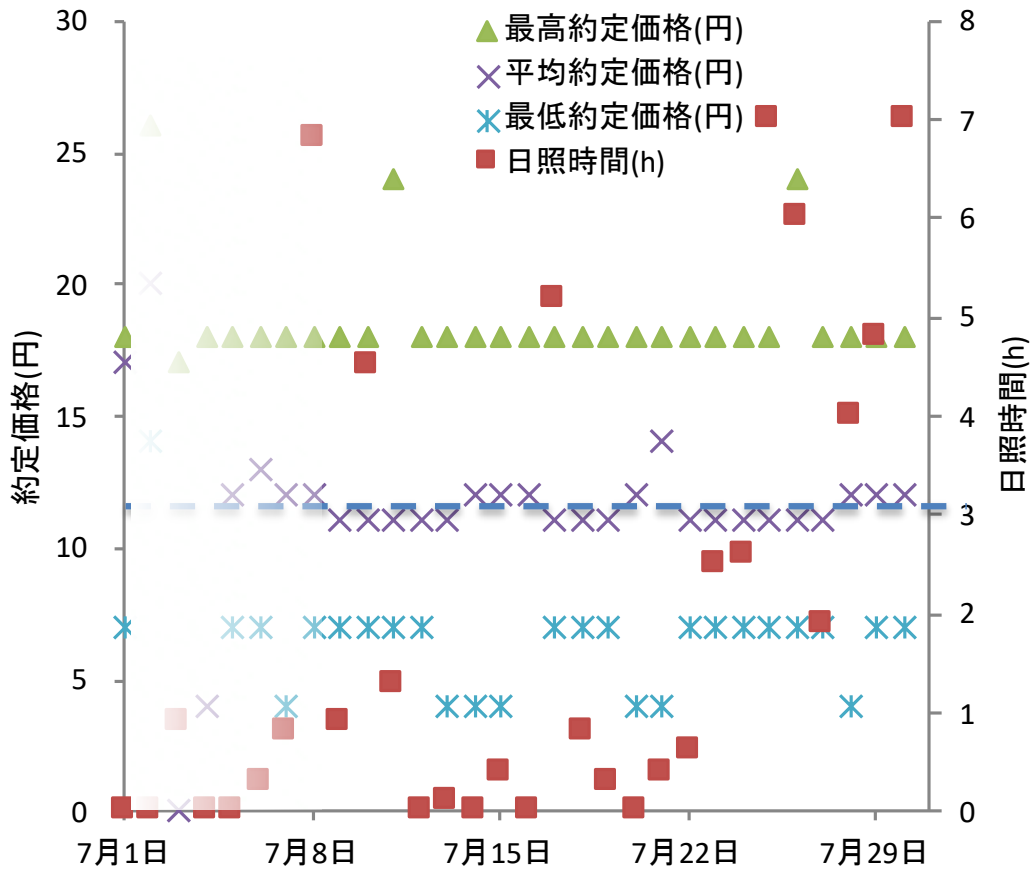


図 7.7 東富士研究所 P2P 実証システム約定価格

の精度を向上させて、シミュレータによる検証を通して本研究の目的である電動車 V2G による再生可能エネルギー率の向上効果を確認する。

第 8 章

結論

8.1 まとめ・考察

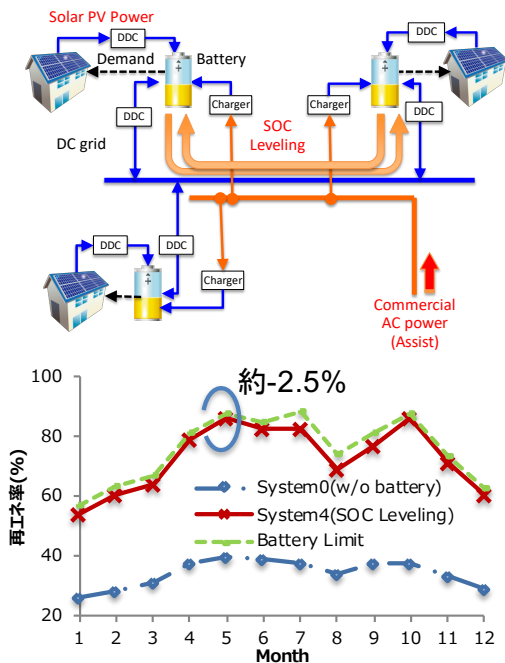
本研究では第 2 章においてバッテリーと太陽光発電装置を分散配置した電力システム、具体的にはバッテリーを含む DC ナノグリッドを間欠送電 DC バスで結合した自律分散型 DC マイクログリッドシステムにおける、電力融通制御手法について検討し、SOC 平準化による再生可能エネルギー向上の可能性を示した。再生可能エネルギー率向上のために、システムパラメータとして需要に対する再生可能エネルギーの量的ポテンシャルを太陽光発電需用比 BDR と、日々の需要サイクルに対するバッテリー容量のポテンシャルをバッテリー容量需用比 BDR と定義し、効能指標として再生可能エネルギー率 SRR(RER) と太陽光発電設備稼働率 SOR を定義した。その指標をもとに再生可能エネルギー率を高めるために必要な再生可能エネルギーとバッテリー容量を示した上で、シミュレータを使い電力変換損失やグリッド電圧維持損失が想定される実機における達成ポテンシャルを示した。さらに実機実証システムにおける効果を検証し、実機の制約を受けた状態における再生可能エネルギー率向上を実現する SOC 平準化に基づく電流融通手法を提案した。

第 3 章では自律分散型 DC マイクログリッドシステムを対象に、二次バッテリーの容量低下推定を行った。自律分散制御ロジックおよび DC マイクログリッドのリアルタイムシミュレータと日照データベースと実需要データを用いて、住宅 20 軒のコミュニティを対象とした DC マイクログリッドの年間シミュレーションを行った。その結果、長期利用を考慮した容量低下推定において、電力融通 SOC 平準化による経年容量低下は、軽負荷ノードの高電位による経時劣化の改善が充放電サイクルの劣化量を上回り、システム全体としてわずかながら容量維持率の向上の可能性を示した。これは電力融通による充放電履歴の増加と高 SOC 抑制が拮抗した結果と考えられる。電力融通しないケースでは電力消費の少ないノードのバッテリーの容量低下が顕著であったが、SOC 平準化適用により全ノードで同程度の容量低下となり、バッテリーメンテナンスのコスト削減や劣化予測簡素化につながることを示した。

第 4-6 章では商用グリッド上の仮想グリッドにおける電動車 V2G を取り込んだ P2P 電力融通システムについて検討し、第 4 章では P2P 電力融通システムの基本構成につい

て検討を行い、P2P 市場オペレータと商用グリッドの取引ルールを決め、コンシューマ、プロシューマ、電動車、企業事業所といった市場参加者の取引戦略を定義した。第5章では電動車 V2G に必要な走行予測や充放電最適化等の技術要素について検討を行い、実用的な最適取引手法を提案した。第6章では家庭用定置型バッテリーを SOC 基準の価格形成による SOC 平準化で仮想グリッド内での再生可能エネルギー率の向上を図ると同時に、モビリティ用途として導入された電動車に搭載される二次バッテリーを、接続確率を考慮した線形計画法による再生可能エネルギー売買手法により電力システムの大容量蓄電装置として活用することで同じ容量の定置型バッテリーを導入した場合と同等の再生可能エネルギー率向上の可能性を示した。また、定置型バッテリーの SOC 基準による価格形成と線形計画法による電動車の最適入札の組み合わせにより、コンシューマとプロシューマ、電動車ユーザーのそれぞれにに対して低コストな再生可能エネルギーのメリットを分配することができ、同時に来るべき再生可能エネルギー大量導入時代の託送料収入を主体とした配電事業の在り方を示した。

第2~3章 : DCマイクログリッド



第4~6章 : P2P電力市場

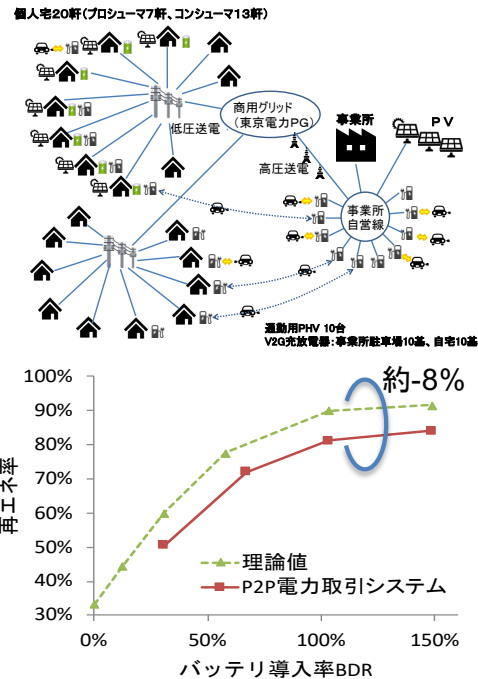


図 8.1 DC マイクログリッドと P2P 電力市場の対比

また、第2-3章 DC マイクログリッドと第4-6章 P2P 電力市場の比較をすると、図 8.1 に示すように同様の条件では最大ポテンシャルに対して DC マイクログリッド約-2.5%、P2P 電力市場では約-8% となったが、これは DC マイクログリッドが各ノード内で損失なく蓄電・自家消費が可能と仮定したことにに対し、P2P では V2G の充放電に伴うロス一片道で 5% と仮定したことが原因と考えられる。さらに、V2G の蓄電能力は充放電が必要なタイミングにおける車両運用予測が信頼できることを前提としており、第5章図 5.5

に示すような不確実性が P2P 電力市場における V2G の寄与度を大きく左右することが懸念される。実証試験においては予め通勤者より通勤パターンを取得し、車両運用予測精度低下による無効取引増加などの課題を暫定的に回避している。本研究で実施することができなかったが、共同研究では種々の情報を活用した車両の運用や電力消費、再生可能エネルギー供給の予測技術確立に取り組む。

第 7 章の実証試験では実際に電動車 V2G システムを用いた P2P 電力取引システムを開発し、Vehicle エージェントの電力自動取引機能が、第 6 章の P2P 電力取引シミュレーションと同様に自動入札により電力調達を行うことを確認した。実証試験は今後 1 年間ほど実施し、ブロックチェーンによるスマートコントラクト等の P2P 電力取引の基盤技術の確立、車両の運用予測による再生可能エネルギー活用や需要予測による電力取引のインバランス改善などに取り組む予定である。以上の結果より常時接続されている定置型バッテリーと V2G による断続的な接続状態の電動車の車載バッテリーを同時に活用する手法として定置型バッテリーの SOC 平準化と線形計画法による V2G 充放電最適化が、電力システムにおける PV 発電の余剰電力を吸収し再生可能エネルギー率を向上させる手段として有効であることを示した。

8.2 今後の研究課題

本研究を通して今後大量導入が期待される EV や PHV 等の電動車に搭載されるバッテリーを活用した V2G システムを通じた小口電力取引について検討し、電動車 V2G と電力融通システムの統合を具現化した。実機による実証システムにおいて電動車 V2G と P2P 電力取引システムが、実機の制約を受けた状態においても電力融通による再生可能エネルギー率向上効果をもたらすことを確認する課題が残っている。そのため筆者の所属するトヨタ自動車東富士研究所において電動車 10 台の V2G 運用による実証試験を開始し、約 1 年の実証試験において P2P 電力取引システムと電動車 V2G のもたらす再生可能エネルギー率向上や電気料金の低減などのメリットおよび、P2P 取引システムの安定性や V2G 機器の耐久性などの実用課題を明確にし、実用に耐えうる P2P 電力取引システムの実現を目指している。また、最終的には分散したリソース同士を結びつけ効率よく運用するスマート社会の実現につながるように、将来取り組むべき課題について述べる。

課題の一つは実用化・普及を目指す上でシステム拡張性、スケーラビリティであり、参加ノードの増大に伴い取引を記録するブロックチェーンのトランザクション処理速度がボトルネックとなることが懸念される。現在の P2P 実証試験システムでは 30 エージェントが稼働しており図 7.6 に示すように、概ね 500 1,000 件/日の約定件数で推移している。今回のシステムでは約定と実施確認でそれぞれ 1 回のトランザクションが発生し、大きく見積もって 1,000 約定/日とした場合、1 エージェントあたり約 66 トランザクション/日の負荷となる。現在代表的なスマートコントラクト基盤であるイーサリアムを用いた場合のブロック生成速度は 15 秒/ブロックとされるが、複数取引を 1 ブロックに記録するため 1,000 トランザクション/秒を超える処理速度を実現している [19]。以上の現時点で得られる情報を元に、ブロックを生成するために必要なバリデータやマイナー等のハードウェアリソースや、遅延等の課題を除き類推すると、1300 万エージェント以上と取引可能なポテンシャルがあると推定される。電気事業連合会の電力統計情報 [104] によると 2015 年度末の電力契約口数は全国の一般電気事業者合計で約 8,565 万件、最も多い東京電力管内で約 2,944 万件、九州や沖縄エリアで 900 万件前後となっており、現時点ですべての電力取引を包含することはできないが、県単位の電力取引を賄うだけのポテンシャルがあると言える。またブロックチェーンは発展途上の技術のため、近年の研究 [74] においてスケーラブル問題に関してブロック生成速度やブロックサイズなどのパフォーマンスとリソースとのトレードオフを探っている状態であり、ハードウェアの進化と合わせ今後向上することが期待される。

電力市場の取引手法についてはエージェントが動的な価格調整を行うことができるようにザラ場方式を採用し、その結果のみ提示したが、JPEx 等で採用されている一定時間枠区切るオークション方式と先着順のザラ場方式について投機的な参加者も想定した取引価格の安定性などを比較する必要がある。さらに送電システムの維持に必要な託送料金を、電力余剰時と電力不足時の価格差以上に設定した場合、Vehicle エージェントの「余剰時

に安値で買い、不足時に高値で売る」という損益最適化による需給調整機構が機能しなくなる。送電コストを低減すると同時に需給状況に応じて時間帯別に託送料金を設定するなど、状況に応じて適正な状態を検討する必要がある。

また、二次バッテリーの進化については LiB が実用化され 30 年以上が経つが、新たな電極材料や電解質による容量や耐久性の向上が進み、当初困難であった自動車や電力システムへの適用が一般的になり、現在では再生可能エネルギー活用の上で欠かせないデバイスである。今後は電動車という巨大なニーズによりコスト低減が進むとみられ、NEDO は 2030 年以降に 50kWh 以上のバッテリーを積んだ普通の乗用車と変わらない価格と性能の EV の実現を目標に掲げている [100]。そのような状況において、再生可能エネルギー活用の主役として本研究で取り扱ったような V2G システムが重視されていくものと考えられる。さらに、今後電動車 V2G システムを普及させるためには、車載充電器の V2G 対応や駐車される各拠点ごとに電力融通のための V2G 充放電機器の設置が必要であり、充放電機器のコスト削減が重要になる。また電動車である EV や PHV、FCV の技術開発が進むに従い、電力変換技術の重要性が一段と高まり、SiC や GaN を用いた高性能半導体素子の導入や、ソフトスイッチング、磁気結合回路など様々な研究が行われ、世の中に送り出されている [34]。V2G に関する電力変換技術については漏電検出など車載技術とは違った課題があるものの、磁界共鳴方式の無線給電技術 [37] など従来の普及技術にない利便性をもたらす可能性の技術も存在し、実用化が期待されている。

最後に、電動車 V2G による再生可能エネルギー活用の観点で、本研究で具体的な提案ができなかったその他の課題について述べる。ひとつは電動車の運用予測精度の向上である。走行や V2G 接続の予測が外れると実効的な蓄電容量が低下するばかりでなく、ユーザーに対してインバランスペナルティが課せられ経済的な損失となるため、天気予報やスケジュールなど多くの情報を元に実用的かつ高精度な予測法を確立することが課題である。実証試験においては天候など走行実績以外を入力データを増やし RNN(Recurrent Neural Network) や LSTM(Long-Short Term Model) 等を用いた時系列データ予測を試みる予定である。以上のように、電動車のグリッド接続可能性を高め、その蓄電能力を活用するため、ブロックチェーンのスマートコントラクト技術の導入、二次バッテリーの低コスト化、車載充電器や EVPS の V2G 対応や無線給電技術の実用化を進展させることで、本研究で示したように太陽光発電や風力発電などの自然由来の再生可能エネルギーの利用率が向上し、持続可能な社会の実現に近づいていくことが期待できる。その期待に応えるために大前提となる電動車の大量普及という課題に対し、自動車産業に携わる者として技術開発に真摯に取り組んでいきたい。

参考文献

- [1] R. Abe, H. Taoka, and D. McQuilkin. Digital grid: Communicative electrical grids of the future. *IEEE Transactions on Smart Grid*, Vol. 2, No. 2, pp. 399–410, June 2011.
- [2] A. Ahmadian, M. Sedghi, B. Mohammadi-ivatloo, A. Elkamel, M. Aliakbar Golkar, and M. Fowler. Cost-benefit analysis of v2g implementation in distribution networks considering pevs battery degradation. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, Vol. 9, No. 2, pp. 961–970, April 2018.
- [3] A. T. Al-Awami and E. Sortomme. Coordinating vehicle-to-grid services with energy trading. *IEEE Transactions on Smart Grid*, Vol. 3, No. 1, pp. 453–462, March 2012.
- [4] M. J. E. Alam, K. M. Muttaqi, and D. Sutanto. Effective utilization of available pev battery capacity for mitigation of solar pv impact and grid support with integrated v2g functionality. *IEEE Transactions on Smart Grid*, Vol. 7, No. 3, pp. 1562–1571, May 2016.
- [5] M. Ansari, A. T. Al-Awami, E. Sortomme, and M. A. Abido. Coordinated bidding of ancillary services for vehicle-to-grid using fuzzy optimization. *IEEE Transactions on Smart Grid*, Vol. 6, No. 1, pp. 261–270, Jan 2015.
- [6] C. S. Antúnez, J. F. Franco, M. J. Rider, and R. Romero. A new methodology for the optimal charging coordination of electric vehicles considering vehicle-to-grid technology. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, Vol. 7, No. 2, pp. 596–607, April 2016.
- [7] S. Bashash and H. K. Fathy. Cost-optimal charging of plug-in hybrid electric vehicles under time-varying electricity price signals. *IEEE Transactions on Intelligent Transportation Systems*, Vol. 15, No. 5, pp. 1958–1968, Oct 2014.
- [8] R. V. Bugga, M. C. Smart, and L. Whitcanack. Storage characteristics of lithium-ion cells. *ECS Transactions*, Vol. 25, No. 36, pp. 297–306, 2010.
- [9] G. Buja, M. Bertoluzzo, and C. Fontana. Reactive power compensation capabilities of v2g-enabled electric vehicles. *IEEE Transactions on Power Electronics*, Vol. 32, No. 12, pp. 9447–9459, Dec 2017.

- [10] G. R. Chandra Mouli, M. Kefayati, R. Baldick, and P. Bauer. Integrated pv charging of ev fleet based on energy prices, v2g, and offer of reserves. *IEEE Transactions on Smart Grid*, Vol. 10, No. 2, pp. 1313–1325, March 2019.
- [11] D. A. Chekired, L. Khoukhi, and H. T. Mouftah. Decentralized cloud-sdn architecture in smart grid: A dynamic pricing model. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, Vol. 14, No. 3, pp. 1220–1231, March 2018.
- [12] J. Chen, Y. Zhang, and W. Su. An anonymous authentication scheme for plug-in electric vehicles joining to charging/discharging station in vehicle-to-grid (v2g) networks. *China Communications*, Vol. 12, No. 3, pp. 9–19, Mar 2015.
- [13] N. Chen, M. Wang, N. Zhang, X. S. Shen, and D. Zhao. Sdn-based framework for the pev integrated smart grid. *IEEE Network*, Vol. 31, No. 2, pp. 14–21, March 2017.
- [14] X. Chen, K. Leung, A. Y. S. Lam, and D. J. Hill. Online scheduling for hierarchical vehicle-to-grid system: Design, formulation, and algorithm. *IEEE Transactions on Vehicular Technology*, Vol. 68, No. 2, pp. 1302–1317, Feb 2019.
- [15] H. Chin. An analytical evaluation of top-down versus bottom-up forecast in the electricity demand. In *2016 IEEE International Conference on Consumer Electronics-Taiwan (ICCE-TW)*, pp. 1–2, May 2016.
- [16] U. C. Chukwu and S. M. Mahajan. V2g parking lot with pv rooftop for capacity enhancement of a distribution system. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, Vol. 5, No. 1, pp. 119–127, Jan 2014.
- [17] A. A. Eajal, M. F. Shaaban, K. Ponnambalam, and E. F. El-Saadany. Stochastic centralized dispatch scheme for ac/dc hybrid smart distribution systems. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, Vol. 7, No. 3, pp. 1046–1059, July 2016.
- [18] J. J. Escudero-Garzas, A. Garcia-Armada, and G. Seco-Granados. Fair design of plug-in electric vehicles aggregator for v2g regulation. *IEEE Transactions on Vehicular Technology*, Vol. 61, No. 8, pp. 3406–3419, Oct 2012.
- [19] Etherscan. Ethereum Transaction History. <https://etherscan.io/chart/tx>.
- [20] F. Gao, L. Zhu, M. Shen, K. Sharif, Z. Wan, and K. Ren. A blockchain-based privacy-preserving payment mechanism for vehicle-to-grid networks. *IEEE Network*, Vol. 32, No. 6, pp. 184–192, November 2018.
- [21] S. Gao, K. T. Chau, C. Liu, D. Wu, and C. C. Chan. Integrated energy management of plug-in electric vehicles in power grid with renewables. *IEEE Transactions on Vehicular Technology*, Vol. 63, No. 7, pp. 3019–3027, Sep. 2014.
- [22] A. Ghosh and V. Aggarwal. Menu-based pricing for charging of electric vehicles with vehicle-to-grid service. *IEEE Transactions on Vehicular Technology*, Vol. 67, No. 11, pp. 10268–10280, Nov 2018.
- [23] T. He, J. Zhu, J. Zhang, and L. Zheng. An optimal charging/discharging strat-

-
- egy for smart electrical car parks. *Chinese Journal of Electrical Engineering*, Vol. 4, No. 2, pp. 28–35, June 2018.
- [24] K. Hu and C. Liaw. Incorporated operation control of dc microgrid and electric vehicle. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, Vol. 63, No. 1, pp. 202–215, Jan 2016.
- [25] X. Hu, K. Wang, X. Liu, Y. Sun, P. Li, and S. Guo. Energy management for ev charging in software-defined green vehicle-to-grid network. *IEEE Communications Magazine*, Vol. 56, No. 5, pp. 156–163, May 2018.
- [26] L. Igualada, C. Corchero, M. Cruz-Zambrano, and F. . Heredia. Optimal energy management for a residential microgrid including a vehicle-to-grid system. *IEEE Transactions on Smart Grid*, Vol. 5, No. 4, pp. 2163–2172, July 2014.
- [27] International Energy Agency(IEA). Energy technology perspectives 2012, 2012.
- [28] M. Jafari, A. Gauchia, S. Zhao, K. Zhang, and L. Gauchia. Electric vehicle battery cycle aging evaluation in real-world daily driving and vehicle-to-grid services. *IEEE Transactions on Transportation Electrification*, Vol. 4, No. 1, pp. 122–134, March 2018.
- [29] E. L. Karfopoulos, K. A. Panourgias, and N. D. Hatziargyriou. Distributed coordination of electric vehicles providing v2g regulation services. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 31, No. 4, pp. 2834–2846, July 2016.
- [30] K. Kaur, A. Dua, A. Jindal, N. Kumar, M. Singh, and A. Vinel. A novel resource reservation scheme for mobile phev in v2g environment using game theoretical approach. *IEEE Transactions on Vehicular Technology*, Vol. 64, No. 12, pp. 5653–5666, Dec 2015.
- [31] F. Kennel, D. Görges, and S. Liu. Energy management for smart grids with electric vehicles based on hierarchical mpc. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, Vol. 9, No. 3, pp. 1528–1537, Aug 2013.
- [32] M. Kesler, M. C. Kisacikoglu, and L. M. Tolbert. Vehicle-to-grid reactive power operation using plug-in electric vehicle bidirectional offboard charger. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, Vol. 61, No. 12, pp. 6778–6784, Dec 2014.
- [33] H. Ko, S. Pack, and V. C. M. Leung. Mobility-aware vehicle-to-grid control algorithm in microgrids. *IEEE Transactions on Intelligent Transportation Systems*, Vol. 19, No. 7, pp. 2165–2174, July 2018.
- [34] A. Komatsuzaki and S. Hashino. Development of high-power-density dc-dc converter using coupled inductors for clarity plug-in hybrid. In *WCX World Congress Experience*. SAE International, apr 2018.
- [35] K. N. Kumar, B. Sivaneasan, P. H. Cheah, P. L. So, and D. Z. W. Wang. V2g capacity estimation using dynamic ev scheduling. *IEEE Transactions on Smart*

- Grid*, Vol. 5, No. 2, pp. 1051–1060, March 2014.
- [36] N. Kumar, S. Misra, N. Chilamkurti, J. Lee, and J. J. P. C. Rodrigues. Bayesian coalition negotiation game as a utility for secure energy management in a vehicles-to-grid environment. *IEEE Transactions on Dependable and Secure Computing*, Vol. 13, No. 1, pp. 133–145, Jan 2016.
- [37] A. Kurs, A. Karalis, R. M. Offatt, J. D. Joannopoulos, P. Fisher, and M. Soljačić. Wireless power transfer via strongly coupled magnetic resonances. *Science*, Vol. 317, No. 5834, pp. 83–86, 2007.
- [38] V. Lakshminarayanan, V. G. S. Chemudupati, S. K. Pramanick, and K. Rajashekara. Real-time optimal energy management controller for electric vehicle integration in workplace microgrid. *IEEE Transactions on Transportation Electrification*, Vol. 5, No. 1, pp. 174–185, March 2019.
- [39] A. Y. S. Lam, J. J. Q. Yu, Y. Hou, and V. O. K. Li. Coordinated autonomous vehicle parking for vehicle-to-grid services: Formulation and distributed algorithm. *IEEE Transactions on Smart Grid*, Vol. 9, No. 5, pp. 4356–4366, Sep. 2018.
- [40] J. Lassila, J. Haakana, V. Tikka, and J. Partanen. Methodology to analyze the economic effects of electric cars as energy storages. *IEEE Transactions on Smart Grid*, Vol. 3, No. 1, pp. 506–516, March 2012.
- [41] B. Lee, J. Kim, S. Kim, and J. Lee. An isolated/bidirectional pwm resonant converter for v2g(h) ev on-board charger. *IEEE Transactions on Vehicular Technology*, Vol. 66, No. 9, pp. 7741–7750, Sep. 2017.
- [42] H. Liang, B. J. Choi, W. Zhuang, and X. Shen. Optimizing the energy delivery via v2g systems based on stochastic inventory theory. *IEEE Transactions on Smart Grid*, Vol. 4, No. 4, pp. 2230–2243, Dec 2013.
- [43] Y. Liao, Z. Liu, G. Zhang, and C. Xiang. Vehicle-grid system modeling and stability analysis with forbidden region-based criterion. *IEEE Transactions on Power Electronics*, Vol. 32, No. 5, pp. 3499–3512, May 2017.
- [44] D. Liu, X. Zeng, and G. Liu. Control method for ev charging and discharging in v2g/v2h scenario based on the synchronverter technology and h^∞ repetitive control. *The Journal of Engineering*, Vol. 2019, No. 16, pp. 1350–1355, 2019.
- [45] H. Liu, Z. Hu, Y. Song, and J. Lin. Decentralized vehicle-to-grid control for primary frequency regulation considering charging demands. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 28, No. 3, pp. 3480–3489, Aug 2013.
- [46] H. Liu, H. Ning, Y. Zhang, and L. T. Yang. Aggregated-proofs based privacy-preserving authentication for v2g networks in the smart grid. *IEEE Transactions on Smart Grid*, Vol. 3, No. 4, pp. 1722–1733, Dec 2012.
- [47] Z. Liu, D. Wang, H. Jia, N. Djilali, and W. Zhang. Aggregation and bidirectional

- charging power control of plug-in hybrid electric vehicles: Generation system adequacy analysis. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, Vol. 6, No. 2, pp. 325–335, April 2015.
- [48] LO3 energy inc. Brooklyn Microgrid Project. <http://www.brooklyn.energy>.
- [49] Z. Luo, Z. Hu, Y. Song, Z. Xu, and H. Lu. Optimal coordination of plug-in electric vehicles in power grids with cost-benefit analysis—part i: Enabling techniques. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 28, No. 4, pp. 3546–3555, Nov 2013.
- [50] T. Ma and O. A. Mohammed. Economic analysis of real-time large-scale pevs network power flow control algorithm with the consideration of v2g services. *IEEE Transactions on Industry Applications*, Vol. 50, No. 6, pp. 4272–4280, Nov 2014.
- [51] T. Mao, W. Lau, C. Shum, H. S. Chung, K. Tsang, and N. C. Tse. A regulation policy of ev discharging price for demand scheduling. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 33, No. 2, pp. 1275–1288, March 2018.
- [52] M. A. Masrur, A. G. Skowronska, J. Hancock, S. W. Kolhoff, D. Z. McGrew, J. C. Vandiver, and J. Gatherer. Military-based vehicle-to-grid and vehicle-to-vehicle microgrid—system architecture and implementation. *IEEE Transactions on Transportation Electrification*, Vol. 4, No. 1, pp. 157–171, March 2018.
- [53] R. Mehta, D. Srinivasan, A. Trivedi, and J. Yang. Hybrid planning method based on cost-benefit analysis for smart charging of plug-in electric vehicles in distribution systems. *IEEE Transactions on Smart Grid*, Vol. 10, No. 1, pp. 523–534, Jan 2019.
- [54] S. Misra, S. Bera, and T. Ojha. D2p: Distributed dynamic pricing policy in smart grid for phev management. *IEEE Transactions on Parallel and Distributed Systems*, Vol. 26, No. 3, pp. 702–712, March 2015.
- [55] J. C. Mukherjee and A. Gupta. A review of charge scheduling of electric vehicles in smart grid. *IEEE Systems Journal*, Vol. 9, No. 4, pp. 1541–1553, Dec 2015.
- [56] S. Naghdizadegan Jahromi, A. Askarzadeh, and A. Abdollahi. Modelling probabilistic transmission expansion planning in the presence of plug-in electric vehicles uncertainty by multi-state markov model. *IET Generation, Transmission Distribution*, Vol. 11, No. 7, pp. 1716–1725, 2017.
- [57] H. S. V. S. K. Nunna, S. Battula, S. Doolla, and D. Srinivasan. Energy management in smart distribution systems with vehicle-to-grid integrated microgrids. *IEEE Transactions on Smart Grid*, Vol. 9, No. 5, pp. 4004–4016, Sep. 2018.
- [58] Y. Ota, H. Taniguchi, T. Nakajima, K. M. Liyanage, J. Baba, and A. Yokoyama. Autonomous distributed v2g (vehicle-to-grid) satisfying scheduled charging. *IEEE Transactions on Smart Grid*, Vol. 3, No. 1, pp. 559–564, March 2012.

- [59] C. Pang, P. Dutta, and M. Kezunovic. Bevs/phevs as dispersed energy storage for v2b uses in the smart grid. *IEEE Transactions on Smart Grid*, Vol. 3, No. 1, pp. 473–482, March 2012.
- [60] S. Ramesh and B. Krishnamurthy. A mathematical model to study capacity fading in lithium ion batteries: Formation and dissolution reactions. *Journal of The Electrochemical Society*, Vol. 162, No. 4, pp. A545–A552, 2015.
- [61] R. Rana, S. Prakash, and S. Mishra. Energy management of electric vehicle integrated home in a time-of-day regime. *IEEE Transactions on Transportation Electrification*, Vol. 4, No. 3, pp. 804–816, Sep. 2018.
- [62] F. Rassaei, W. Soh, and K. Chua. Distributed scalable autonomous market-based demand response via residential plug-in electric vehicles in smart grids. *IEEE Transactions on Smart Grid*, Vol. 9, No. 4, pp. 3281–3290, July 2018.
- [63] A. Ravichandran, S. Sirouspour, P. Malysz, and A. Emadi. A chance-constraints-based control strategy for microgrids with energy storage and integrated electric vehicles. *IEEE Transactions on Smart Grid*, Vol. 9, No. 1, pp. 346–359, Jan 2018.
- [64] N. S. Sains and I. Al-Anbagi. Optimal charging and discharging for evs in a v2g participation under critical peak conditions. *IET Electrical Systems in Transportation*, Vol. 8, No. 2, pp. 136–143, 2018.
- [65] A. Schuller, B. Dietz, C. M. Flath, and C. Weinhardt. Charging strategies for battery electric vehicles: Economic benchmark and v2g potential. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 29, No. 5, pp. 2014–2022, Sep. 2014.
- [66] A. T. Shimamoto, B. R. Tanaka, and C. K. Tanaka. A study on evaluation method for the lithium-ion battery life performance for stationary use. In *2013 International Conference on Clean Electrical Power (ICCEP)*, pp. 115–119, June 2013.
- [67] R. Smolenski, M. Jarnut, G. Benysek, and A. Kempinski. Ac/dc/dc interfaces for v2g applications—emc issues. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, Vol. 60, No. 3, pp. 930–935, March 2013.
- [68] J. Soares, H. Morais, T. Sousa, Z. Vale, and P. Faria. Day-ahead resource scheduling including demand response for electric vehicles. *IEEE Transactions on Smart Grid*, Vol. 4, No. 1, pp. 596–605, March 2013.
- [69] M. Takahashi, K. Nishijima, M. Nagao, T. Sato, and T. Nabeshima. A hybrid converter for improving efficiency at light load region. In *The 2010 International Power Electronics Conference - ECCE ASIA -*, pp. 408–413, June 2010.
- [70] J. Tan and L. Wang. Enabling reliability-differentiated service in residential distribution networks with phevs: A hierarchical game approach. *IEEE Transactions on Smart Grid*, Vol. 7, No. 2, pp. 684–694, March 2016.

-
- [71] J. Tan and L. Wang. A game-theoretic framework for vehicle-to-grid frequency regulation considering smart charging mechanism. *IEEE Transactions on Smart Grid*, Vol. 8, No. 5, pp. 2358–2369, Sep. 2017.
- [72] T. Tanabe, S. Kokaji, O. Nakakita, and M. Inoue. VPP: New Stage in Energy Management Smart Utilization of Self-Generation Facilities with Automated DR System. *Mitsubishi Heavy Industries Technical Review*, Vol. 55, No. 4, 2018.
- [73] Y. Tang, J. Zhong, and M. Bollen. Aggregated optimal charging and vehicle-to-grid control for electric vehicles under large electric vehicle population. *IET Generation, Transmission Distribution*, Vol. 10, No. 8, pp. 2012–2018, 2016.
- [74] P. Thakkar, S. Nathan, and T. K. Varadarajan. Performance benchmarking and optimizing hyperledger fabric blockchain platform. *2018 IEEE 26th International Symposium on Modeling, Analysis, and Simulation of Computer and Telecommunication Systems (MASCOTS)*, pp. 264–276, 2018.
- [75] The California Independent System Operator(CAISO). Fast facts. https://www.caiso.com/Documents/FlexibleResourcesHelpRenewables_FastFacts.pdf, 2016.
- [76] H. Turker and S. Bacha. Optimal minimization of plug-in electric vehicle charging cost with vehicle-to-home and vehicle-to-grid concepts. *IEEE Transactions on Vehicular Technology*, Vol. 67, No. 11, pp. 10281–10292, Nov 2018.
- [77] T. S. Ustun, C. R. Ozansoy, and A. Zayegh. Implementing vehicle-to-grid (v2g) technology with iec 61850-7-420. *IEEE Transactions on Smart Grid*, Vol. 4, No. 2, pp. 1180–1187, June 2013.
- [78] Z. Wang and S. Wang. Grid power peak shaving and valley filling using vehicle-to-grid systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 28, No. 3, pp. 1822–1829, July 2013.
- [79] A. Werth. *Distributed DC Energy Network Using Interconnected Subgrids*. PhD thesis, The university of tokyo, 2016.
- [80] A. Werth, N. Kitamura, I. Matsumoto, and K. Tanaka. Evaluation of centralized and distributed microgrid topologies and comparison to open energy systems (oes). In *2015 IEEE 15th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC)*, pp. 492–497, June 2015.
- [81] S. Xie, W. Zhong, K. Xie, R. Yu, and Y. Zhang. Fair energy scheduling for vehicle-to-grid networks using adaptive dynamic programming. *IEEE Transactions on Neural Networks and Learning Systems*, Vol. 27, No. 8, pp. 1697–1707, Aug 2016.
- [82] H. Xing, M. Fu, Z. Lin, and Y. Mou. Decentralized optimal scheduling for charging and discharging of plug-in electric vehicles in smart grids. *IEEE Transactions*

- on Power Systems*, Vol. 31, No. 5, pp. 4118–4127, Sep. 2016.
- [83] B. Xu, A. Oudalov, A. Ulbig, G. Andersson, and D. S. Kirschen. Modeling of lithium-ion battery degradation for cell life assessment. *IEEE Transactions on Smart Grid*, Vol. 9, No. 2, pp. 1131–1140, March 2018.
- [84] A. Zare, M. Fotuhi-Firuzabad, and M. Moeini-Aghtaie. Designing a financial-based energy management framework in smart public parking lot. *CIREN - Open Access Proceedings Journal*, Vol. 2017, No. 1, pp. 1686–1690, 2017.
- [85] L. Zhang, H. Ma, D. Shi, P. Wang, G. Cai, and X. Liu. Reliability oriented modeling and analysis of vehicular power line communication for vehicle to grid (v2g) information exchange system. *IEEE Access*, Vol. 5, pp. 12449–12457, 2017.
- [86] C. Zhou, K. Qian, M. Allan, and W. Zhou. Modeling of the cost of ev battery wear due to v2g application in power systems. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Vol. 26, No. 4, pp. 1041–1050, Dec 2011.
- [87] トヨタ自動車株式会社. プリウス PHV 新型車解説書, 2019.
- [88] 下村貴裕, 最所祐一, 藤井康正, 山地憲治. マルチエージェントモデルを用いた電力市場における価格形成過程の分析. 電気学会論文誌B (電力・エネルギー部門誌), Vol. 124, No. 2, pp. 281–290, 2004.
- [89] 加地健太郎, 田中謙司, 秋元博路, 張静, 今村大地. リチウムイオン電池の劣化のモデル化に関する研究:一劣化加速試験一年経過時点における報告一. 自動車技術会論文集, Vol. 44, No. 2, pp. 429–434, 2013.
- [90] 加藤晋也, 谷口一徹, 榊原一紀, 福井正博. 分散型電力ネットワークにおける蓄電池劣化抑制を指向した最適電力ルーティング手法. 電気学会論文誌C (電子・情報・システム部門誌), Vol. 133, No. 6, pp. 1186–1194, 2013.
- [91] 角田忠信, 大島弘敬, 山本寛, 原政博, 藤野信次. 複数台ノート pc のバッテリー充放電制御による供給電力最適平準化. 情報処理学会論文誌, Vol. 52, No. 3, pp. 940–952, mar 2011.
- [92] 吉村卓也, 金森亮, 伊藤孝行. 複数の家庭用蓄電池の共有化によるコミュニティ型電力マネジメントの提案. 人工知能学会全国大会論文集, Vol. 2014, pp. 3A44–3A44, 2014.
- [93] 九州電力株式会社. 出力制御等の考え方及び制御回数実績について. http://www.kyuden.co.jp/power_usages/pdf/common/seigyō.pdf.
- [94] 経済産業省. 電力貯蔵設備の規制の在り方について. http://warp.da.ndl.go.jp/info:ndljp/pid/10977616/www.meti.go.jp/committee/summary/0004399/files/0802_01.pdf, 2010.
- [95] 古澤健, 杉原英治, 辻毅一郎. マルチエージェント型電力市場モデルに基づく需要家側電力貯蔵装置の経済性評価. 電気学会論文誌. B, 電力・エネルギー部門誌 = The transactions of the Institute of Electrical Engineers of Japan. B, A publication

- of Power and Energy Society, Vol. 127, No. 1, pp. 165–174, jan 2007.
- [96] 工藤徹一, 日比野光宏, 本間格. リチウムイオン電池の科学: ホスト・ゲスト系電極の物理化学からナノテク材料まで. 材料学シリーズ / 堂山昌男, 小川恵一, 北田正弘監修. 内田老鶴圃, 2010.
- [97] 榊原一紀. 電力の地産地消を目指した自律分散型スマートグリッド (社会インフラの設計と運用-数理計画から制度設計まで). システム/制御/情報, Vol. 56, No. 8, pp. 433–441, 2012.
- [98] 資源エネルギー庁. 平成 27 年度エネルギー消費状況調査 (民生部門エネルギー消費実態調査) 報告書. http://warp.da.ndl.go.jp/info:ndljp/pid/11241027/www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/saisei_kano/pdf/001_03_00.pdf, 2015.
- [99] 資源エネルギー庁. 再生可能エネルギーの大量導入時代における政策課題と次世代電力ネットワークの在り方. http://warp.da.ndl.go.jp/info:ndljp/pid/11241027/www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/saisei_kano/pdf/001_03_00.pdf, 2017.
- [100] 国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO). Nedo 二次電池技術開発ロードマップ 2013 (battery rm2013) . <https://www.nedo.go.jp/content/100535728.pdf>.
- [101] 国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO). Nedo 年間時別日射量データベース. <http://app0.infoc.nedo.go.jp/metpv/metpv.html>.
- [102] 菅沼隆史, 石原昇, 板垣智信, 島陰豊成, 石橋拓, 竹内典和, 山下暢彦, 横山健児, 益一哉. 家庭内ナノグリッドにおける電力価格による電力マネージメントシステムのモデル化とシミュレーション (電子通信エネルギー技術). 電子情報通信学会技術研究報告 = IEICE technical report : 信学技報, Vol. 114, No. 466, pp. 43–48, feb 2015.
- [103] 谷口忠大. 自律分散型スマートグリッドにおける適応的電力融通手法:人工知能によるボトムアップな市場価格形成と電力需要応答の動態分析. 人工知能学会論文誌, Vol. 28, No. 1, pp. 77–87, 2013.
- [104] 電気事業連合会. 電力統計情報/電灯電力契約口数. <https://www.fepc.or.jp/library/data/tokei/index.html>.
- [105] 社団法人電動車両用電力供給システム協議会. 電動自動車用充放電システムガイドライン v2h dc 版 2.1 版, 2014.
- [106] 島陰豊成, 角田二郎, 内山倫行, 加藤丈佳, 鈴置保雄. 新エネルギーの普及を目的としたマイクログリッドにおける分散型電源の需給制御. 電気学会論文誌. B, 電力・エネルギー部門誌 = The transactions of the Institute of Electrical Engineers of Japan. B, A publication of Power and Energy Society, Vol. 128, No. 1, pp. 143–150, jan 2008.
- [107] 畑中健志. マルチエージェントシステムの制御: Vi 分散最適化. システム/制御/

- 情報, Vol. 58, No. 3, pp. 124–131, 2014.
- [108] 畑中健志, 藤田政之. ゲーム理論的学習アルゴリズムに基づく太陽光発電出力の
ならし効果最大化. 計測自動制御学会論文集 = Transactions of the Society of
Instrument and Control Engineers, Vol. 49, No. 2, pp. 229–236, feb 2013.
- [109] 北村伸之, アネッタヴェルツ, 田中謙司. 電動車両技術を参考にした自律型 dc マイ
クログリッドシステム. 自動車技術会論文集, Vol. 45, No. 6, pp. 1007–1012, 2014.
- [110] 北村伸之, アネッタヴェルツ, 田中謙司. Dc マイクログリッドにおける二次バッテ
リ耐久検討. 電気学会研究会資料 (自動車交通・電気鉄道合同研究会・鉄道一般, エ
ネルギーストレージシステムの応用), Vol. 2015, No. 31, pp. 7–12, sep 2015.

謝辞

本研究は、著者が東京大学大学院工学系研究科後期博士課程在学中に、田中謙司准教授の指導のもとに行ったものです。田中先生には本研究を遂行するにあたり、熱心なご指導および適切な助言を頂き、本当に有り難うございました。本論文を執筆するにあたり同大学大学院工学系研究科青山和浩教授，和泉潔教授，藤井秀樹講師，西野成昭准教授にご指導および適切な助言を頂きましたことを深く感謝いたします。また，本研究へ関わる機会を頂き，DC マイクログリッドの共同研究にご協力頂いた株式会社ソニーコンピュータサイエンス研究所の所 眞理雄様ならびに北野 宏明様，スタッフの皆様の多大なるご協力に深く感謝いたします。P2P 電力取引システムの共同研究にご協力頂いた株式会社 TRENDE 武田泰弘様，USD 山崎雄飛様，デンソー株式会社 小川耕平様，東京大学 佐川大志様，トヨタ自動車 木村和峰様，工藤由貴様，また在学中の研究活動における共同研究者であり多大なる助言・助力頂いた Annette Werth 博士に深く感謝いたします。また世界初の量産燃料電池自動車の開発という難事業中にも関わらず，本研究の志をご理解頂いたトヨタ自動車株式会社の小島康一様，井漕好博様，FC 基盤開発部ならびにパワートレーンカンパニーの関係者の皆様の暖かいご支援に深く感謝いたします。最後に，長い社会人博士の研究生活と燃料電池自動車の開発業務を支えてくれた妻の典子，娘の彩莉に心より感謝し謝辞を結びます。

付録 A.DC マイクログリッド電力需要サンプルデータ

表 A.1 電力需要サンプルデータ 1(30 分平均,20 ユーザ, 単位:kWh/30min)

Date	user01	user02	user03	user04	user05	user06	user07	user08	user09	user10	user11	user12	user13	user14	user15	user16	user17	user18	user19	user20
4/1 Sum 0:00	0.15	0.52	0.44	0.34	1.97	1.12	1.04	0.06	0.4	0.07	0.06	1.26	0.19	0.09	0.37	0.23	0.16	0.66	0.71	0.21
4/1 Sum 0:30	0.13	0.27	0.51	0.32	1.26	1.4	1.36	0.09	0.33	0.07	1.19	0.18	0.09	0.35	0.23	0.17	0.75	0.6	0.2	
4/1 Sum 1:00	0.13	0.23	0.48	0.27	1.26	1.27	0.41	0.07	0.29	0.05	0.04	0.34	0.2	0.12	0.45	0.25	0.14	1.21	0.5	0.15
4/1 Sum 1:30	0.12	0.25	0.42	0.22	0.8	1.21	0.22	0.08	0.31	0.05	0.07	0.22	0.18	0.07	0.4	0.18	0.16	1.02	0.46	0.17
4/1 Sum 2:00	0.12	0.25	0.34	0.22	0.43	1.06	0.23	0.09	0.32	0.07	0.06	0.22	0.19	0.09	0.43	0.22	0.16	0.79	0.38	0.19
4/1 Sum 2:30	0.13	0.24	0.18	0.22	0.4	1.02	0.21	0.06	0.3	0.04	0.06	0.21	0.18	0.08	0.29	0.12	0.2	0.73	0.29	0.17
4/1 Sum 3:00	0.13	0.31	0.17	0.27	0.39	1.03	0.24	0.09	0.28	0.07	0.06	0.2	0.28	0.08	0.35	0.14	0.26	0.76	0.21	0.23
4/1 Sum 3:30	0.13	0.21	0.15	0.23	0.41	0.74	0.2	0.07	0.29	0.08	0.05	0.21	0.26	0.11	0.37	0.15	0.19	0.76	0.25	0.2
4/1 Sum 4:00	0.13	0.25	0.11	0.2	0.36	0.26	0.2	0.09	0.3	0.11	0.06	0.19	0.25	0.08	0.36	0.12	0.17	0.79	0.21	0.18
4/1 Sum 4:30	0.11	0.22	0.13	0.2	0.3	0.24	0.2	0.07	0.27	0.08	0.07	0.2	0.25	0.09	0.37	0.14	0.16	0.78	0.16	0.16
4/1 Sum 5:00	0.15	0.25	0.1	0.3	0.13	0.33	0.2	0.09	0.28	0.06	0.07	0.17	0.22	0.08	0.33	0.15	0.14	0.73	0.19	0.49
4/1 Sum 5:30	0.13	0.21	0.1	0.3	0.1	0.45	0.36	0.08	0.3	0.07	0.06	0.12	0.16	0.12	0.29	0.14	0.17	0.71	0.57	0.31
4/1 Sum 6:00	0.14	0.35	0.12	0.29	0.36	0.52	1.31	0.07	0.3	0.04	0.07	0.12	0.22	0.08	0.2	0.13	0.15	0.86	0.51	0.24
4/1 Sum 6:30	0.12	0.25	0.11	0.39	0.74	0.44	1.35	0.06	0.27	0.06	0.05	0.11	0.18	0.08	0.76	0.12	0.19	0.91	0.95	0.47
4/1 Sum 7:00	0.14	0.28	0.19	1.09	1.52	0.51	1.37	0.08	0.41	0.07	0.07	0.12	0.21	0.11	0.89	0.12	0.15	0.64	0.91	0.89
4/1 Sum 7:30	0.12	0.55	0.48	0.99	1.62	0.55	0.24	0.08	0.63	0.06	0.07	0.1	0.18	0.28	1.31	0.1	0.16	1.17	0.79	0.84
4/1 Sum 8:00	0.13	0.69	0.52	1	0.58	0.61	0.18	0.06	0.44	0.05	0.86	0.79	1.03	0.22	0.57	0.11	0.17	0.47	0.52	0.74
4/1 Sum 8:30	0.15	0.55	0.46	0.61	0.15	0.56	0.22	0.09	0.57	0.04	1.3	0.91	0.69	0.2	0.49	0.1	0.16	0.33	0.5	0.24
4/1 Sum 9:00	0.12	0.46	0.64	0.34	0.15	0.74	0.42	0.08	0.6	0.05	1.3	0.52	0.77	0.19	0.4	0.13	0.16	0.75	0.68	0.23
4/1 Sum 9:30	0.13	0.2	0.49	0.24	0.13	0.76	0.25	0.08	0.29	0.06	1.28	0.11	0.69	0.27	0.47	0.11	0.17	0.63	0.78	0.21
4/1 Sum 10:00	0.13	0.24	0.42	0.22	0.15	0.65	0.24	0.06	0.11	0.07	1.37	0.13	0.25	0.16	0.49	0.22	0.17	1.07	0.91	0.2
4/1 Sum 10:30	0.13	0.25	0.57	0.23	0.22	0.65	0.22	0.08	0.15	0.04	1.42	0.11	0.22	0.14	0.27	0.25	0.14	1	0.71	0.2
4/1 Sum 11:00	0.12	0.37	0.25	0.2	0.2	0.84	0.23	0.06	0.15	0.05	1.41	0.13	0.22	0.2	0.12	0.23	0.2	0.99	0.64	0.2
4/1 Sum 11:30	0.13	0.24	0.12	0.22	0.2	0.61	0.21	0.08	0.32	0.06	1.41	0.1	0.2	0.55	0.42	0.17	0.15	0.87	0.63	0.2
4/1 Sum 12:00	0.13	0.24	0.17	0.25	0.21	0.76	0.25	0.07	0.3	0.05	1.41	0.1	0.23	0.23	0.44	0.16	0.14	1.04	0.71	0.2
4/1 Sum 12:30	0.11	0.25	0.15	0.23	0.09	1.1	0.25	0.08	0.3	0.06	1.4	0.12	0.21	0.24	0.55	0.18	0.14	0.69	0.6	0.2
4/1 Sum 13:00	0.12	0.29	0.13	0.2	0.12	1.61	0.22	0.08	0.32	0.02	1.41	0.12	0.22	0.14	0.4	0.21	0.15	0.66	0.55	0.18
4/1 Sum 13:30	0.13	0.54	0.19	0.23	0.11	1.22	0.21	0.08	0.23	0.06	1.38	0.1	0.37	0.19	0.62	0.22	0.12	0.62	0.52	0.29
4/1 Sum 14:00	0.13	0.53	0.19	0.23	0.1	1.23	0.23	0.06	0.17	0.07	1.38	0.13	0.57	0.18	0.4	0.22	0.14	0.58	0.46	0.22
4/1 Sum 14:30	0.12	0.58	0.57	0.21	0.13	1.62	0.39	0.07	0.13	0.04	1.37	0.1	0.46	0.14	0.43	0.35	0.14	1.52	0.43	0.22
4/1 Sum 15:00	0.12	0.4	0.61	0.2	0.11	1.4	0.23	0.08	0.13	0.05	1.39	0.12	0.39	0.34	0.44	0.22	0.14	1.58	0.56	0.21
4/1 Sum 15:30	0.13	0.33	0.47	0.24	0.13	1.48	0.33	0.08	0.12	0.05	1.39	0.08	0.34	0.47	0.53	0.16	0.15	0.57	0.48	0.2
4/1 Sum 16:00	0.12	0.37	0.32	0.22	0.11	1.75	0.67	0.27	0.23	0.06	1.37	0.12	0.39	0.23	0.57	0.17	0.14	0.24	0.15	0.22
4/1 Sum 16:30	0.13	0.46	0.19	0.22	0.1	2.52	0.53	0.17	0.18	0.07	1.38	0.11	0.43	0.19	0.37	0.19	0.14	0.67	0.17	0.22
4/1 Sum 17:00	0.12	0.59	0.44	0.21	0.12	3.24	0.22	0.17	0.26	0.05	1.37	0.12	0.49	0.21	0.81	0.16	0.14	1.16	0.41	0.24
4/1 Sum 17:30	0.13	0.56	0.43	0.23	0.11	2.2	0.22	0.07	0.25	0.04	1.37	0.12	0.9	0.33	0.33	0.14	0.13	1.09	1.14	0.2
4/1 Sum 18:00	0.15	0.62	0.24	0.22	0.11	1.66	0.22	0.09	0.32	0.06	1.36	0.11	0.74	0.37	0.33	0.27	0.14	1.08	0.52	0.7
4/1 Sum 18:30	0.12	0.82	0.34	0.2	0.13	2.85	0.26	0.15	0.38	0.05	2.24	0.11	0.51	0.72	0.6	0.23	0.15	1.27	0.5	1.12
4/1 Sum 19:00	0.13	0.85	0.49	0.23	0.1	1.81	0.95	0.47	0.29	0.07	2.53	0.1	0.57	0.5	0.55	0.24	0.13	0.94	1	1.2
4/1 Sum 19:30	0.13	0.46	0.43	0.23	0.12	1.31	0.86	0.48	0.35	0.04	0.73	0.67	0.68	0.51	1.07	0.22	0.15	0.8	0.69	1.13
4/1 Sum 20:00	0.12	0.56	0.4	0.23	0.1	1.21	0.88	0.71	0.33	0.04	0.21	0.39	0.78	0.43	0.96	0.33	0.15	0.76	0.61	0.95
4/1 Sum 20:30	0.13	0.49	0.56	0.2	0.1	1.29	1.17	1.36	0.32	0.07	0.05	0.28	0.72	0.35	1.02	0.44	0.14	0.69	0.59	0.71
4/1 Sum 21:00	0.12	0.47	0.49	0.21	0.13	1.45	1.24	1.02	0.38	0.39	0.07	0.31	0.66	0.28	0.66	0.3	0.15	1.81	0.66	0.71
4/1 Sum 21:30	0.12	0.5	0.48	0.24	0.11	1.47	1.05	0.45	0.4	0.72	0.04	1.02	0.79	0.54	0.77	0.21	0.14	1.99	0.86	1.14
4/1 Sum 22:00	0.13	0.61	0.44	0.28	0.32	1.57	0.62	0.4	0.43	0.84	0.04	1.15	0.25	0.49	1.05	0.17	0.14	1.91	0.74	1.18
4/1 Sum 22:30	0.11	0.52	0.49	0.65	0.77	1.31	1.62	0.69	0.29	0.57	0.07	1.36	0.22	0.41	1.08	0.12	0.12	1.76	0.87	0.88
4/1 Sum 23:00	0.15	0.52	0.56	0.33	0.62	0.89	0.88	0.97	0.19	0.37	0.04	1.42	0.23	0.14	0.56	0.16	0.15	1.92	0.54	0.95
4/1 Sum 23:30	0.11	0.49	0.63	0.24	0.17	1.08	0.35	0.61	0.19	0.48	0.06	1.42	0.24	0.1	0.68	0.14	0.24	1.61	0.59	0.71

表 A.2 電力需要サンプルデータ 2(30 分平均,20 ユーザ, 単位:kWh/30min)

Date	user01	user02	user03	user04	user05	user06	user07	user08	user09	user10	user11	user12	user13	user14	user15	user16	user17	user18	user19	user20
4/2 Mon 0:00	0.14	0.26	0.69	0.25	1.56	1.14	0.2	0.43	0.24	0.06	0.05	1.43	0.18	0.1	0.72	0.13	0.21	1.03	0.66	0.69
4/2 Mon 0:30	0.13	0.27	0.39	0.23	0.86	1.19	0.22	0.61	0.18	0.05	0.05	1.3	0.24	0.16	0.67	0.15	0.15	0.48	0.59	0.4
4/2 Mon 1:00	0.13	0.34	0.36	0.23	0.14	0.91	0.23	0.54	0.2	0.06	0.06	1.31	0.23	0.18	0.35	0.14	0.15	0.18	0.21	0.29
4/2 Mon 1:30	0.13	0.26	0.18	0.28	0.12	0.74	0.21	0.45	0.22	0.07	0.04	1.39	0.24	0.21	0.32	0.13	0.13	0.22	0.21	0.18
4/2 Mon 2:00	0.13	0.21	0.15	0.27	0.15	0.18	0.24	0.11	0.19	0.05	0.07	0.12	0.21	0.16	0.35	0.14	0.15	0.19	0.2	0.15
4/2 Mon 2:30	0.13	0.25	0.1	0.25	0.13	0.18	0.22	0.11	0.24	0.04	0.05	0.15	0.22	0.11	0.3	0.15	0.14	0.22	0.22	0.18
4/2 Mon 3:00	0.13	0.27	0.11	0.22	0.19	0.19	0.23	0.1	0.16	0.04	0.07	0.12	0.23	0.15	0.29	0.13	0.15	0.24	0.25	0.18
4/2 Mon 3:30	0.13	0.28	0.13	0.23	0.21	0.15	0.2	0.11	0.13	0.07	0.05	0.12	0.26	0.11	0.32	0.1	0.14	0.28	0.22	0.2
4/2 Mon 4:00	0.13	0.28	0.1	0.22	0.21	0.18	0.25	0.1	0.11	0.06	0.04	0.1	0.3	0.12	0.33	0.11	0.16	0.29	0.18	0.2
4/2 Mon 4:30	0.12	0.24	0.1	0.22	0.2	0.19	0.22	0.11	0.15	0.03	0.06	0.13	0.28	0.11	0.32	0.11	0.13	0.25	0.55	0.21
4/2 Mon 5:00	0.18	0.26	0.1	0.28	0.1	0.41	0.21	0.1	0.12	0.07	0.05	0.12	0.29	0.21	0.45	0.14	0.14	0.27	0.45	0.79
4/2 Mon 5:30	0.14	0.25	0.1	0.78	0.11	0.98	0.2	0.11	0.12	0.08	0.07	0.1	0.27	0.27	0.31	0.56	0.17	0.16	0.49	0.47
4/2 Mon 6:00	0.15	0.27	0.13	1.19	0.12	1.1	0.22	0.13	0.09	0.13	0.04	0.12	0.24	0.28	0.27	0.21	0.13	1.13	0.77	0.26
4/2 Mon 6:30	0.15	0.31	0.1	1.17	0.11	1.68	0.66	0.65	0.26	0.07	0.04	0.1	0.24	0.18	0.71	0.23	0.15	1.11	0.2	0.2
4/2 Mon 7:00	0.12	0.42	0.59	1.13	0.12	1.16	1.16	1.01	0.32	0.07	0.07	0.12	0.25	0.18	0.85	0.19	0.14	1.53	0.79	0.31
4/2 Mon 7:30	0.14	0.66	0.58	0.86	0.73	0.59	1.41	0.77	0.26	0.07	0.04	0.1	0.26	0.12	0.98	0.14	0.15	1.56	0.56	0.72
4/2 Mon 8:00	0.12	0.49	0.41	0.24	0.81	0.52	0.78	0.53	0.49	0.06	0.63	0.28	0.67	0.18	1.2	0.14	0.13	1.54	0.74	0.8
4/2 Mon 8:30	0.12	0.46	0.37	0.22	0.71	0.53	0.36	0.09	0.26	0.29	1.43	0.23	0.62	0.18	0.58	0.12	0.15	1.22	0.47	1.04
4/2 Mon 9:00	0.13	0.48	0.31	0.22	0.1	0.35	0.33	0.12	0.32	0.39	1.4	0.13	0.58	0.09	0.42	0.15	0.15	0.96	0.58	0.72
4/2 Mon 9:30	0.12	0.55	0.12	0.23	0.13	0.18	0.29	0.09	0.41	0.05	1.41	0.12	0.68	0.1	0.47	0.14	0.14	0.6	0.45	0.48
4/2 Mon 10:00	0.12	0.36	0.21	0.22	0.11	0.16	0.49	0.1	0.32	0.07	1.51	0.11	0.62	0.13	0.42	0.13	0.13	1.06	0.47	0.68
4/2 Mon 10:30	0.12	0.25	0.17	0.21	0.13	0.18	0.65	0.09	0.25	0.06	1.41	0.13	0.31	0.12	0.37	0.14	0.14	1.89	0.44	0.71
4/2 Mon 11:00	0.12	0.53	0.11	0.23	0.12	0.21	0.18	0.12	0.13	0.05	1.39	0.1	0.34	0.08	0.38	0.14	0.14	0.38	0.58	0.62
4/2 Mon 11:30	0.13	0.5	0.12	0.23	0.1	0.24	0.19	0.08	0.11	0.05	1.38	0.12	0.65	0.06	0.47	0.13	0.14	0.45	0.54	0.91
4/2 Mon 12:00	0.12	0.86	0.19	0.24	0.13	0.26	0.21	0.11	0.14	0.06	1.45	0.1	0.21	0.13	0.46	0.11	0.15	0.34	0.63	1
4/2 Mon 12:30	0.13	0.5	0.45	0.18	0.13	0.26	0.2	0.09	0.13	0.05	1.43	0.12	0.21	0.22	0.47	0.1	0.14	0.57	0.23	0.82
4/2 Mon 13:00	0.12	0.51	0.39	0.22	0.1	0.19	0.16	0.09	0.12	0.09	1.41	0.11	0.18	0.18	0.41	0.1	0.12	0.62	0.15	0.63
4/2 Mon 13:30	0.13	0.42	0.62	0.22	1.04	0.21	0.21	0.09	0.12	0.24	1.4	0.11	0.17	0.12	0.47	0.11	0.15	0.62	0.16	0.52
4/2 Mon 14:00	0.12	0.28	0.53	0.23	0.75	0.21	0.19	0.08	0.12	0.4	1.38	0.11	0.18	0.11	0.78	0.11	0.14	0.68	0.17	0.42
4/2 Mon 14:30	0.12	0.24	0.36	0.23	0.73	0.2	0.2	0.06	0.15	0.36	1.35	0.13	0.2	0.1	0.5	0.1	0.15	0.63	0.13	0.44
4/2 Mon 15:00	0.12	0.31	0.37	0.23	0.23	0.2	0.18	0.09	0.12	0.72	1.33	0.1	0.16	0.14	0.68	0.1	0.12	0.53	0.13	0.44
4/2 Mon 15:30	0.12	0.3	0.35	0.29	0.11	0.17	0.19	0.08	0.12	0.38	1.32	0.12	0.18	0.16	0.69	0.11	0.15	0.46	0.15	0.43
4/2 Mon 16:00	0.12	0.27	0.34	0.33	0.13	0.19	0.18	0.07	0.1	0.05	1.33	0.12	0.18	0.12	0.52	0.11	0.14	0.4	0.14	0.51
4/2 Mon 16:30	0.1	0.53	0.33	0.25	0.1	0.19	0.33	0.09	0.14	0.06	1.32	0.11	0.19	0.08	0.58	0.1	0.15	0.41	0.17	0.72
4/2 Mon 17:00	0.14	0.53	0.49	0.24	0.11	0.23	0.27	0.07	0.1	0.07	1.33	0.13	0.19	0.13	1.06	0.16	0.15	0.38	0.2	0.41
4/2 Mon 17:30	0.11	0.77	0.65	0.25	0.13	0.23	0.31	0.42	0.14	0.05	1.32	0.1	0.19	0.07	0.96	0.13	0.14	0.42	0.61	0.52
4/2 Mon 18:00	0.12	0.69	0.4	0.25	0.12	0.95	0.62	0.51	0.13	0.1	1.33	0.12	0.85	0.13	0.63	0.15	0.15	0.58	0.54	0.57
4/2 Mon 18:30	0.12	0.64	0.29	0.24	0.11	2.91	0.31	0.65	0.14	0.14	2.18	0.11	1.19	0.39	0.74	0.21	0.14	1.07	0.51	0.53
4/2 Mon 19:00	0.14	0.61	0.1	0.2	0.12	2.4	0.72	0.82	0.36	0.09	2.59	0.12	0.98	0.34	1.13	0.25	0.12	1.46	0.51	0.26
4/2 Mon 19:30	0.13	0.61	0.11	0.24	0.18	1.61	0.97	0.93	0.4	0.06	1.16	0.1	0.93	0.28	0.79	0.28	0.14	1.13	0.79	0.5
4/2 Mon 20:00	0.13	0.58	0.11	0.28	0.21	1.17	1.43	0.78	0.41	0.07	0.07	0.12	0.99	0.24	0.83	0.47	0.23	1.24	0.48	1.37
4/2 Mon 20:30	0.13	0.48	0.11	0.68	0.2	1.95	1.55	0.44	0.35	0.06	0.06	0.11	1.16	0.39	0.87	0.23	0.21	1.18	0.66	1.27
4/2 Mon 21:00	0.13	0.53	0.23	0.89	0.21	2.04	0.98	0.81	0.41	0.06	0.09	0.25	1.13	0.34	0.88	0.22	0.17	1.14	0.51	1.24
4/2 Mon 21:30	0.12	0.53	0.35	0.66	0.11	1.35	0.96	1.01	0.54	0.07	0.07	0.11	0.29	0.29	0.98	0.25	0.15	1.17	0.48	1.25
4/2 Mon 22:00	0.13	0.52	0.49	0.76	0.55	1.25	0.93	0.5	0.26	0.07	0.06	0.11	0.25	0.24	0.72	0.22	0.14	1.78	0.5	1.11
4/2 Mon 22:30	0.12	0.56	0.72	0.6	0.51	1.05	1.05	0.36	0.24	0.06	0.07	0.11	0.27	0.26	0.73	0.25	0.12	1.9	0.51	1.11
4/2 Mon 23:00	0.13	0.53	0.5	0.49	1	1.2	1.23	0.38	0.24	0.07	0.06	0.12	0.23	0.25	0.65	0.33	0.15	2.27	0.43	0.76
4/2 Mon 23:30	0.13	0.29	0.51	0.29	1.28	1.18	2.12	0.21	0.26	0.09	0.09	0.11	0.2	0.22	0.63	0.17	0.15	1.98	0.45	0.52

表 A.3 電力需要サンプルデータ 3(30 分平均,20 ユーザ, 単位:kWh/30min)

Date	user01	user02	user03	user04	user05	user06	user07	user08	user09	user10	user11	user12	user13	user14	user15	user16	user17	user18	user19	user20
4/3 Tue 0:00	0.12	0.29	0.67	0.29	1.08	1.11	0.93	0.16	0.25	0.07	0.07	0.19	0.23	0.06	0.48	0.14	0.14	1.39	0.49	0.32
4/3 Tue 0:30	0.12	0.31	0.45	0.24	0.62	0.95	0.32	0.08	0.25	0.07	0.06	0.13	0.27	0.13	0.36	0.14	0.15	0.74	0.51	0.18
4/3 Tue 1:00	0.12	0.26	0.35	0.26	1.15	0.78	0.27	0.11	0.19	0.04	0.07	0.13	0.2	0.11	0.4	0.12	0.15	0.29	0.29	0.19
4/3 Tue 1:30	0.12	0.32	0.29	0.2	1.22	0.56	0.26	0.1	0.24	0.06	0.08	0.13	0.2	0.06	0.36	0.14	0.14	0.18	0.2	0.17
4/3 Tue 2:00	0.13	0.26	0.24	0.23	1.18	0.28	0.28	0.07	0.23	0.04	0.07	0.1	0.21	0.09	0.21	0.14	0.15	0.16	0.14	0.15
4/3 Tue 2:30	0.13	0.28	0.25	0.2	0.3	0.23	0.25	0.09	0.21	0.07	0.06	0.12	0.22	0.1	0.25	0.12	0.15	0.2	0.16	0.17
4/3 Tue 3:00	0.13	0.27	0.16	0.26	0.12	0.21	0.27	0.09	0.25	0.06	0.06	0.1	0.21	0.13	0.27	0.13	0.12	0.23	0.29	0.19
4/3 Tue 3:30	0.13	0.22	0.12	0.22	0.15	0.22	0.26	0.07	0.23	0.05	0.09	0.13	0.21	0.07	0.29	0.11	0.15	0.27	0.36	0.17
4/3 Tue 4:00	0.13	0.28	0.08	0.22	0.15	0.23	0.29	0.09	0.25	0.06	0.06	0.1	0.21	0.07	0.29	0.11	0.14	0.25	0.38	0.24
4/3 Tue 4:30	0.13	0.34	0.15	0.9	0.13	0.2	0.32	0.08	0.22	0.05	0.06	0.1	0.2	0.12	0.28	0.1	0.14	0.29	0.43	0.19
4/3 Tue 5:00	0.13	0.27	0.22	0.92	0.16	0.23	0.19	0.07	0.22	0.04	0.08	0.1	0.21	0.24	0.41	0.12	0.14	0.39	0.28	0.44
4/3 Tue 5:30	0.13	0.22	0.17	1.09	0.13	1.12	0.33	0.09	0.36	0.07	0.06	0.11	0.21	0.46	0.27	0.09	0.14	0.97	0.23	0.29
4/3 Tue 6:00	0.15	0.24	0.13	1.31	0.15	0.82	0.35	0.08	0.45	0.07	0.07	0.13	0.23	0.33	0.26	0.11	0.13	1.24	0.39	0.2
4/3 Tue 6:30	0.12	0.45	0.13	1.4	0.12	1.15	0.63	0.89	0.24	0.09	0.07	0.11	0.21	0.33	0.44	0.11	0.15	1.22	0.64	0.26
4/3 Tue 7:00	0.13	0.63	0.1	1.03	0.33	1.31	1.24	0.68	0.25	0.13	0.09	0.11	0.2	0.23	1.03	0.13	0.14	0.56	0.53	0.28
4/3 Tue 7:30	0.12	0.52	0.1	0.77	0.15	0.92	1.61	0.59	0.25	0.06	0.07	0.12	0.41	0.24	0.62	0.14	0.14	0.34	0.45	1.24
4/3 Tue 8:00	0.13	0.82	0.11	0.29	0.14	0.64	1.41	0.58	0.34	0.08	0.89	0.12	1.01	0.18	0.66	0.13	0.13	0.34	0.61	0.61
4/3 Tue 8:30	0.12	0.69	0.76	0.2	0.14	0.52	0.88	0.14	0.45	0.06	1.43	0.1	0.96	0.17	0.57	0.14	0.15	0.34	0.57	0.57
4/3 Tue 9:00	0.13	0.59	0.35	0.22	0.14	0.35	0.62	0.25	0.28	0.04	1.39	0.12	0.51	0.16	0.46	0.14	0.14	0.37	0.56	0.54
4/3 Tue 9:30	0.12	0.56	0.08	0.2	0.71	0.22	1.05	0.74	0.32	0.07	1.4	0.1	0.18	0.12	0.29	0.13	0.15	0.35	0.65	0.41
4/3 Tue 10:00	0.13	0.37	0.12	0.19	1.2	0.19	1.25	0.55	0.34	0.59	1.41	0.1	0.17	0.15	0.26	0.14	0.14	0.44	0.61	0.4
4/3 Tue 10:30	0.13	0.28	0.11	0.21	1.09	0.18	1.27	0.09	0.11	0.61	1.41	0.13	0.19	0.14	0.2	0.15	0.13	0.57	0.61	0.43
4/3 Tue 11:00	0.12	0.51	0.1	0.18	0.98	0.21	0.69	0.1	0.13	0.66	1.39	0.1	0.18	0.19	0.26	0.15	0.15	0.52	0.7	0.43
4/3 Tue 11:30	0.13	0.49	0.11	0.21	0.95	0.18	0.41	0.77	0.17	0.7	1.4	0.1	0.2	0.1	0.4	0.38	0.15	0.76	0.69	0.7
4/3 Tue 12:00	0.13	0.59	0.12	0.2	0.89	0.26	0.42	0.71	0.1	0.43	1.38	0.11	0.3	0.15	0.44	0.16	0.15	0.79	0.55	0.5
4/3 Tue 12:30	0.1	0.76	0.09	0.22	0.92	0.26	0.81	0.66	0.14	0.44	1.39	0.11	0.24	0.19	0.48	0.16	0.15	1.07	0.69	0.42
4/3 Tue 13:00	0.15	0.5	0.24	0.22	1.31	0.26	0.64	0.44	0.14	0.61	1.4	0.1	0.22	0.19	0.44	0.35	0.14	0.83	0.53	0.24
4/3 Tue 13:30	0.13	0.43	0.74	0.23	0.74	0.22	0.18	0.46	0.11	0.58	1.41	0.1	0.18	0.16	0.46	0.18	0.13	0.96	0.52	0.21
4/3 Tue 14:00	0.11	0.24	0.75	0.21	0.76	0.2	0.28	0.43	0.14	0.5	1.4	0.13	0.19	0.14	0.23	0.23	0.14	0.97	0.43	0.22
4/3 Tue 14:30	0.15	0.35	0.67	0.19	0.91	0.23	0.26	0.35	0.14	0.49	1.41	0.1	0.18	0.13	0.25	0.2	0.15	0.89	0.45	0.22
4/3 Tue 15:00	0.12	0.4	0.82	0.19	0.91	0.23	0.2	0.35	0.11	0.62	1.4	0.11	0.18	0.18	0.24	0.15	0.14	0.79	0.47	0.21
4/3 Tue 15:30	0.1	0.46	0.91	0.63	0.85	0.18	0.94	0.35	0.14	0.52	1.4	0.13	0.18	0.13	0.22	0.15	0.13	0.82	0.59	0.2
4/3 Tue 16:00	0.12	0.21	0.61	0.24	0.62	0.18	0.44	0.34	0.11	0.29	1.38	0.1	0.18	0.06	0.32	0.12	0.14	0.89	0.33	0.5
4/3 Tue 16:30	0.13	0.31	0.6	0.21	0.87	0.22	0.59	0.85	0.14	0.1	1.33	0.11	0.17	0.08	0.47	0.14	0.21	0.69	0.21	0.34
4/3 Tue 17:00	0.13	0.36	0.22	0.18	0.91	0.35	0.55	0.61	0.1	0.11	1.33	0.1	0.18	0.13	0.58	0.14	0.22	0.56	0.2	0.38
4/3 Tue 17:30	0.12	0.53	0.16	0.22	0.88	0.55	0.54	0.52	0.13	0.1	1.32	0.11	0.23	0.12	0.57	0.14	0.17	0.55	0.38	0.62
4/3 Tue 18:00	0.12	0.61	0.12	0.24	0.87	0.75	0.86	0.13	0.13	0.13	1.32	0.1	0.64	0.13	0.59	0.12	0.14	0.47	0.5	0.43
4/3 Tue 18:30	0.13	0.55	0.54	0.2	0.77	3.2	1.23	0.15	0.22	0.11	2.2	0.1	0.7	0.43	0.7	0.2	0.15	0.41	0.36	0.79
4/3 Tue 19:00	0.13	0.61	0.66	0.2	0.88	2.73	1.23	0.85	0.32	0.13	2.55	0.1	0.65	0.89	1.17	0.16	0.14	0.67	1.24	1.15
4/3 Tue 19:30	0.12	0.55	0.86	0.22	0.57	2.11	1.2	0.62	0.87	0.16	1.48	0.13	0.76	0.34	1.21	0.15	0.13	0.6	0.81	1.43
4/3 Tue 20:00	0.14	0.53	1.11	0.23	0.57	1.85	0.72	0.67	0.78	0.56	0.12	0.13	0.64	0.39	0.89	0.12	0.14	0.73	0.79	0.92
4/3 Tue 20:30	0.12	0.53	1.4	0.58	0.9	1.69	0.6	0.82	0.52	0.72	0.07	0.09	0.54	0.4	1.05	0.14	0.16	1.08	0.87	0.99
4/3 Tue 21:00	0.12	0.58	0.52	1.17	0.9	2.9	0.99	1.09	0.46	0.48	0.07	0.11	0.23	0.35	1	0.14	0.13	1.11	0.52	0.61
4/3 Tue 21:30	0.14	0.51	0.45	1.22	0.78	2.59	0.99	0.86	0.51	0.54	0.08	0.1	0.16	0.4	0.75	0.13	0.17	0.87	0.56	0.62
4/3 Tue 22:00	0.12	0.5	0.6	1.26	1.2	1.81	0.97	0.4	0.31	0.61	0.06	0.12	0.2	0.27	0.84	0.12	0.12	1.48	0.56	1
4/3 Tue 22:30	0.14	0.52	0.77	1.14	1.06	1.25	0.82	0.37	0.23	0.48	0.06	0.13	0.18	0.31	1.01	0.1	0.14	1.91	0.55	0.82
4/3 Tue 23:00	0.13	0.54	0.61	1.11	2.04	1.07	0.53	0.4	0.24	0.55	0.06	0.08	0.17	0.2	0.7	0.09	0.14	2.28	0.54	0.62
4/3 Tue 23:30	0.13	0.31	0.67	1.05	1.66	0.86	0.53	0.68	0.21	0.51	0.07	0.13	0.19	0.15	0.72	0.1	0.15	2.67	0.63	0.4

表 A.4 電力需要サンプルデータ 4(30 分平均,20 ユーザ, 単位:kWh/30min)

Date	user01	user02	user03	user04	user05	user06	user07	user08	user09	user10	user11	user12	user13	user14	user15	user16	user17	user18	user19	user20
4/4 Wed 0:00	0.12	0.45	0.6	0.85	0.98	0.87	0.42	0.61	0.25	0.65	0.09	0.14	0.18	0.11	0.6	0.13	0.14	1.88	0.41	0.29
4/4 Wed 0:30	0.13	0.26	0.66	0.29	0.24	0.83	0.91	0.26	0.18	0.57	0.06	0.16	0.18	0.13	0.31	0.11	0.15	1.46	0.48	0.25
4/4 Wed 1:00	0.12	0.27	0.36	0.26	0.4	0.46	0.69	0.22	0.25	0.16	0.06	0.11	0.16	0.11	0.31	0.09	0.14	1.24	0.48	0.21
4/4 Wed 1:30	0.13	0.25	0.14	0.25	1.06	0.68	0.24	0.22	0.18	0.05	0.07	0.12	0.18	0.15	0.29	0.11	0.15	0.31	0.34	0.14
4/4 Wed 2:00	0.12	0.22	0.16	0.25	1.18	0.23	0.25	0.2	0.24	0.05	0.09	0.1	0.18	0.12	0.24	0.13	0.13	0.2	0.27	0.17
4/4 Wed 2:30	0.12	0.29	0.18	0.23	1.1	0.23	0.28	0.19	0.21	0.07	0.07	0.12	0.18	0.11	0.26	0.1	0.14	0.31	0.3	0.16
4/4 Wed 3:00	0.12	0.33	0.16	0.22	1.1	0.22	0.27	0.23	0.21	0.06	0.06	0.08	0.28	0.1	0.31	0.08	0.14	0.24	0.27	0.16
4/4 Wed 3:30	0.1	0.27	0.11	0.22	1.13	0.19	0.19	0.21	0.14	0.06	0.07	0.13	0.24	0.11	0.27	0.11	0.15	0.28	0.25	0.16
4/4 Wed 4:00	0.14	0.23	0.12	0.25	0.81	0.16	0.22	0.21	0.11	0.04	0.09	0.13	0.24	0.13	0.26	0.1	0.12	0.26	0.25	0.19
4/4 Wed 4:30	0.13	0.24	0.09	0.22	0.24	0.17	0.2	0.21	0.12	0.05	0.07	0.09	0.21	0.16	0.27	0.11	0.15	0.27	0.23	0.19
4/4 Wed 5:00	0.13	0.29	0.12	0.31	0.25	1.12	0.22	0.2	0.15	0.07	0.07	0.13	0.19	0.1	0.26	0.1	0.16	0.18	0.56	0.5
4/4 Wed 5:30	0.19	0.29	0.11	0.35	0.22	0.55	0.21	0.2	0.13	0.07	0.07	0.13	0.18	0.11	0.23	0.1	0.13	0.2	0.47	0.35
4/4 Wed 6:00	0.15	0.29	0.13	0.59	0.18	1.28	0.23	0.21	0.23	0.05	0.08	0.09	0.2	0.17	0.24	0.1	0.14	0.94	0.68	0.29
4/4 Wed 6:30	0.14	0.28	0.09	1.01	0.13	1.07	0.21	0.21	0.23	0.12	0.06	0.12	0.19	0.2	0.66	0.11	0.15	1.07	1.13	0.26
4/4 Wed 7:00	0.13	0.45	0.12	1.29	0.15	1.29	0.21	0.23	0.2	0.12	0.07	0.13	0.16	0.27	1.2	0.11	0.14	0.92	0.9	0.83
4/4 Wed 7:30	0.16	0.51	0.42	0.93	0.48	0.59	0.87	0.78	0.41	0.13	0.06	0.09	0.16	0.29	1.1	0.14	0.12	1.04	0.6	0.94
4/4 Wed 8:00	0.12	0.47	0.31	0.26	0.87	0.55	1.05	0.51	0.37	0.08	0.98	0.12	0.19	0.24	0.53	0.13	0.15	0.96	0.7	0.8
4/4 Wed 8:30	0.12	0.57	0.42	0.25	0.48	0.54	1	0.19	0.37	0.06	1.43	0.13	0.22	0.14	0.28	0.15	0.12	1.03	0.56	0.72
4/4 Wed 9:00	0.12	0.52	0.14	0.23	0.58	0.39	1.16	0.13	0.2	0.04	1.43	0.08	0.56	0.28	0.18	0.15	0.14	0.66	0.62	0.64
4/4 Wed 9:30	0.13	0.44	0.11	0.23	0.8	0.18	1.03	0.19	0.19	0.07	1.4	0.13	0.74	0.2	0.13	0.12	0.14	0.36	0.67	0.47
4/4 Wed 10:00	0.12	0.26	0.12	0.22	0.79	0.18	1.02	0.81	0.25	0.04	1.43	0.13	0.7	0.21	0.35	0.12	0.14	0.3	0.57	0.25
4/4 Wed 10:30	0.13	0.28	0.34	0.23	0.76	0.18	1.04	0.64	0.21	0.07	1.42	0.07	0.77	0.09	0.49	0.15	0.12	0.33	0.48	0.2
4/4 Wed 11:00	0.1	0.63	0.29	0.23	0.78	0.2	1.02	0.54	0.21	0.07	1.43	0.13	0.57	0.08	0.46	0.17	0.15	0.3	0.56	0.22
4/4 Wed 11:30	0.15	0.56	0.26	0.23	0.72	0.18	1.3	0.55	0.15	0.02	1.4	0.13	0.3	0.06	0.48	0.14	0.16	0.42	0.35	0.2
4/4 Wed 12:00	0.12	0.39	0.11	0.22	0.19	0.22	0.46	0.6	0.23	0.06	1.4	0.09	0.28	0.13	0.56	0.17	0.12	0.76	0.12	0.23
4/4 Wed 12:30	0.11	0.41	0.11	0.25	0.18	0.2	0.27	0.63	0.18	0.04	1.39	0.13	0.29	0.08	0.45	0.32	0.14	0.82	0.12	0.18
4/4 Wed 13:00	0.14	0.97	0.11	0.2	0.12	0.3	0.25	0.59	0.19	0.07	1.41	0.11	0.24	0.09	0.38	0.17	0.16	0.93	0.16	0.23
4/4 Wed 13:30	0.12	0.62	0.12	0.2	0.12	0.27	0.24	0.49	0.23	0.05	1.35	0.11	0.31	0.07	0.39	0.13	0.38	1.55	0.43	0.21
4/4 Wed 14:00	0.11	0.46	0.09	0.22	0.11	0.24	0.26	0.17	0.2	0.05	1.36	0.13	0.28	0.09	0.39	0.14	0.34	1.95	0.48	0.23
4/4 Wed 14:30	0.12	0.34	0.1	0.25	0.12	0.21	0.67	0.11	0.17	0.07	1.4	0.11	0.28	0.1	0.37	0.15	0.28	0.85	0.49	0.21
4/4 Wed 15:00	0.13	0.36	0.43	0.2	0.13	0.21	0.65	0.1	0.2	0.06	1.39	0.08	0.27	0.08	0.26	0.12	0.58	0.91	0.53	0.21
4/4 Wed 15:30	0.12	0.26	0.73	0.23	0.1	0.16	0.3	0.08	0.21	0.03	1.39	0.13	0.29	0.08	0.21	0.12	0.61	0.9	0.6	0.21
4/4 Wed 16:00	0.13	0.22	0.54	0.28	0.12	0.2	0.21	0.1	0.18	0.06	1.37	0.13	0.71	0.06	0.22	0.15	0.32	0.83	0.93	0.2
4/4 Wed 16:30	0.12	0.48	0.48	0.33	0.12	0.21	0.23	0.06	0.24	0.07	1.4	0.08	0.86	0.08	0.35	0.14	0.25	0.76	0.39	0.22
4/4 Wed 17:00	0.13	0.59	0.43	0.26	0.1	0.32	0.43	0.1	0.16	0.04	1.38	0.12	0.87	0.11	0.44	0.14	0.29	0.84	0.35	0.86
4/4 Wed 17:30	0.12	0.48	0.3	0.23	0.12	0.61	1.03	0.06	0.23	0.05	1.41	0.11	0.79	0.09	0.49	0.12	0.29	0.79	0.36	1.08
4/4 Wed 18:00	0.13	0.53	0.52	0.24	0.11	1.71	0.51	0.11	0.37	0.13	1.41	0.11	1.13	0.14	0.52	0.21	0.26	0.65	0.55	1.31
4/4 Wed 18:30	0.13	0.59	0.52	0.82	0.13	2.84	0.56	0.06	0.25	0.44	2.24	0.1	1.03	0.28	0.62	0.26	0.4	1.14	0.73	1.53
4/4 Wed 19:00	0.15	0.66	0.52	0.33	0.16	3.52	0.64	0.11	0.27	0.91	2.62	0.12	0.96	0.8	0.7	0.29	0.6	1.2	0.7	1.18
4/4 Wed 19:30	0.12	0.66	0.53	0.68	0.38	3.17	0.58	0.16	0.85	0.69	0.65	0.1	0.99	0.26	1.37	0.29	0.67	1.17	0.6	1.26
4/4 Wed 20:00	0.13	0.68	0.54	0.99	1.42	3.08	1.69	1.02	0.76	0.19	0.04	0.11	0.93	0.2	1.04	0.14	0.65	1.12	0.55	0.99
4/4 Wed 20:30	0.12	0.53	0.53	0.65	1.19	1.68	1.16	1.09	0.53	0.18	0.05	0.11	1.04	0.24	0.94	0.17	0.71	1.18	0.83	1.18
4/4 Wed 21:00	0.12	0.53	0.55	0.58	1.22	1.48	1.45	0.79	0.77	0.13	0.07	0.13	1.05	0.31	1.21	0.15	0.6	1.16	0.75	1.23
4/4 Wed 21:30	0.15	0.57	0.47	0.58	0.31	1.39	2.02	0.78	0.51	0.04	0.04	0.1	1.12	0.31	0.89	0.14	0.51	1.43	0.56	1.28
4/4 Wed 22:00	0.13	0.57	0.51	0.68	1	1.14	1.21	0.59	0.48	0.06	0.06	0.1	0.51	0.29	0.77	0.15	0.25	1.83	0.67	1.09
4/4 Wed 22:30	0.15	0.32	0.42	0.54	1.09	1.08	1.07	0.3	0.26	0.07	0.05	0.13	0.49	0.31	0.69	0.12	0.18	1.72	0.55	0.84
4/4 Wed 23:00	0.13	0.26	0.43	0.33	0.78	0.99	0.52	0.33	0.31	0.07	0.04	0.08	0.45	0.3	0.57	0.15	0.17	1.29	0.63	0.6
4/4 Wed 23:30	0.13	0.26	0.41	0.27	2.2	1.08	1.28	0.35	0.32	0.05	0.07	0.1	0.45	0.25	0.85	0.15	0.29	1.59	0.49	0.46

表 A.5 電力需要サンプルデータ 5(30 分平均,20 ユーザ, 単位:kWh/30min)

Date	user01	user02	user03	user04	user05	user06	user07	user08	user09	user10	user11	user12	user13	user14	user15	user16	user17	user18	user19	user20
4/5 Thu 0:00	0.15	0.26	0.5	0.25	2.31	1.11	0.98	0.27	0.3	0.05	0.04	0.14	0.47	0.15	1.01	0.12	0.18	1.53	0.51	0.3
4/5 Thu 0:30	0.12	0.26	0.49	0.24	1.19	0.97	0.46	0.19	0.31	0.07	0.06	0.17	0.46	0.09	0.62	0.14	0.18	0.94	0.35	0.21
4/5 Thu 1:00	0.13	0.37	0.59	0.22	0.49	0.87	0.21	0.18	0.32	0.05	0.04	0.14	0.46	0.13	0.35	0.14	0.17	0.4	0.26	0.18
4/5 Thu 1:30	0.12	0.3	0.67	0.25	0.14	0.63	0.22	0.2	0.29	0.06	0.05	0.42	0.47	0.09	0.25	0.13	0.16	0.31	0.48	0.16
4/5 Thu 2:00	0.1	0.22	0.24	0.25	0.13	0.23	0.22	0.23	0.31	0.07	0.06	0.44	0.46	0.08	0.25	0.1	0.17	0.18	0.51	0.17
4/5 Thu 2:30	0.15	0.26	0.14	0.23	0.15	0.24	0.23	0.22	0.3	0.04	0.04	0.45	0.43	0.07	0.23	0.08	0.2	0.23	0.25	0.17
4/5 Thu 3:00	0.11	0.29	0.14	0.23	0.1	0.22	0.22	0.24	0.29	0.05	0.07	0.38	0.44	0.1	0.26	0.12	0.27	0.22	0.17	0.15
4/5 Thu 3:30	0.13	0.29	0.19	0.23	0.12	0.19	0.23	0.25	0.2	0.07	0.05	0.72	0.44	0.08	0.24	0.11	0.24	0.26	0.16	0.17
4/5 Thu 4:00	0.13	0.35	0.16	0.22	0.11	0.2	0.23	0.32	0.19	0.05	0.06	1.09	0.45	0.1	0.26	0.08	0.16	0.27	0.21	0.18
4/5 Thu 4:30	0.13	0.24	0.1	0.27	0.1	0.2	0.22	0.25	0.21	0.05	0.05	1.29	0.44	0.11	0.26	0.11	0.17	0.28	0.19	0.18
4/5 Thu 5:00	0.12	0.43	0.13	0.32	0.12	1.4	0.21	0.23	0.21	0.07	0.05	1.38	0.46	0.11	0.41	0.12	0.44	0.25	0.21	0.18
4/5 Thu 5:30	0.13	0.34	0.11	0.28	0.11	0.51	0.23	0.2	0.23	0.07	0.07	1.29	0.44	0.37	0.22	0.08	0.42	0.19	0.2	0.24
4/5 Thu 6:00	0.14	0.36	0.12	0.31	0.11	0.96	0.2	0.19	0.14	0.07	0.05	1.29	0.46	0.29	0.23	0.1	0.42	0.39	0.4	0.48
4/5 Thu 6:30	0.13	0.28	0.11	0.55	0.23	1.74	0.2	0.63	0.26	0.04	0.07	0.4	0.44	0.39	0.52	0.11	0.43	0.37	0.97	0.51
4/5 Thu 7:00	0.11	0.35	0.11	1.12	0.18	1.51	0.31	0.85	0.31	0.05	0.05	0.3	0.45	0.22	0.79	0.12	0.44	1.27	0.85	0.54
4/5 Thu 7:30	0.15	0.49	0.7	0.53	1.03	0.68	0.97	0.77	0.26	0.12	0.04	0.28	0.72	0.12	1.39	0.14	0.54	1.75	0.74	0.86
4/5 Thu 8:00	0.12	0.46	0.29	0.36	1.26	0.71	1.15	0.75	0.39	0.08	1.03	0.28	1.12	0.19	0.64	0.12	0.99	0.99	0.73	0.87
4/5 Thu 8:30	0.12	0.44	0.31	0.28	0.3	0.57	1.09	0.43	0.63	0.09	1.46	0.26	1.05	0.15	0.45	0.14	0.56	0.24	0.48	0.76
4/5 Thu 9:00	0.12	0.46	0.13	0.2	0.15	0.44	1.2	0.53	0.37	0.12	1.42	0.35	1.06	0.14	0.51	0.13	0.52	0.52	0.54	0.98
4/5 Thu 9:30	0.12	0.51	0.11	0.22	0.15	0.18	1.35	0.85	0.51	0.08	1.42	0.27	1.12	0.12	0.55	0.14	0.43	1.05	0.55	0.64
4/5 Thu 10:00	0.12	0.26	0.11	0.23	0.13	0.18	0.59	0.86	0.5	0.07	1.41	0.26	0.89	0.16	0.5	0.13	0.49	0.95	0.43	0.51
4/5 Thu 10:30	0.13	0.18	0.1	0.2	0.14	0.17	0.2	0.83	0.37	0.07	1.61	0.28	0.83	0.11	0.19	0.14	0.41	1.05	0.16	0.2
4/5 Thu 11:00	0.12	0.49	0.09	0.18	0.12	0.21	0.2	0.4	0.23	0.04	1.5	0.27	0.75	0.08	0.33	0.15	0.47	0.88	0.26	0.21
4/5 Thu 11:30	0.12	0.42	0.15	0.21	0.12	0.19	0.2	0.39	0.25	0.07	1.44	0.29	0.93	0.11	0.46	0.14	0.4	0.6	0.22	0.21
4/5 Thu 12:00	0.12	0.26	0.18	0.19	0.11	0.18	0.2	0.4	0.21	0.07	1.47	0.8	0.31	0.08	0.42	0.14	0.39	0.65	0.27	0.19
4/5 Thu 12:30	0.12	0.38	0.1	0.21	0.13	0.2	0.2	0.42	0.17	0.07	1.42	0.89	0.21	0.13	0.46	0.12	0.25	0.72	0.47	0.19
4/5 Thu 13:00	0.12	0.96	0.09	0.21	0.21	0.19	0.18	0.48	0.24	0.04	1.42	0.94	0.18	0.19	0.37	0.14	0.17	0.6	0.53	0.2
4/5 Thu 13:30	0.13	0.57	0.13	0.2	0.21	0.19	0.21	0.38	0.21	0.04	1.36	1.03	0.2	0.27	0.35	0.13	0.16	0.62	0.44	0.2
4/5 Thu 14:00	0.13	0.46	0.09	0.21	0.2	0.18	0.2	0.4	0.21	0.05	1.33	1.16	0.21	0.22	0.23	0.15	0.16	0.63	0.38	0.21
4/5 Thu 14:30	0.13	0.33	0.13	0.18	0.2	0.18	0.23	0.61	0.2	0.06	1.35	1.03	0.34	0.18	0.28	0.13	0.16	0.72	0.37	0.2
4/5 Thu 15:00	0.12	0.3	0.08	0.25	0.1	0.18	0.4	0.65	0.18	0.07	1.34	0.29	0.27	0.12	0.48	0.15	0.18	0.74	0.38	0.21
4/5 Thu 15:30	0.13	0.41	0.13	0.62	0.13	0.18	0.23	0.43	0.18	0.06	1.35	0.17	0.22	0.1	0.44	0.13	0.22	1.55	0.44	0.21
4/5 Thu 16:00	0.12	0.39	0.08	0.24	0.1	0.18	0.23	0.34	0.24	0.04	1.33	0.17	0.24	0.14	0.3	0.13	0.21	0.72	0.3	0.18
4/5 Thu 16:30	0.12	0.26	0.12	0.22	0.1	0.27	0.37	0.39	0.32	0.06	1.37	0.14	0.31	0.15	0.25	0.11	0.27	0.8	0.13	0.25
4/5 Thu 17:00	0.13	0.47	0.09	0.2	0.13	0.41	0.69	0.47	0.28	0.04	1.39	0.15	0.47	0.14	0.96	0.14	0.38	0.69	0.25	1.29
4/5 Thu 17:30	0.13	0.63	0.11	0.2	0.11	0.61	0.72	0.42	0.25	0.07	1.41	0.25	0.2	0.07	0.8	0.13	0.44	1.04	0.52	1.22
4/5 Thu 18:00	0.12	0.65	0.57	0.2	0.13	2.13	0.74	0.51	0.26	0.06	1.4	0.24	0.6	0.09	0.68	0.14	0.52	1.07	0.46	0.7
4/5 Thu 18:30	0.12	0.61	0.79	0.25	0.11	1.66	0.68	0.62	0.24	0.21	2.27	0.28	0.73	0.14	0.77	0.15	0.58	1.17	0.95	0.59
4/5 Thu 19:00	0.13	0.5	0.66	0.22	0.12	2.37	0.24	0.66	0.51	0.07	2.67	0.34	0.94	0.24	0.9	0.14	0.7	1.17	0.51	0.61
4/5 Thu 19:30	0.12	0.42	1.45	0.21	0.13	3.63	2.28	0.85	0.47	0.06	0.54	0.34	1.08	0.26	1.31	0.2	0.77	0.77	0.4	0.71
4/5 Thu 20:00	0.15	0.89	0.7	0.22	0.11	1.81	1.92	0.79	0.5	0.05	0.04	0.52	1.1	0.28	1.12	0.15	0.56	1.31	0.4	0.76
4/5 Thu 20:30	0.12	0.48	0.43	0.2	0.1	1.81	1.47	0.54	0.63	0.07	0.06	0.35	0.92	0.22	0.99	0.17	0.45	1.43	0.64	0.68
4/5 Thu 21:00	0.12	0.51	0.42	0.27	0.13	1.24	1.04	0.55	0.61	0.51	0.05	0.72	0.71	0.18	0.9	0.15	0.37	1.18	0.61	0.64
4/5 Thu 21:30	0.13	0.48	0.47	0.27	0.7	1.04	1.08	0.52	0.58	0.58	0.05	1.26	0.6	0.28	0.99	0.14	0.31	0.94	0.56	1.31
4/5 Thu 22:00	0.12	0.5	0.49	0.23	0.53	1.03	1.13	0.74	0.53	0.49	0.07	1.03	0.43	0.28	0.81	0.16	0.19	1.43	0.88	1.25
4/5 Thu 22:30	0.12	0.48	0.49	0.55	0.88	0.93	1.16	1.06	0.55	0.34	0.04	1.22	0.45	0.21	0.77	0.14	0.16	1.94	0.61	1.48
4/5 Thu 23:00	0.13	0.57	0.46	0.59	2.31	1.41	1.91	0.6	0.59	0.38	0.07	1.22	0.4	0.19	0.71	0.12	0.17	1.79	0.59	1.25
4/5 Thu 23:30	0.12	0.53	0.5	0.24	2.34	1.2	1.45	0.57	0.35	0.36	0.05	1.35	0.41	0.13	0.76	0.16	0.16	1.43	0.59	1.14

表 A.6 電力需要サンプルデータ 6(30分平均,20 ユーザ, 単位:kWh/30min)

Date	user01	user02	user03	user04	user05	user06	user07	user08	user09	user10	user11	user12	user13	user14	user15	user16	user17	user18	user19	user20
4/6 Fri 0:00	0.12	0.39	0.46	0.28	2.56	1.2	1.78	0.58	0.33	0.09	0.05	1.22	0.42	0.11	0.58	0.13	0.19	0.73	0.65	0.63
4/6 Fri 0:30	0.12	0.19	0.6	0.3	1.29	1.11	0.81	0.83	0.28	0.37	0.07	0.91	0.43	0.07	0.36	0.13	0.14	0.51	0.66	0.28
4/6 Fri 1:00	0.15	0.25	0.5	0.29	0.96	0.8	0.19	0.78	0.31	0.05	0.04	0.36	0.42	0.09	0.4	0.15	0.17	0.37	0.44	0.26
4/6 Fri 1:30	0.12	0.27	0.44	0.21	0.17	0.68	0.2	0.65	0.33	0.07	0.07	0.18	0.36	0.1	0.32	0.15	0.16	0.22	0.45	0.2
4/6 Fri 2:00	0.1	0.3	0.19	0.23	0.13	0.2	0.2	0.28	0.28	0.05	0.04	0.16	0.22	0.11	0.31	0.12	0.18	0.22	0.41	0.17
4/6 Fri 2:30	0.12	0.2	0.16	0.29	0.12	0.2	0.23	0.17	0.31	0.07	0.05	0.14	0.2	0.08	0.28	0.14	0.17	0.25	0.25	0.18
4/6 Fri 3:00	0.12	0.21	0.1	0.25	0.12	0.21	0.23	0.17	0.27	0.06	0.07	0.14	0.2	0.16	0.26	0.12	0.16	0.29	0.22	0.16
4/6 Fri 3:30	0.12	0.26	0.11	0.22	0.12	0.18	0.19	0.16	0.26	0.06	0.04	0.17	0.21	0.17	0.28	0.11	0.16	0.26	0.19	0.17
4/6 Fri 4:00	0.13	0.22	0.11	0.21	0.1	0.18	0.21	0.14	0.2	0.05	0.06	0.15	0.25	0.17	0.25	0.11	0.18	0.26	0.18	0.17
4/6 Fri 4:30	0.13	0.22	0.08	0.21	0.1	0.19	0.21	0.16	0.27	0.08	0.05	0.17	0.27	0.45	0.29	0.1	0.17	0.22	0.21	0.17
4/6 Fri 5:00	0.13	0.29	0.13	0.23	0.15	0.8	0.2	0.14	0.18	0.58	0.07	0.13	0.26	0.16	0.4	0.11	0.27	0.19	0.21	0.22
4/6 Fri 5:30	0.15	0.24	0.08	0.23	0.42	0.68	0.23	0.15	0.18	0.24	0.04	0.13	0.26	0.11	0.24	0.11	0.29	0.23	0.21	0.58
4/6 Fri 6:00	0.2	0.3	0.12	0.54	0.23	1.62	0.2	0.39	0.24	0.06	0.05	0.15	0.29	0.1	0.65	0.11	0.35	1.25	0.53	0.54
4/6 Fri 6:30	0.12	0.27	0.09	0.9	0.77	1.11	0.18	0.79	0.31	0.04	0.06	0.12	0.35	0.14	0.93	0.09	0.71	1.31	0.92	0.72
4/6 Fri 7:00	0.15	0.39	0.14	1.08	0.88	1.57	0.2	0.61	0.27	0.04	0.04	0.16	0.84	0.09	0.95	0.13	0.8	1.13	0.87	0.85
4/6 Fri 7:30	0.14	0.59	0.38	0.35	0.2	0.79	0.25	0.47	0.31	0.07	0.07	0.1	0.89	0.28	0.87	0.14	0.42	1.79	0.65	0.81
4/6 Fri 8:00	0.14	1.01	0.15	0.24	0.17	0.55	0.85	0.43	0.45	0.06	0.73	0.24	0.61	0.21	0.58	0.13	0.46	1.4	0.8	0.63
4/6 Fri 8:30	0.12	0.48	0.1	0.28	0.17	0.56	1.17	0.14	0.51	0.41	1.37	0.2	0.25	0.23	0.3	0.14	0.42	0.89	0.66	0.62
4/6 Fri 9:00	0.13	0.45	0.08	0.27	0.14	0.43	0.7	0.12	0.37	0.46	1.46	0.12	0.24	0.25	0.18	0.14	0.49	0.3	0.4	
4/6 Fri 9:30	0.13	0.44	0.57	0.23	0.15	0.18	0.59	0.3	0.45	0.06	1.44	0.12	0.23	0.15	0.15	0.12	0.18	0.34	0.56	0.22
4/6 Fri 10:00	0.12	0.53	0.34	0.22	0.15	0.19	1.05	0.53	0.38	0.06	1.47	0.1	0.18	0.12	0.42	0.12	0.18	0.3	0.55	0.19
4/6 Fri 10:30	0.13	0.3	0.46	0.23	0.15	0.18	0.56	0.35	0.37	0.08	1.45	0.1	0.22	0.15	0.44	0.15	0.17	0.28	0.51	0.2
4/6 Fri 11:00	0.13	0.49	0.66	0.23	0.13	0.23	0.42	0.44	0.1	0.09	1.45	0.1	0.23	0.17	0.57	0.17	0.17	0.32	0.66	0.2
4/6 Fri 11:30	0.13	0.43	0.43	0.25	0.13	0.19	0.6	0.27	0.08	0.06	1.37	0.12	0.2	0.27	0.44	0.14	0.18	0.52	0.56	0.2
4/6 Fri 12:00	0.12	0.27	0.31	0.23	0.14	0.2	0.47	0.18	0.17	0.09	1.44	0.1	0.2	0.18	0.49	0.17	0.19	0.53	0.52	0.2
4/6 Fri 12:30	0.1	0.23	0.4	0.2	0.12	0.2	0.45	0.48	0.1	0.09	1.45	0.12	0.2	0.17	0.38	0.14	0.15	0.51	0.48	0.65
4/6 Fri 13:00	0.13	0.2	0.45	0.2	0.12	0.21	0.67	0.41	0.11	0.07	1.43	0.1	0.2	0.17	0.45	0.15	0.16	0.31	0.33	0.18
4/6 Fri 13:30	0.14	0.51	0.43	0.2	0.14	0.2	0.42	0.4	0.12	0.21	1.41	0.1	0.21	0.16	0.41	0.14	0.35	0.35	0.19	0.23
4/6 Fri 14:00	0.1	0.25	0.52	0.24	0.14	0.2	0.49	0.38	0.13	0.32	1.33	0.1	0.2	0.14	0.8	0.15	0.43	0.34	0.2	0.21
4/6 Fri 14:30	0.12	0.25	0.37	0.24	0.12	0.2	0.51	0.36	0.19	0.4	1.34	0.13	0.23	0.19	0.46	0.16	0.33	0.34	0.17	0.19
4/6 Fri 15:00	0.13	0.31	0.39	0.2	0.15	0.18	0.69	0.36	0.26	0.21	1.38	0.1	0.19	0.18	0.48	0.13	0.32	0.37	0.17	0.21
4/6 Fri 15:30	0.13	0.26	0.35	0.2	0.13	0.18	0.7	0.37	0.18	0.15	1.41	0.13	0.21	0.19	0.5	0.14	0.21	0.43	0.17	0.21
4/6 Fri 16:00	0.13	0.31	0.36	0.2	0.14	0.19	0.78	0.36	0.17	0.07	1.39	0.08	0.21	0.13	0.41	0.12	0.18	0.63	0.17	0.2
4/6 Fri 16:30	0.13	0.37	0.37	0.23	0.13	0.19	0.58	0.43	0.19	0.06	1.38	0.13	0.21	0.39	0.4	0.1	0.15	0.5	0.19	0.21
4/6 Fri 17:00	0.12	0.31	0.49	0.3	0.13	0.3	0.71	0.44	0.15	0.07	1.39	0.13	0.2	0.25	0.64	0.16	0.16	0.46	0.21	0.2
4/6 Fri 17:30	0.12	0.35	0.4	0.31	0.14	0.52	0.69	0.45	0.16	0.04	1.38	0.1	0.21	0.26	0.6	0.21	0.19	0.38	0.18	0.59
4/6 Fri 18:00	0.13	0.21	0.35	0.28	0.14	0.37	0.51	0.52	0.14	0.05	1.39	0.1	0.33	0.22	0.62	0.17	0.15	0.36	0.17	0.87
4/6 Fri 18:30	0.12	0.39	0.72	0.22	0.12	1.21	0.29	0.7	0.15	0.07	2.31	0.1	1	0.26	0.66	0.15	0.18	0.54	0.17	0.7
4/6 Fri 19:00	0.13	0.86	0.62	0.25	0.22	3.5	0.39	0.62	0.49	0.07	2.67	0.13	0.9	0.6	0.75	0.14	0.17	0.71	0.16	0.38
4/6 Fri 19:30	0.15	0.52	0.69	0.49	0.53	3.98	1.02	0.33	0.75	0.04	0.55	0.1	0.92	0.23	1.48	0.14	0.21	0.64	0.22	1.11
4/6 Fri 20:00	0.13	0.46	0.47	1.34	1.31	2.87	1.6	0.48	0.52	0.07	0.07	0.1	0.88	0.24	0.79	0.14	0.25	0.85	0.24	0.94
4/6 Fri 20:30	0.13	0.3	0.56	1.27	1.09	3.31	1.65	0.69	0.5	0.04	0.05	0.12	0.83	0.22	1.08	0.14	0.22	0.73	0.23	0.96
4/6 Fri 21:00	0.12	0.27	0.42	1.41	1.04	2.49	1.2	0.85	0.43	0.04	0.07	0.12	0.97	0.27	1.09	0.14	0.16	0.68	0.23	0.96
4/6 Fri 21:30	0.14	0.3	0.46	1.14	1.19	1.89	1.11	0.64	0.31	0.07	0.05	0.08	0.89	0.29	1.29	0.15	0.16	1.78	0.21	0.98
4/6 Fri 22:00	0.12	0.45	0.46	1.11	0.98	1.73	1.21	0.55	0.31	0.06	0.04	0.17	0.79	0.23	0.7	0.14	0.19	1.4	0.23	0.99
4/6 Fri 22:30	0.12	0.2	0.43	1.27	1.03	1.35	1.11	0.46	0.29	0.05	0.06	1.19	0.8	0.29	0.68	0.15	0.19	2.38	0.12	0.96
4/6 Fri 23:00	0.12	0.24	0.43	1.14	0.97	1.18	1.11	0.12	0.25	0.04	0.04	1.1	0.8	0.24	0.73	0.13	0.14	3.19	0.21	0.66
4/6 Fri 23:30	0.13	0.24	0.42	0.31	0.78	1.07	1.11	0.1	0.21	0.04	0.06	1.29	0.89	0.19	0.66	0.14	0.16	1.76	0.67	0.56

表 A.7 電力需要サンプルデータ 7(30 分平均,20 ユーザ, 単位:kWh/30min)

Date	user01	user02	user03	user04	user05	user06	user07	user08	user09	user10	user11	user12	user13	user14	user15	user16	user17	user18	user19	user20
4/7 Sat 0:00	0.14	0.24	0.43	0.25	0.85	1.16	1.06	0.08	0.16	0.06	0.05	1.33	0.69	0.1	0.68	0.14	0.17	1.18	0.65	0.36
4/7 Sat 0:30	0.13	0.28	0.55	0.22	0.78	1.08	1.04	0.09	0.25	0.07	0.04	1.38	0.32	0.1	0.61	0.13	0.16	0.92	0.48	0.28
4/7 Sat 1:00	0.13	0.24	0.48	0.22	1.32	1.17	1.16	0.09	0.17	0.04	0.06	1.39	0.27	0.12	0.28	0.15	0.16	0.37	0.49	0.24
4/7 Sat 1:30	0.12	0.24	0.55	0.25	1.12	1.14	1.21	0.08	0.25	0.05	0.05	0.95	0.28	0.07	0.27	0.12	0.16	0.24	0.39	0.2
4/7 Sat 2:00	0.13	0.22	0.37	0.29	0.95	1.1	0.95	0.09	0.23	0.07	0.07	0.31	0.27	0.06	0.19	0.14	0.17	0.3	0.3	0.18
4/7 Sat 2:30	0.12	0.19	0.38	0.28	0.41	1.05	0.23	0.09	0.22	0.05	0.05	0.23	0.23	0.1	0.28	0.13	0.17	0.3	0.16	0.17
4/7 Sat 3:00	0.13	0.27	0.4	0.23	0.15	0.91	0.23	0.09	0.19	0.06	0.05	0.18	0.24	0.11	0.27	0.1	0.17	0.36	0.16	0.17
4/7 Sat 3:30	0.12	0.28	0.34	0.23	0.14	0.71	0.23	0.09	0.23	0.02	0.06	0.19	0.25	0.06	0.27	0.11	0.19	0.28	0.18	0.16
4/7 Sat 4:00	0.12	0.24	0.34	0.94	0.12	0.22	0.2	0.09	0.21	0.07	0.04	0.17	0.25	0.11	0.26	0.11	0.15	0.27	0.19	0.16
4/7 Sat 4:30	0.12	0.2	0.34	0.49	0.13	0.21	0.2	0.11	0.21	0.07	0.06	0.14	0.25	0.06	0.26	0.1	0.16	0.22	0.21	0.17
4/7 Sat 5:00	0.13	0.21	0.16	0.24	0.14	0.88	0.21	0.89	0.19	0.04	0.05	0.16	0.24	0.13	0.42	0.11	0.17	0.2	0.21	0.18
4/7 Sat 5:30	0.12	0.25	0.13	0.22	0.12	0.45	0.22	0.63	0.25	0.05	0.07	0.19	0.24	0.07	0.27	0.1	0.17	0.25	0.2	0.49
4/7 Sat 6:00	0.12	0.33	0.11	0.25	0.14	0.56	0.39	0.45	0.18	0.07	0.05	0.14	0.24	0.11	0.27	0.11	0.17	0.34	0.21	0.29
4/7 Sat 6:30	0.12	0.29	0.11	0.27	0.12	1.12	1.06	0.74	0.19	0.08	0.05	0.16	0.22	0.1	0.66	0.39	0.17	0.43	0.5	0.59
4/7 Sat 7:00	0.13	0.27	0.1	0.31	0.13	0.9	1.05	0.65	0.24	0.11	0.07	0.17	0.24	0.31	0.92	0.22	0.17	1.29	0.62	1.19
4/7 Sat 7:30	0.14	0.42	0.1	0.48	0.15	1.03	1.03	0.18	0.46	0.08	0.04	0.18	0.25	0.34	0.92	0.15	0.16	1.61	0.65	0.91
4/7 Sat 8:00	0.1	0.24	0.74	0.25	0.12	0.64	1.01	0.12	0.28	0.07	0.47	0.29	0.76	0.35	1.16	0.14	0.16	1.17	0.62	1.02
4/7 Sat 8:30	0.14	0.31	0.35	0.21	0.15	0.63	1.44	0.09	0.44	0.06	1.57	0.24	0.67	0.26	0.52	0.14	0.16	0.95	0.63	0.55
4/7 Sat 9:00	0.12	0.52	0.34	0.19	0.15	0.44	1.77	0.14	0.09	0.07	1.36	0.15	0.58	0.14	0.46	0.12	0.16	0.78	0.86	0.47
4/7 Sat 9:30	0.12	0.37	0.13	0.22	0.14	0.74	1.04	0.07	0.13	0.04	1.39	0.13	0.52	0.08	0.45	0.15	0.26	0.54	0.75	0.37
4/7 Sat 10:00	0.12	0.44	0.12	0.27	0.13	1.36	1.01	0.08	0.11	0.09	1.38	0.12	0.45	0.16	0.42	0.15	0.22	0.85	0.64	0.23
4/7 Sat 10:30	0.13	0.59	0.18	0.28	0.19	1.17	1.11	0.08	0.12	0.11	1.38	0.08	0.48	0.14	0.41	0.15	0.16	0.8	0.42	0.2
4/7 Sat 11:00	0.12	0.68	0.15	0.2	0.64	1.17	1.04	0.85	0.13	0.07	1.38	0.12	0.5	0.13	0.45	0.12	0.14	0.35	0.48	0.19
4/7 Sat 11:30	0.12	0.65	0.16	0.17	0.63	1.15	0.99	0.66	0.1	0.06	1.38	0.14	0.92	0.24	0.44	0.1	0.16	0.47	0.26	0.21
4/7 Sat 12:00	0.12	0.46	0.16	0.19	0.97	1.21	1.03	0.64	0.14	0.04	1.38	0.09	0.23	0.12	0.7	0.11	0.16	0.54	0.16	0.39
4/7 Sat 12:30	0.12	0.46	0.15	0.18	1.02	0.88	0.88	0.61	0.13	0.04	1.37	0.13	0.23	0.17	0.51	0.1	0.17	0.3	0.13	0.52
4/7 Sat 13:00	0.12	0.49	0.21	0.19	0.85	0.79	1.06	0.55	0.12	0.06	1.37	0.13	0.24	0.12	0.45	0.1	0.17	0.3	0.14	0.5
4/7 Sat 13:30	0.12	0.22	0.09	0.21	0.87	0.73	1.02	0.5	0.28	0.04	1.39	0.1	0.22	0.13	0.48	0.11	0.16	0.37	0.16	0.5
4/7 Sat 14:00	0.12	0.29	0.13	0.19	0.92	0.65	1.02	0.13	0.19	0.06	1.3	0.12	0.25	0.14	0.5	0.1	0.14	0.47	0.16	0.59
4/7 Sat 14:30	0.13	0.3	0.62	0.18	0.9	0.64	1.21	0.11	0.16	0.03	1.3	0.12	0.25	0.11	0.89	0.1	0.16	0.33	0.14	0.62
4/7 Sat 15:00	0.13	0.76	0.61	0.17	0.92	0.68	0.91	0.08	0.18	0.06	1.3	0.1	0.25	0.13	0.63	0.11	0.17	0.29	0.12	0.62
4/7 Sat 15:30	0.12	0.49	0.54	0.62	0.9	0.87	0.5	0.08	0.17	0.06	1.31	0.12	0.23	0.07	0.73	0.16	0.16	0.33	0.12	0.6
4/7 Sat 16:00	0.12	0.48	0.72	0.23	0.8	0.72	0.5	0.6	0.15	0.05	1.32	0.08	0.24	0.12	0.86	0.13	0.17	0.31	0.14	0.64
4/7 Sat 16:30	0.12	0.47	0.49	0.19	0.8	0.71	0.91	0.47	0.17	0.05	1.32	0.15	0.22	0.11	1.12	0.12	0.17	0.33	0.23	0.65
4/7 Sat 17:00	0.31	0.72	0.52	0.19	0.79	0.79	1.05	0.45	0.14	0.04	1.32	0.13	0.25	0.13	0.77	0.11	0.14	0.24	0.45	0.51
4/7 Sat 17:30	0.44	0.7	0.23	0.21	0.95	1.54	1.05	0.45	0.12	0.07	1.33	0.09	0.24	0.09	0.64	0.11	0.16	0.52	0.62	0.5
4/7 Sat 18:00	0.59	0.57	0.13	0.24	0.79	2.06	1.02	0.55	0.13	0.07	1.32	0.13	0.28	0.17	0.77	0.12	0.17	0.48	0.61	0.51
4/7 Sat 18:30	0.61	0.72	0.23	0.22	0.78	1.74	0.97	0.57	0.15	0.2	2.18	0.13	0.89	0.22	1.19	0.09	0.17	0.87	1.07	0.45
4/7 Sat 19:00	0.25	0.77	0.42	0.2	0.62	2.78	0.87	0.59	0.27	0.89	2.55	0.1	0.73	0.66	0.82	0.11	0.17	0.61	0.88	0.59
4/7 Sat 19:30	0.12	0.62	0.37	0.22	0.83	2.64	1.06	0.75	1.02	0.82	1.55	0.14	1.17	0.26	1.39	0.1	0.15	0.62	0.74	0.18
4/7 Sat 20:00	0.14	0.73	0.18	0.22	0.88	2.57	0.42	0.92	0.67	0.56	1.25	1.12	1.07	0.29	0.83	0.1	0.16	0.6	0.6	0.18
4/7 Sat 20:30	0.12	0.62	0.15	0.31	1.1	2.63	0.26	0.57	0.62	0.56	1.26	1.02	0.98	0.34	0.77	0.1	0.15	0.71	0.67	0.18
4/7 Sat 21:00	0.11	0.54	0.14	1.43	0.4	1.93	0.27	0.52	0.55	0.27	0.77	1.18	1.03	1.22	0.89	0.18	0.17	0.88	0.63	0.2
4/7 Sat 21:30	0.23	0.58	0.14	1.18	0.32	1.54	0.26	0.78	0.51	0.04	0.05	1.44	1	1.1	0.9	0.23	0.16	0.68	0.55	0.28
4/7 Sat 22:00	1.58	0.67	0.25	1.23	0.35	1.56	0.29	0.9	0.49	0.05	0.06	1.37	0.95	1.06	0.79	0.24	0.17	2.15	0.88	1.06
4/7 Sat 22:30	1.72	0.39	0.47	1.22	0.86	1.59	0.8	0.69	0.32	0.07	0.04	1.41	0.96	0.51	0.74	0.35	0.14	2.47	0.55	0.85
4/7 Sat 23:00	1.87	0.32	0.56	1.22	0.75	1.31	1.2	0.71	0.33	0.05	0.04	1.37	0.8	0.19	0.79	0.22	0.17	2.37	0.5	0.89
4/7 Sat 23:30	1.6	0.25	0.52	0.84	0.89	1.3	1.15	0.7	0.26	0.04	0.06	1.36	0.8	0.12	0.7	0.23	0.16	1.85	0.58	0.27

表 A.8 電力需要サンプルデータ 8(1日平均,20 ユーザ, 単位:kWh/day)

Date	user01	user02	user03	user04	user05	user06	user07	user08	user09	user10	user11	user12	user13	user14	user15	user16	user17	user18	user19	user20
4/1 Sun	5.82	19.42	16.66	14.62	17.82	55.36	24.74	10.26	14.14	5.54	35.14	17.26	18.56	11.08	25.68	8.86	7.32	46.08	27.16	21.1
4/2 Mon	5.92	20.3	14.42	17.86	15.28	34.68	24.6	15.1	10.36	5.24	35.32	10.68	18.88	8.34	28.76	7.94	6.8	40.42	20.68	28.54
4/3 Tue	5.82	20.7	19.36	22.6	35.04	38.52	31.64	19.4	12.28	13.38	36.3	5.18	14.3	9.64	24.44	6.82	6.74	36.22	23.76	22.4
4/4 Wed	5.94	20.14	14.84	18.68	26.8	38.44	31.68	16.46	12.98	6.1	35.78	5.12	22.56	8.18	24.14	6.68	12.22	42.34	24.44	25.38
4/5 Thu	5.8	20.14	14.26	13.52	18.04	37.26	30.06	23.4	15.6	5.18	35.72	28.12	26.56	7.62	26.72	6.12	16.58	39.96	21.26	24.5
4/6 Fri	5.94	16.5	17.14	20.5	20.28	41.52	30.62	19.52	13.02	5.44	35.4	11.26	20.26	9.34	26.82	6.32	11.52	33.52	17.2	21.92
4/7 Sat	13.74	20.38	14.86	17.98	27.96	54.62	39.34	19.16	12.02	5.54	38.08	20.44	22.64	10.82	29.76	6.58	7.72	32.84	20.9	21.02
4/8 Sun	14.6	31.66	10.8	23.76	17.74	49.44	35.08	14.72	12.56	9.5	36.42	13.48	22.32	9.68	27.6	7.02	11.78	45.22	29.46	17.66
4/9 Mon	10.08	26.86	12.46	14.88	11.56	33.36	26.84	16.04	12.46	7.74	34.54	9.72	20.46	9.04	28.2	6.58	16.92	33.96	20.42	17.3
4/10 Tue	26.3	20.44	14.22	24.12	19.18	37.16	26.14	13.78	11.42	7.06	34.76	12.68	20.78	9.24	28.98	9.2	16.32	32.78	21.86	17.56
4/11 Wed	27.92	18.54	11.34	20.76	14.62	32.96	28.18	17.1	10.82	6.58	35.06	6.34	21.28	11	29.3	7.84	16.9	30.36	22.42	18.38
4/12 Thu	24.96	20.48	12.46	19.98	9.4	33.4	26.08	18.34	12.26	13.22	34.52	7.38	18.8	8.2	25.32	7.84	14.92	40.94	21.34	19.2
4/13 Fri	33.58	23.46	13.52	22.6	12.12	34.08	18.84	20.88	11.54	5.92	34.94	9.64	18.94	10.12	28.26	7.68	16.68	24.64	18.84	19.64
4/14 Sat	21.38	29.98	9.98	16.72	6.98	47.86	31.56	20.94	10.82	6.72	32.8	11.36	15.26	8.42	34.42	7.74	9.44	29.42	21.12	17.04
4/15 Sun	16.82	28.1	14.86	14.32	7.98	50.66	32.2	8.28	8.98	9.78	33	11.22	15.72	8.02	29.5	7.38	7.2	34.32	25.54	18.8
4/16 Mon	22.7	19.88	12.54	16.08	19.12	33.7	18.02	13.26	12.4	5.6	34.52	7.78	21.68	8.72	22.7	9.2	15.72	34.46	21.38	16.08
4/17 Tue	17.06	20.48	11.16	15.66	17.24	30.74	26.82	15.32	11.2	4.4	34.24	10.66	19.7	8.86	29.46	7.76	16.02	27.68	22.76	18.58
4/18 Wed	21.32	22.12	11.28	14.82	16.82	31.1	23.56	16.2	11.1	3.72	37.16	6.4	20.72	8.38	32.44	7.66	14.8	24.92	27.64	18.78
4/19 Thu	23.5	21.3	12.92	14.9	11.8	27.5	34.36	7.88	12.76	8.86	34.32	9	21.52	9.86	27.04	7.82	15.56	32.32	22.4	17.92
4/20 Fri	17.06	19.82	14.34	16.34	13.36	33.38	31.02	11.52	11.22	4.52	34.06	7.22	21.46	8.66	26.74	7.08	11.4	18.4	21.16	18.04
4/21 Sat	12.28	18.18	11.7	16.22	14.6	38.92	30.44	15.98	12.16	6.26	32.88	8.94	20.72	5.24	31.58	7.78	7.8	28.62	23.48	18.2
4/22 Sun	15.62	19.18	12.1	19.22	8.9	51.16	26.8	9.8	12.08	8.34	37.12	7.34	19.52	8.92	27.22	8.42	8.24	25.04	26.2	20.9
4/23 Mon	20.74	18.96	12.48	15.5	9.04	30.26	15.68	14.16	9.64	5.18	38.2	6.14	18.36	8.62	27.38	7.48	14.82	25.06	25.1	16.24
4/24 Tue	16.88	19.06	10.96	14.72	14.82	28.9	20.64	11.4	11.48	4.1	34.12	7.18	20.18	7.98	33.62	7.8	12.22	25.32	19.84	18.46
4/25 Wed	17.28	19.86	17.4	15.46	13.98	34.16	29.16	12.56	11.56	5.48	33.62	6.6	22.62	9.36	25.68	7.28	18.02	22.88	26.1	19.84
4/26 Thu	22.54	19.98	10.98	15.92	10.8	29.96	20.68	15.4	12.12	9	34.48	7.58	23.58	8.76	24.74	8.14	15.66	24.52	18.9	17.92
4/27 Fri	13.48	24.42	10.86	12.82	10.6	33.38	19.88	11.64	12.32	4.72	33.78	7.12	21.64	9.36	24.28	6.78	13	20.02	17.46	16.78
4/28 Sat	14.84	29.62	10.52	13.8	10.12	36.16	22.74	10.6	10.98	4.64	34.78	7.74	25.12	9.08	27.78	6.84	7.02	24.12	23.8	20.32
4/29 Sun	18.08	27.92	12.26	17.76	9.2	42.58	28.22	12.4	12.74	5.24	34.5	7.36	26.58	6.76	22.34	6.68	9.68	28.38	27.28	18.34
4/30 Mon	17.54	23.98	10.52	15.58	11.42	48.58	22.68	14.96	13.26	6.62	33.72	6.64	26.5	9.36	24.8	7.64	17	25.8	25.02	20
5/1 Tue	17.12	19.58	12.18	13.96	14.9	31.82	28.2	10.9	11.74	4.06	33.46	10.36	21.86	9.06	23.64	8.24	16.08	24.98	23.28	20.38
5/2 Wed	19.58	20.5	13.94	16.86	8.6	32.48	27.44	14.4	11.74	4.72	33.32	6.66	19.2	9.66	26.68	7.42	16	24.2	25.16	21.42
5/3 Thu	19.74	21.62	17.82	19.12	20.78	44.5	29.14	12.28	10.12	3.56	3.2	7.3	15	11.72	26	6.62	13.5	24.1	18.82	17.54
5/4 Fri	20.22	23.52	12.52	20.12	14.58	32.96	25.96	10.24	13.6	5.24	3.22	8.54	12.56	8.26	33.98	6.68	7.42	29	26.02	17.5
5/5 Sat	18.26	21.14	14.64	16.06	17.88	39.92	22.14	6.6	12.72	4.02	3.2	11.12	13.48	6.46	21.44	5.74	9.64	23.14	19.78	19.4
5/6 Sun	18.4	20.58	13.88	16.82	11.52	49.12	29.16	10.26	13.96	7.32	33.94	7.22	21.86	9.46	25.86	7.76	13.9	23.66	24.72	15.94
5/7 Mon	18.46	20.4	9.82	14.3	9.86	28.46	19.6	11.04	14.12	8.12	34.6	7.68	22.5	7.56	23.92	7.28	17.26	21.66	20.7	16.04
5/8 Tue	14.76	21.04	9.66	13.64	14.1	30.16	21.78	9.66	13.44	4.96	34.82	10	22.22	8.92	24.34	7.24	17.36	24.22	25.08	19.26
5/9 Wed	16.36	19.5	10.28	14.32	14.06	27.28	19.88	9.76	13.54	6.66	34.7	7.26	25.06	8.7	24.38	7.02	16.44	20.9	24.06	18.76
5/10 Thu	16.26	20.5	13.48	13.8	11.56	30.86	21.96	10.3	12.68	4.24	34.52	7.12	20.68	9.3	24.54	7.58	15.06	24.08	21.98	18.46
5/11 Fri	14.3	18.9	12	17.04	15.22	28.56	20.64	8.28	12	4.1	33.08	7.34	14.7	9.54	23.46	7.18	15.1	22.36	19.46	17.98
5/12 Sat	11.48	15.86	9.9	15.18	10.18	42.12	23.52	10.8	13.1	8.16	32.96	7.24	17.08	5.48	27.18	7.82	8	20.98	22.66	19.68
5/13 Sun	14.4	21.18	12.14	15.9	9.24	36.4	24.5	14.8	13.06	4.12	34.5	7.9	27.34	4.96	25.82	7.4	7.34	21.92	27.52	13.78
5/14 Mon	15.32	28.2	12.82	18.9	11.08	31.86	15.94	10.7	15.28	6.56	36.24	6.76	20.58	8.8	26.6	7.64	14.44	24.64	19.94	14.84
5/15 Tue	16.92	19.66	9.8	14.8	13.78	29.9	21	10.1	12.36	5.9	34.62	11.3	20.22	9.1	25.5	9.04	16.04	23.94	24.32	18.18
5/16 Wed	16.62	19.18	10.8	14.42	17.22	29.34	20.2	11.44	11.46	4.6	34.68	8.44	21.72	9.46	24.08	7.5	14.9	23.78	22.7	18.8
5/17 Thu	15.54	19.06	10.36	14.38	12.36	29.96	18.52	6.26	13.06	5.76	34.9	10.1	23.2	8.9	22.22	7.36	15.26	23.2	19.84	17.58
5/18 Fri	13.52	20.8	12.3	13.56	11.64	27.92	22.74	7.54	12.1	4.14	34.74	10.42	20.92	8.66	21.66	7.7	11.54	20.74	19.64	17.92
5/19 Sat	16.92	20.94	10.16	14.58	15.3	34.96	25.82	7.84	13.38	7.04	34.64	10.5	17.28	8.7	24.58	8.08	7.64	22.2	25.46	18.7
5/20 Sun	15.06	22	10.46	16.18	13.42	49.24	28.94	5.64	13.82	14.32	37.86	9.78	26.52	8.58	26.24	8	7.58	20.82	24.76	17.88
5/21 Mon	18.46	18.52	11.96	15.06	9.14	31.34	20.08	9.02	13.04	6.74	36.12	11.08	20.96	8.88	23.28	8.36	14.36	24.08	21.48	15.48
5/22 Tue	19.06	20.06	11.96	16.18	8.34	28.96	25.4	8.84	11.96	5.78	35.52	10.56	20.28	8.62	27.24	7.3	14.96	21.52	25.64	16.9
5/23 Wed	16.86	17.92	14.26	16.44	21.6	27.64	28.7	10.68	14.12	11.1	33.92	9.7	18.62	9.5	20.62	8.24	17.2	21.98	19.24	17.16
5/24 Thu	14.7	19.82	15.34	14.4	12.48	30.68	30.3	11.32	13.3	4.66	35.02	9.96	22.16	7.88	29.36	7.8	16.52	23.98	18.5	15.84
5/25 Fri	22.52	19.66	13.06	14.68	9.24	27.46	23.88	10.88	12.42	12.68	34.44	12.12	22.04	5.44	25.68	7.94	11	21.1	26.02	16.04
5/26 Sat	15.86	17.82	13.52	15.88	17.74	43.52	27.36	9.22	12.44	7.02	34.06	10.9	19.74	5.28	25.98	7.06	8.34	20.66	25.52	15.18
5/27 Sun	8.76	19.92	15.1	15.84	10.48	37.28	30.96	12.06	11.88	6.96	34.36	7.82	23.7	8.42	28.38	7.04	8.3	24.34	17.32	20.82
5/28 Mon	15.34	19.7	14.82	14.98	8	27.08	19.96	10.2	14.16	8.62	41.5	8.46	21.26	8.22	25.12	8.68	14.94	28.72	20	15.54
5/29 Tue	13.54	20.48	12.46	15.98	13.62	29.6	31.68	9.2												

表 A.9 電力需要サンプルデータ 9(1 日平均,20 ユーザ, 単位:kWh/day)

Date	user01	user02	user03	user04	user05	user06	user07	user08	user09	user10	user11	user12	user13	user14	user15	user16	user17	user18	user19	user20
6/1 Fri	5.82	19.42	16.66	14.62	17.82	55.36	24.74	10.26	14.14	5.54	35.14	17.26	18.56	11.08	25.68	8.86	7.32	46.08	27.16	21.1
6/2 Sat	5.92	20.3	14.42	17.86	15.28	34.68	24.6	15.1	10.36	5.24	35.32	10.68	18.88	8.34	28.76	7.94	6.8	40.42	20.68	28.54
6/3 Sun	5.82	20.7	19.36	22.6	35.04	38.52	31.64	19.4	12.28	13.38	36.3	5.18	14.3	9.64	24.44	6.82	6.74	36.22	23.76	22.4
6/4 Mon	5.94	20.14	14.84	18.68	26.8	38.44	31.68	16.46	12.98	6.1	35.78	5.12	22.56	8.18	24.14	6.68	12.22	42.34	24.44	25.38
6/5 Tue	5.8	20.14	14.26	13.52	18.04	37.26	30.06	23.4	15.6	5.18	35.72	28.12	26.56	7.62	26.72	6.12	16.58	39.96	21.26	24.5
6/6 Wed	5.94	16.5	17.14	20.5	20.28	41.52	30.62	19.52	13.02	5.44	35.4	11.26	20.26	9.34	26.82	6.32	11.52	33.52	17.2	21.92
6/7 Thu	13.74	20.38	14.86	17.98	27.96	54.62	39.34	19.16	12.02	5.54	38.08	20.44	22.64	10.82	29.76	6.58	7.72	32.84	20.9	21.02
6/8 Fri	14.6	31.66	10.8	23.76	17.74	49.44	35.08	14.72	12.56	9.5	36.42	13.48	22.32	9.68	27.6	7.02	11.78	45.22	29.46	17.66
6/9 Sat	10.08	26.86	12.46	14.88	11.56	33.36	26.84	16.04	12.46	7.74	34.54	9.72	20.46	9.04	28.2	6.58	16.92	33.96	20.42	17.3
6/10 Sun	26.3	20.44	14.22	24.12	19.18	37.16	26.14	13.78	11.42	7.06	34.76	12.68	20.78	9.24	28.98	9.2	16.32	32.78	21.86	17.56
6/11 Mon	27.92	18.54	11.34	20.76	14.62	32.96	28.18	17.1	10.82	6.58	35.06	6.34	21.28	11	29.3	7.84	16.9	30.36	22.42	18.38
6/12 Tue	24.96	20.48	12.46	19.98	9.4	33.4	26.08	18.34	12.26	13.22	34.52	7.38	18.8	8.2	25.32	7.84	14.92	40.94	21.34	19.2
6/13 Wed	33.58	23.46	13.52	22.6	12.12	34.08	18.84	20.88	11.54	5.92	34.94	9.64	18.94	10.12	28.26	7.68	16.68	24.64	18.84	19.64
6/14 Thu	21.38	29.98	9.98	16.72	6.98	47.86	31.56	20.94	10.82	6.72	32.8	11.36	15.26	8.42	34.42	7.74	9.44	29.42	21.12	17.04
6/15 Fri	16.82	28.1	14.86	14.32	7.98	50.66	32.2	8.28	8.98	9.78	33	11.22	15.72	8.02	29.5	7.38	7.2	34.32	25.54	18.8
6/16 Sat	22.7	19.88	12.54	16.08	19.12	33.7	18.02	13.26	12.4	5.6	34.52	7.78	21.68	8.72	22.7	9.2	15.72	34.46	21.38	16.08
6/17 Sun	17.06	20.48	11.16	15.66	17.24	30.74	26.82	15.32	11.2	4.4	34.24	10.66	19.7	8.86	29.46	7.76	16.02	27.68	22.76	18.58
6/18 Mon	21.32	22.12	11.28	14.82	16.82	31.1	23.56	16.2	11.1	3.72	37.16	6.4	20.72	8.38	32.44	7.66	14.8	24.92	27.64	18.78
6/19 Tue	23.5	21.3	12.92	14.9	11.8	27.5	34.36	7.88	12.76	8.86	34.32	9	21.52	9.86	27.04	7.82	15.56	32.32	22.4	17.92
6/20 Wed	17.06	19.82	14.34	16.34	13.36	33.38	31.02	11.52	11.22	4.52	34.06	7.22	21.46	8.66	26.74	7.08	11.4	18.4	21.16	18.04
6/21 Thu	12.28	18.18	11.7	16.22	14.6	38.92	30.44	15.98	12.16	6.26	32.88	8.94	20.72	5.24	31.58	7.78	7.8	28.62	23.48	18.2
6/22 Fri	15.62	19.18	12.1	19.22	8.9	51.16	26.8	9.8	12.08	8.34	37.12	7.34	19.52	8.92	27.22	8.42	8.24	25.04	26.2	20.9
6/23 Sat	20.74	18.96	12.48	15.5	9.04	30.26	15.68	14.16	9.64	5.18	38.2	6.14	18.36	8.62	27.38	7.48	14.82	25.06	25.1	16.24
6/24 Sun	16.88	19.06	10.96	14.72	14.82	28.9	20.64	11.4	11.48	4.1	34.12	7.18	20.18	7.98	33.62	7.8	12.22	25.32	19.84	18.46
6/25 Mon	17.28	19.86	17.4	15.46	13.98	34.16	29.16	12.56	11.56	5.48	33.62	6.6	22.62	9.36	25.68	7.28	18.02	22.88	26.1	19.84
6/26 Tue	22.54	19.08	10.98	15.92	10.8	29.96	20.68	15.4	12.12	9	34.48	7.58	23.58	8.76	24.74	8.14	15.66	24.52	18.9	17.92
6/27 Wed	13.48	24.42	10.86	12.82	10.6	33.38	19.88	11.64	12.32	4.72	33.78	7.12	21.64	9.36	24.28	6.78	13	20.02	17.46	16.78
6/28 Thu	14.84	29.62	10.52	13.8	10.12	36.16	22.74	10.6	10.98	4.64	34.78	7.74	25.12	9.08	27.78	6.84	7.02	24.12	23.8	20.32
6/29 Fri	18.08	27.92	12.26	17.76	9.2	42.58	28.22	12.4	12.74	5.24	34.5	7.36	26.58	6.76	22.34	6.68	9.68	28.38	27.28	18.34
6/30 Sat	17.54	23.98	10.52	15.58	11.42	48.58	22.68	14.96	13.26	6.62	33.72	6.64	26.5	9.36	24.8	7.64	17	25.8	25.02	20
7/1 Sun	17.12	19.58	12.18	13.96	14.9	31.82	28.2	10.9	11.74	4.06	33.46	10.36	21.86	9.06	23.64	8.24	16.08	24.98	24.38	20.38
7/2 Mon	19.58	20.5	13.94	16.86	8.6	32.48	27.44	14.4	11.74	4.72	33.32	6.66	19.2	9.66	26.68	7.42	16	24.2	25.16	21.42
7/3 Tue	19.74	21.62	17.82	19.12	20.78	44.5	29.14	12.28	10.12	3.56	3.2	7.3	15	11.72	26	6.62	13.5	24.1	18.82	17.54
7/4 Wed	20.22	23.52	12.52	20.12	14.58	32.96	25.96	10.24	13.6	5.24	3.22	8.54	12.56	8.26	33.98	6.68	7.42	29	26.02	17.5
7/5 Thu	18.26	21.14	14.64	16.06	17.88	39.92	22.14	6.6	12.72	4.02	3.2	11.12	13.48	6.46	21.44	5.74	9.64	23.14	19.78	19.4
7/6 Fri	18.4	20.58	13.88	16.82	11.52	49.12	29.16	10.26	13.96	7.32	33.94	7.22	21.86	9.46	25.86	7.76	13.9	23.66	24.72	15.94
7/7 Sat	18.46	20.4	9.82	14.3	9.86	28.46	19.6	11.04	14.12	8.12	34.6	7.68	22.5	7.56	23.92	7.28	17.26	21.66	20.7	16.04
7/8 Sun	14.76	21.04	9.66	13.64	14.1	30.16	21.78	9.66	13.44	4.96	34.82	10	22.22	8.92	24.34	7.24	17.36	24.22	25.08	19.26
7/9 Mon	16.36	19.5	10.28	14.32	14.06	27.28	19.88	9.76	13.54	6.66	34.7	7.26	25.06	8.7	24.38	7.02	16.44	20.9	24.06	18.76
7/10 Tue	16.26	20.5	13.48	13.8	11.56	30.86	21.96	10.3	12.68	4.24	34.52	7.12	20.68	9.3	24.54	7.58	15.06	24.08	21.98	18.46
7/11 Wed	14.3	18.9	12	17.04	15.22	28.56	20.64	8.28	12	4.1	33.08	7.34	14.7	9.54	23.46	7.18	15.1	22.36	19.46	17.98
7/12 Thu	11.48	15.86	9.9	15.18	10.18	42.12	23.52	10.8	13.1	8.16	32.96	7.24	17.08	5.48	27.18	7.82	8	20.98	22.66	19.68
7/13 Fri	14.4	21.18	12.14	15.9	9.24	36.4	24.5	14.8	13.06	4.12	34.5	7.9	27.34	4.96	25.82	7.4	7.34	21.92	27.52	13.78
7/14 Sat	15.32	28.2	12.82	18.9	11.08	31.86	15.94	10.7	15.28	6.56	36.24	6.76	20.58	8.8	26.6	7.64	14.44	24.64	19.94	14.84
7/15 Sun	16.92	19.66	9.8	14.48	13.78	29.9	21	10.1	12.36	5.9	34.62	11.3	20.22	9.1	25.5	9.04	16.04	23.94	24.32	18.18
7/16 Mon	16.62	19.18	10.8	14.42	17.22	29.34	20.2	11.44	11.46	4.6	34.68	8.44	21.72	9.46	24.08	7.5	14.9	23.78	22.7	18.8
7/17 Tue	15.54	19.06	10.36	14.38	12.36	29.96	18.52	6.26	13.06	5.76	34.9	10.1	23.2	8.9	22.22	7.36	15.26	23.2	19.84	17.58
7/18 Wed	13.52	20.8	12.3	13.56	11.64	27.92	22.74	7.54	12.1	4.14	34.74	10.42	20.92	8.66	21.66	7.7	11.54	20.74	19.64	17.92
7/19 Thu	16.92	20.94	10.16	14.58	15.3	34.96	25.82	7.84	13.38	7.04	34.64	10.5	17.28	8.7	24.58	8.08	7.64	22.2	25.46	18.7
7/20 Fri	15.06	22	10.46	16.18	13.42	49.24	28.94	5.64	13.82	14.32	37.86	9.78	26.52	8.58	26.24	8	7.58	20.82	24.76	17.88
7/21 Sat	18.46	18.52	11.96	15.06	9.14	31.34	20.08	9.02	13.04	6.74	36.12	11.08	20.96	8.88	23.28	8.36	14.36	24.08	21.48	15.48
7/22 Sun	19.06	20.06	11.96	16.18	8.34	28.96	25.4	8.84	11.96	5.78	35.52	10.56	20.28	8.62	27.24	7.3	14.96	21.52	25.64	16.9
7/23 Mon	16.86	17.92	14.26	16.44	21.6	27.64	28.7	10.68	14.12	11.1	33.92	9.7	18.62	9.5	20.62	8.24	17.2	21.98	19.24	17.16
7/24 Tue	14.7	19.82	15.34	14.4	12.48	30.68	30.3	11.32	13.3	4.66	35.02	9.96	22.16	7.88	29.36	7.8	16.52	23.98	18.5	15.84
7/25 Wed	22.52	19.66	13.06	14.68	9.24	27.46	23.88	10.88	12.42	12.68	34.44	12.12	22.04	5.44	25.68	7.94	11	21.1	26.02	16.04
7/26 Thu	15.86	17.82	13.52	15.88	17.74	43.52	27.36	9.22	12.44	7.02	34.06	10.9	19.74	5.28	25.98	7.06	8.34	20.66	25.52	15.18
7/27 Fri	8.76	19.92	15.1	15.84	10.48	37.28	30.96	12.06	11.88	6.96	34.36	7.82	23.7	8.42	28.38	7.04	8.3	24.34	17.32	20.82
7/28 Sat	15.34	19.7	14.82	14.98	8	27.08	19.96	10.2	14.16	8.62	41.5	8.46	21.26	8.22	25.12	8.68	14.94	28.72	20	15.54
7/29 Sun	13.54	20.48	12.46	15.98	13.62	29.6	31.68	9.2	12.68	6.6	34.56	6.9	19.1							

表 A.10 電力需要サンプルデータ 10(1 日平均,20 ユーザ, 単位:kWh/day)

Date	user01	user02	user03	user04	user05	user06	user07	user08	user09	user10	user11	user12	user13	user14	user15	user16	user17	user18	user19	user20
8/1 Wed	5.82	19.42	16.66	14.62	17.82	55.36	24.74	10.26	14.14	5.54	35.14	17.26	18.56	11.08	25.68	8.86	7.32	46.08	27.16	21.1
8/2 Thu	5.92	20.3	14.42	17.86	15.28	34.68	24.6	15.1	10.36	5.24	35.32	10.68	18.88	8.34	28.76	7.94	6.8	40.42	20.68	28.54
8/3 Fri	5.82	20.7	19.36	22.6	35.04	38.52	31.64	19.4	12.28	13.38	36.3	5.18	14.3	9.64	24.44	6.82	6.74	36.22	23.76	22.4
8/4 Sat	5.94	20.14	14.84	18.68	26.8	38.44	31.68	16.46	12.98	6.1	35.78	5.12	22.56	8.18	24.14	6.68	12.22	42.34	24.44	25.38
8/5 Sun	5.8	20.14	14.26	13.52	18.04	37.26	30.06	23.4	15.6	5.18	35.72	28.12	26.56	7.62	26.72	6.12	16.58	39.96	21.26	24.5
8/6 Mon	5.94	16.5	17.14	20.5	20.28	41.52	30.62	19.52	13.02	5.44	35.4	11.26	20.26	9.34	26.82	6.32	11.52	33.52	17.2	21.92
8/7 Tue	13.74	20.38	14.86	17.98	27.96	54.62	39.34	19.16	12.02	5.54	38.08	20.44	22.64	10.82	29.76	6.58	7.72	32.84	20.9	21.02
8/8 Wed	14.6	31.66	10.8	23.76	17.74	49.44	35.08	14.72	12.56	9.5	36.42	13.48	22.32	9.68	27.6	7.02	11.78	45.22	29.46	17.66
8/9 Thu	10.08	26.86	12.46	14.88	11.56	33.36	26.84	16.04	12.46	7.74	34.54	9.72	20.46	9.04	28.2	6.58	16.92	33.96	20.42	17.3
8/10 Fri	26.3	20.44	14.22	24.12	19.18	37.16	26.14	13.78	11.42	7.06	34.76	12.68	20.78	9.24	28.98	9.2	16.32	32.78	21.86	17.56
8/11 Sat	27.92	18.54	11.34	20.76	14.62	32.96	28.18	17.1	10.82	6.58	35.06	6.34	21.28	11	29.3	7.84	16.9	30.36	22.42	18.38
8/12 Sun	24.96	20.48	12.46	19.98	9.4	33.4	26.08	18.34	12.26	13.22	34.52	7.38	18.8	8.2	25.32	7.84	14.92	40.94	21.34	19.2
8/13 Mon	33.58	23.46	13.52	22.6	12.12	34.08	18.84	20.88	11.54	5.92	34.94	9.64	18.94	10.12	28.26	7.68	16.68	24.64	18.84	19.64
8/14 Tue	21.38	29.98	9.98	16.72	6.98	47.86	31.56	20.94	10.82	6.72	32.8	11.36	15.26	8.42	34.42	7.74	9.44	29.42	21.12	17.04
8/15 Wed	16.82	28.1	14.86	14.32	7.98	50.66	32.2	8.28	8.98	9.78	33	11.22	15.72	8.02	29.5	7.38	7.2	34.32	25.54	18.8
8/16 Thu	22.7	19.88	12.54	16.08	19.12	33.7	18.02	13.26	12.4	5.6	34.52	7.78	21.68	8.72	22.7	9.2	15.72	34.46	21.38	16.08
8/17 Fri	17.06	20.48	11.16	15.66	17.24	30.74	26.82	15.32	11.2	4.4	34.24	10.66	19.7	8.86	29.46	7.76	16.02	27.68	22.76	18.58
8/18 Sat	21.32	22.12	11.28	14.82	16.82	31.1	23.56	16.2	11.1	3.72	37.16	6.4	20.72	8.38	32.44	7.66	14.8	24.92	27.64	18.78
8/19 Sun	23.5	21.3	12.92	14.9	11.8	27.5	34.36	7.88	12.76	8.86	34.32	9	21.52	9.86	27.04	7.82	15.56	32.32	22.4	17.92
8/20 Mon	17.06	19.82	14.34	16.34	13.36	33.38	31.02	11.52	11.22	4.52	34.06	7.22	21.46	8.66	26.74	7.08	11.4	18.4	21.16	18.04
8/21 Tue	12.28	18.18	11.7	16.22	14.6	38.92	30.44	15.98	12.16	6.26	32.88	8.94	20.72	5.24	31.58	7.78	7.8	28.62	23.48	18.2
8/22 Wed	15.62	19.18	12.1	19.22	8.9	51.16	26.8	9.8	12.08	8.34	37.12	7.34	19.52	8.92	27.22	8.42	8.24	25.04	26.2	20.9
8/23 Thu	20.74	18.96	12.48	15.5	9.04	30.26	15.68	14.16	9.64	5.18	38.2	6.14	18.36	8.62	27.38	7.48	14.82	25.06	25.1	16.24
8/24 Fri	16.88	19.06	10.96	14.72	14.82	28.9	20.64	11.4	11.48	4.1	34.12	7.18	20.18	7.98	33.62	7.8	12.22	25.32	19.84	18.46
8/25 Sat	17.28	19.86	17.4	15.46	13.98	34.16	29.16	12.56	11.56	5.48	33.62	6.6	22.62	9.36	25.68	7.28	18.02	22.88	26.1	19.84
8/26 Sun	22.54	19.98	10.98	15.92	10.8	29.96	20.68	15.4	12.12	9	34.48	7.58	23.58	8.76	24.74	8.14	15.66	24.52	18.9	17.92
8/27 Mon	13.48	24.42	10.86	12.82	10.6	33.38	19.88	11.64	12.32	4.72	33.78	7.12	21.64	9.36	24.28	6.78	13	20.02	17.46	16.78
8/28 Tue	14.84	29.62	10.52	13.8	10.12	36.16	22.74	10.6	10.98	4.64	34.78	7.74	25.12	9.08	27.78	6.84	7.02	24.12	23.8	20.32
8/29 Wed	18.08	27.92	12.26	17.76	9.2	42.58	28.22	12.4	12.74	5.24	34.5	7.36	26.58	6.76	22.34	6.68	9.68	28.38	27.28	18.34
8/30 Thu	17.54	23.98	10.52	15.58	11.42	48.58	22.68	14.96	13.26	6.62	33.72	6.64	26.5	9.36	24.8	7.64	17	25.8	25.02	20
8/31 Fri	17.12	19.58	12.18	13.96	14.9	31.82	28.2	10.9	11.74	4.06	33.46	10.36	21.86	9.06	23.64	8.24	16.08	24.98	23.38	20.38
9/1 Sat	19.58	20.5	13.94	16.86	8.6	32.48	27.44	14.4	11.74	4.72	33.32	6.66	19.2	9.66	26.68	7.42	16	24.2	25.16	21.42
9/2 Sun	19.74	21.62	17.82	19.12	20.78	44.5	29.14	12.28	10.12	3.56	3.2	7.3	15	11.72	26	6.62	13.5	24.1	18.82	17.54
9/3 Mon	20.22	23.52	12.52	20.12	14.58	32.96	25.96	10.24	13.6	5.24	3.22	8.54	12.56	8.26	33.98	6.68	7.42	29	26.02	17.5
9/4 Tue	18.26	21.14	14.64	16.06	17.88	39.92	22.14	6.6	12.72	4.02	3.2	11.12	13.48	6.46	21.44	5.74	9.64	23.14	19.78	19.4
9/5 Wed	18.4	20.58	13.88	16.82	11.52	49.12	29.16	10.26	13.96	7.32	33.94	7.22	21.86	9.46	25.86	7.76	13.9	23.66	24.72	15.94
9/6 Thu	18.46	20.4	9.82	14.3	9.86	28.46	19.6	11.04	14.12	8.12	34.6	7.68	22.5	7.56	23.92	7.28	17.26	21.66	20.7	16.04
9/7 Fri	14.76	21.04	9.66	13.64	14.1	30.16	21.78	9.66	13.44	4.96	34.82	10	22.22	8.92	24.34	7.24	17.36	24.22	25.08	19.26
9/8 Sat	16.36	19.5	10.28	14.32	14.06	27.28	19.88	9.76	13.54	6.66	34.7	7.26	25.06	8.7	24.38	7.02	16.44	20.9	24.06	18.76
9/9 Sun	16.26	20.5	13.48	13.8	11.56	30.86	21.96	10.3	12.68	4.24	34.52	7.12	20.68	9.3	24.54	7.58	15.06	24.08	21.98	18.46
9/10 Mon	14.3	18.9	12	17.04	15.22	28.56	20.64	8.28	12	4.1	33.08	7.34	14.7	9.54	23.46	7.18	15.1	22.36	19.46	17.98
9/11 Tue	11.48	15.86	9.9	15.18	10.18	42.12	23.52	10.8	13.1	8.16	32.96	7.24	17.08	5.48	27.18	7.82	8	20.98	22.66	19.68
9/12 Wed	14.4	21.18	12.14	15.9	9.24	36.4	24.5	14.8	13.06	4.12	34.5	7.9	27.34	4.96	25.82	7.4	7.34	21.92	27.52	13.78
9/13 Thu	15.32	28.2	12.82	18.9	11.08	31.86	15.94	10.7	15.28	6.56	36.24	6.76	20.58	8.8	26.6	7.64	14.44	24.64	19.94	14.84
9/14 Fri	16.92	19.66	9.8	14.8	13.78	29.9	21	10.1	12.36	5.9	34.62	11.3	20.22	9.1	25.5	9.04	16.04	23.94	24.32	18.18
9/15 Sat	16.62	19.18	10.8	14.42	17.22	29.34	20.2	11.44	11.46	4.6	34.68	8.44	21.72	9.46	24.08	7.5	14.9	23.78	22.7	18.8
9/16 Sun	15.54	19.06	10.36	14.38	12.36	29.96	18.52	6.26	13.06	5.76	34.9	10.1	23.2	8.9	22.22	7.36	15.26	23.2	19.84	17.58
9/17 Mon	13.52	20.8	12.3	13.56	11.64	27.92	22.74	7.54	12.1	4.14	34.74	10.42	20.92	8.66	21.66	7.7	11.54	20.74	19.64	17.92
9/18 Tue	16.92	20.94	10.16	14.58	15.3	34.96	25.82	7.84	13.38	7.04	34.64	10.5	17.28	8.7	24.58	8.08	7.64	22.2	25.46	18.7
9/19 Wed	15.06	22	10.46	16.18	13.42	49.24	28.94	5.64	13.82	14.32	37.86	9.78	26.52	8.58	26.24	8	7.58	20.82	24.76	17.88
9/20 Thu	18.46	18.52	11.96	15.06	9.14	31.34	20.08	9.02	13.04	6.74	36.12	11.08	20.96	8.88	23.28	8.36	14.36	24.08	21.48	15.48
9/21 Fri	19.06	20.06	11.96	16.18	8.34	28.96	25.4	8.84	11.96	5.78	35.52	10.56	20.28	8.62	27.24	7.3	14.96	21.52	25.64	16.9
9/22 Sat	16.86	17.92	14.26	16.44	21.6	27.64	28.7	10.68	14.12	11.1	33.92	9.7	18.62	9.5	20.62	8.24	17.2	21.98	19.24	17.16
9/23 Sun	14.7	19.82	15.34	14.4	12.48	30.68	30.3	11.32	13.3	4.66	35.02	9.96	22.16	7.88	29.36	7.8	16.52	23.98	18.5	15.84
9/24 Mon	22.52	19.66	13.06	14.68	9.24	27.46	23.88	10.88	12.42	12.68	34.44	12.12	22.04	5.44	25.68	7.94	11	21.1	26.02	16.04
9/25 Tue	15.86	17.82	13.52	15.88	17.74	43.52	27.36	9.22	12.44	7.02	34.06	10.9	19.74	5.28	25.98	7.06	8.34	20.66	25.52	15.18
9/26 Wed	8.76	19.92	15.1	15.84	10.48	37.28	30.96	12.06	11.88	6.96	34.36	7.82	23.7	8.42	28.38	7.04	8.3	24.34	17.32	20.82
9/27 Thu	15.34	19.7	14.82	14.98	8	27.08	19.96	10.2	14.16	8.62	41.5	8.46	21.26	8.22	25.12	8.68	14.94	28.72	20	15.54
9/28 Fri	13.54	20.48	12.46	15.98	13.62	29.6	31.68	9.2</												

表 A.11 電力需要サンプルデータ 11(1日平均,20 ユーザ, 単位:kWh/day)

Date	user01	user02	user03	user04	user05	user06	user07	user08	user09	user10	user11	user12	user13	user14	user15	user16	user17	user18	user19	user20
10/1 Mon	5.82	19.42	16.66	14.62	17.82	55.36	24.74	10.26	14.14	5.54	35.14	17.26	18.56	11.08	25.68	8.86	7.32	46.08	27.16	21.1
10/2 Tue	5.92	20.3	14.42	17.86	15.28	34.68	24.6	15.1	10.36	5.24	35.32	10.68	18.88	8.34	28.76	7.94	6.8	40.42	20.68	28.54
10/3 Wed	5.82	20.7	19.36	22.6	35.04	38.52	31.64	19.4	12.28	13.38	36.3	5.18	14.3	9.64	24.44	6.82	6.74	36.22	23.76	22.4
10/4 Thu	5.94	20.14	14.84	18.68	26.8	38.44	31.68	16.46	12.98	6.1	35.78	5.12	22.56	8.18	24.14	6.68	12.22	42.34	24.44	25.38
10/5 Fri	5.8	20.14	14.26	13.52	18.04	37.26	30.06	23.4	15.6	5.18	35.72	28.12	26.56	7.62	26.72	6.12	16.58	39.96	21.26	24.5
10/6 Sat	5.94	16.5	17.14	20.5	20.28	41.52	30.62	19.52	13.02	5.44	35.4	11.26	20.26	9.34	26.82	6.32	11.52	33.52	17.2	21.92
10/7 Sun	13.74	20.38	14.86	17.98	27.96	54.62	39.34	19.16	12.02	5.54	38.08	20.44	22.64	10.82	29.76	6.58	7.72	32.84	20.9	21.02
10/8 Mon	14.6	31.66	10.8	23.76	17.74	49.44	35.08	14.72	12.56	9.5	36.42	13.48	22.32	9.68	27.6	7.02	11.78	45.22	29.46	17.66
10/9 Tue	10.08	26.86	12.46	14.88	11.56	33.36	26.84	16.04	12.46	7.74	34.54	9.72	20.46	9.04	28.2	6.58	16.92	33.96	20.42	17.3
10/10 Wed	26.3	20.44	14.22	24.12	19.18	37.16	26.14	13.78	11.42	7.06	34.76	12.68	20.78	9.24	28.98	9.2	16.32	32.78	21.86	17.56
10/11 Thu	27.92	18.54	11.34	20.76	14.62	32.96	28.18	17.1	10.82	6.58	35.06	6.34	21.28	11	29.3	7.84	16.9	30.36	22.42	18.38
10/12 Fri	24.96	20.48	12.46	19.98	9.4	33.4	26.08	18.34	12.26	13.22	34.52	7.38	18.8	8.2	25.32	7.84	14.92	40.94	21.34	19.2
10/13 Sat	33.58	23.46	13.52	22.6	12.12	34.08	18.84	20.88	11.54	5.92	34.94	9.64	18.94	10.12	28.26	7.68	16.68	24.64	18.84	19.64
10/14 Sun	21.38	29.98	9.98	16.72	6.98	47.86	31.56	20.94	10.82	6.72	32.8	11.36	15.26	8.42	34.42	7.74	9.44	29.42	21.12	17.04
10/15 Mon	16.82	28.1	14.86	14.32	7.98	50.66	32.2	8.28	8.98	9.78	33	11.22	15.72	8.02	29.5	7.38	7.2	34.32	25.54	18.8
10/16 Tue	22.7	19.88	12.54	16.08	19.12	33.7	18.02	13.26	12.4	5.6	34.52	7.78	21.68	8.72	22.7	9.2	15.72	34.46	21.38	16.08
10/17 Wed	17.06	20.48	11.16	15.66	17.24	30.74	26.82	15.32	11.2	4.4	34.24	10.66	19.7	8.86	29.46	7.76	16.02	27.68	22.76	18.58
10/18 Thu	21.32	22.12	11.28	14.82	16.82	31.1	23.56	16.2	11.1	3.72	37.16	6.4	20.72	8.38	32.44	7.66	14.8	24.92	27.64	18.78
10/19 Fri	23.5	21.3	12.92	14.9	11.8	27.5	34.36	7.88	12.76	8.86	34.32	9	21.52	9.86	27.04	7.82	15.56	32.32	22.4	17.92
10/20 Sat	17.06	19.82	14.34	16.34	13.36	33.38	31.02	11.52	11.22	4.52	34.06	7.22	21.46	8.66	26.74	7.08	11.4	18.4	21.16	18.04
10/21 Sun	12.28	18.18	11.7	16.22	14.6	38.92	30.44	15.98	12.16	6.26	32.88	8.94	20.72	5.24	31.58	7.78	7.8	28.62	23.48	18.2
10/22 Mon	15.62	19.18	12.1	19.22	8.9	51.16	26.8	9.8	12.08	8.34	37.12	7.34	19.52	8.92	27.22	8.42	8.24	25.04	26.2	20.9
10/23 Tue	20.74	18.96	12.48	15.5	9.04	30.26	15.68	14.16	9.64	5.18	38.2	6.14	18.36	8.62	27.38	7.48	14.82	25.06	25.1	16.24
10/24 Wed	16.88	19.06	10.96	14.72	14.82	28.9	20.64	11.4	11.48	4.1	34.12	7.18	20.18	7.98	33.62	7.8	12.22	25.32	19.84	18.46
10/25 Thu	17.28	19.86	17.4	15.46	13.98	34.16	29.16	12.56	11.56	5.48	33.62	6.6	22.62	9.36	25.68	7.28	18.02	22.88	26.1	19.84
10/26 Fri	22.54	18.98	10.98	15.92	10.8	29.96	20.68	15.4	12.12	9	34.48	7.58	23.58	8.76	24.74	8.14	15.66	24.52	19.9	17.92
10/27 Sat	13.48	24.42	10.86	12.82	10.6	33.38	19.88	11.64	12.32	4.72	33.78	7.12	21.64	9.36	24.28	6.78	13	20.02	17.46	16.78
10/28 Sun	14.84	29.62	10.52	13.8	10.12	36.16	22.74	10.6	10.98	4.64	34.78	7.74	25.12	9.08	27.78	6.84	7.02	24.12	23.8	20.32
10/29 Mon	18.08	27.92	12.26	17.76	9.2	42.58	28.22	12.4	12.74	5.24	34.5	7.36	26.58	6.76	22.34	6.68	9.68	28.38	27.28	18.34
10/30 Tue	17.54	23.98	10.52	15.58	11.42	48.58	22.68	14.96	13.26	6.62	33.72	6.64	26.5	9.36	24.8	7.64	17	25.8	25.02	20
10/31 Wed	17.12	19.58	12.18	13.96	14.9	31.82	28.2	10.9	11.74	4.06	33.46	10.36	21.86	9.06	23.64	8.24	16.08	24.98	24.38	20.38
11/1 Thu	19.58	20.5	13.94	16.86	8.6	32.48	27.44	14.4	11.74	4.72	33.32	6.66	19.2	9.66	26.68	7.42	16	24.2	25.16	18.42
11/2 Fri	19.74	21.62	17.82	19.12	20.78	44.5	29.14	12.28	10.12	3.56	3.2	7.3	15	11.72	26	6.62	13.5	24.1	21.82	17.54
11/3 Sat	20.22	23.52	12.52	20.12	14.58	32.96	25.96	10.24	13.6	5.24	3.22	8.54	12.56	8.26	33.98	6.68	7.42	29	26.02	17.5
11/4 Sun	18.26	21.14	14.64	16.06	17.88	39.92	22.14	6.6	12.72	4.02	3.2	11.12	13.48	6.46	21.44	5.74	9.64	23.14	19.78	19.4
11/5 Mon	18.4	20.58	13.88	16.82	11.52	49.12	29.16	10.26	13.96	7.32	33.94	7.22	21.86	9.46	25.86	7.76	13.9	23.66	24.72	15.94
11/6 Tue	18.46	20.4	9.82	14.3	9.86	28.46	19.6	11.04	14.12	8.12	34.6	7.68	22.5	7.56	23.92	7.28	17.26	21.66	20.7	16.04
11/7 Wed	14.76	21.04	9.66	13.64	14.1	30.16	21.78	9.66	13.44	4.96	34.82	10	22.22	8.92	24.34	7.24	17.36	24.22	25.08	19.26
11/8 Thu	16.36	19.5	10.28	14.32	14.06	27.28	19.88	9.76	13.54	6.66	34.7	7.26	25.06	8.7	24.38	7.02	16.44	20.9	24.06	18.76
11/9 Fri	16.26	20.5	13.48	13.8	11.56	30.86	21.96	10.3	12.68	4.24	34.52	7.12	20.68	9.3	24.54	7.58	15.06	24.08	21.98	18.46
11/10 Sat	14.3	18.9	12	17.04	15.22	28.56	20.64	8.28	12	4.1	33.08	7.34	14.7	9.54	23.46	7.18	15.1	22.36	19.46	17.98
11/11 Sun	11.48	15.86	9.9	15.18	10.18	42.12	23.52	10.8	13.1	8.16	32.96	7.24	17.08	5.48	27.18	7.82	8	20.98	22.66	19.68
11/12 Mon	14.4	21.18	12.14	15.9	9.24	36.4	24.5	14.8	13.06	4.12	34.5	7.9	27.34	4.96	25.82	7.4	7.34	21.92	27.52	13.78
11/13 Tue	15.32	28.2	12.82	18.9	11.08	31.86	15.94	10.7	15.28	6.56	36.24	6.76	20.58	8.8	26.6	7.64	14.44	24.64	19.94	14.84
11/14 Wed	16.92	19.66	9.8	14.8	13.78	29.9	21	10.1	12.36	5.9	34.62	11.3	20.22	9.1	25.5	9.04	16.04	23.94	24.32	18.18
11/15 Thu	16.62	19.18	10.8	14.42	17.22	29.34	20.2	11.44	11.46	4.6	34.68	8.44	21.72	9.46	24.08	7.5	14.9	23.78	22.7	18.8
11/16 Fri	15.54	19.06	10.36	14.38	12.36	29.96	18.52	6.26	13.06	5.76	34.9	10.1	23.2	8.9	22.22	7.36	15.26	23.2	19.84	17.52
11/17 Sat	13.52	20.8	12.3	13.56	11.64	27.92	22.74	7.54	12.1	4.14	34.74	10.42	20.92	8.66	21.66	7.7	11.54	20.74	19.64	17.92
11/18 Sun	16.92	20.94	10.16	14.58	15.3	34.96	25.82	7.84	13.38	7.04	34.64	10.5	17.28	8.7	24.58	8.08	7.64	22.2	25.46	18.7
11/19 Mon	15.06	22	10.46	16.18	13.42	49.24	28.94	5.64	13.82	14.32	37.86	9.78	26.52	8.58	26.24	8	7.58	20.82	24.76	17.88
11/20 Tue	18.46	18.52	11.96	15.06	9.14	31.34	20.08	9.02	13.04	6.74	36.12	11.08	20.96	8.88	23.28	8.36	14.36	24.08	21.48	15.48
11/21 Wed	19.06	20.06	11.96	16.18	8.34	28.96	25.4	8.84	11.96	5.78	35.52	10.56	20.28	8.62	27.24	7.3	14.96	21.52	25.64	16.9
11/22 Thu	16.86	17.92	14.26	16.44	21.6	27.64	28.7	10.68	14.12	11.1	33.92	9.7	18.62	9.5	20.62	8.24	17.2	21.98	19.24	17.16
11/23 Fri	14.7	19.82	15.34	14.4	12.48	30.68	30.3	11.32	13.3	4.66	35.02	9.96	22.16	7.88	29.36	7.8	16.52	23.98	18.5	15.84
11/24 Sat	22.52	19.66	13.06	14.68	9.24	27.46	23.88	10.88	12.42	12.68	34.44	12.12	22.04	5.44	25.68	7.94	11	21.1	26.02	16.04
11/25 Sun	15.86	17.82	13.52	15.88	17.74	43.52	27.36	9.22	12.44	7.02	34.06	10.9	19.74	5.28	25.98	7.06	8.34	20.66	25.52	15.18
11/26 Mon	8.76	19.92	15.1	15.84	10.48	37.28	30.96	12.06	11.88	6.96	34.36	7.82	23.7	8.42	28.38	7.04	8.3	24.34	17.32	20.82
11/27 Tue	15.34	19.7	14.82	14.98	8	27.08	19.96	10.2	14.16	8.62	41.5	8.46	21.26	8.22	25.12	8.68	14.94	28.72	20	15.54
11/28 Wed	13.54	20.48	12.46	15.98	13.62	29.6														

表 A.12 電力需要サンプルデータ 12(1 日平均,20 ユーザ, 単位:kWh/day)

Date	user01	user02	user03	user04	user05	user06	user07	user08	user09	user10	user11	user12	user13	user14	user15	user16	user17	user18	user19	user20
12/1 Sat	5.82	19.42	16.66	14.62	17.82	55.36	24.74	10.26	14.14	5.54	35.14	17.26	18.56	11.08	25.68	8.86	7.32	46.08	27.16	21.1
12/2 Sun	5.92	20.3	14.42	17.86	15.28	34.68	24.6	15.1	10.36	5.24	35.32	10.68	18.88	8.34	28.76	7.94	6.8	40.42	20.68	28.54
12/3 Mon	5.82	20.7	19.36	22.6	35.04	38.52	31.64	19.4	12.28	13.38	36.3	5.18	14.3	9.64	24.44	6.82	6.74	36.22	23.76	22.4
12/4 Tue	5.94	20.14	14.84	18.68	26.8	38.44	31.68	16.46	12.98	6.1	35.78	5.12	22.56	8.18	24.14	6.68	12.22	42.34	24.44	25.38
12/5 Wed	5.8	20.14	14.26	13.52	18.04	37.26	30.06	23.4	15.6	5.18	35.72	28.12	26.56	7.62	26.72	6.12	16.58	39.96	21.26	24.5
12/6 Thu	5.94	16.5	17.14	20.5	20.28	41.52	30.62	19.52	13.02	5.44	35.4	11.26	20.26	9.34	26.82	6.32	11.52	33.52	17.2	21.92
12/7 Fri	13.74	20.38	14.86	17.98	27.96	54.62	39.34	19.16	12.02	5.54	38.08	20.44	22.64	10.82	29.76	6.58	7.72	32.84	20.9	21.02
12/8 Sat	14.6	31.66	10.8	23.76	17.74	49.44	35.08	14.72	12.56	9.5	36.42	13.48	22.32	9.68	27.6	7.02	11.78	45.22	29.46	17.66
12/9 Sun	10.08	26.86	12.46	14.88	11.56	33.36	26.84	16.04	12.46	7.74	34.54	9.72	20.46	9.04	28.2	6.58	16.92	33.96	20.42	17.3
12/10 Mon	26.3	20.44	14.22	24.12	19.18	37.16	26.14	13.78	11.42	7.06	34.76	12.68	20.78	9.24	28.98	9.2	16.32	32.78	21.86	17.56
12/11 Tue	27.92	18.54	11.34	20.76	14.62	32.96	28.18	17.1	10.82	6.58	35.06	6.34	21.28	11	29.3	7.84	16.9	30.36	22.42	18.38
12/12 Wed	24.96	20.48	12.46	19.98	9.4	33.4	26.08	18.34	12.26	13.22	34.52	7.38	18.8	8.2	25.32	7.84	14.92	40.94	21.34	19.2
12/13 Thu	33.58	23.46	13.52	22.6	12.12	34.08	18.84	20.88	11.54	5.92	34.94	9.64	18.94	10.12	28.26	7.68	16.68	24.64	18.84	19.64
12/14 Fri	21.38	29.98	9.98	16.72	6.98	47.86	31.56	20.94	10.82	6.72	32.8	11.36	15.26	8.42	34.42	7.74	9.44	29.42	21.12	17.04
12/15 Sat	16.82	28.1	14.86	14.32	7.98	50.66	32.2	8.28	8.98	9.78	33	11.22	15.72	8.02	29.5	7.38	7.2	34.32	25.54	18.8
12/16 Sun	22.7	19.88	12.54	16.08	19.12	33.7	18.02	13.26	12.4	5.6	34.52	7.78	21.68	8.72	22.7	9.2	15.72	34.46	21.38	16.08
12/17 Mon	17.06	20.48	11.16	15.66	17.24	30.74	26.82	15.32	11.2	4.4	34.24	10.66	19.7	8.86	29.46	7.76	16.02	27.68	22.76	18.58
12/18 Tue	21.32	22.12	11.28	14.82	16.82	31.1	23.56	16.2	11.1	3.72	37.16	6.4	20.72	8.38	32.44	7.66	14.8	24.92	27.64	18.78
12/19 Wed	23.5	21.3	12.92	14.9	11.8	27.5	34.36	7.88	12.76	8.86	34.32	9	21.52	9.86	27.04	7.82	15.56	32.32	22.4	17.92
12/20 Thu	17.06	19.82	14.34	16.34	13.36	33.38	31.02	11.52	11.22	4.52	34.06	7.22	21.46	8.66	26.74	7.08	11.4	18.4	21.16	18.04
12/21 Fri	12.28	18.18	11.7	16.22	14.6	38.92	30.44	15.98	12.16	6.26	32.88	8.94	20.72	5.24	31.58	7.78	7.8	28.62	23.48	18.2
12/22 Sat	15.62	19.18	12.1	19.22	8.9	51.16	26.8	9.8	12.08	8.34	37.12	7.34	19.52	8.92	27.22	8.42	8.24	25.04	26.2	20.9
12/23 Sun	20.74	18.96	12.48	15.5	9.04	30.26	15.68	14.16	9.64	5.18	38.2	6.14	18.36	8.62	27.38	7.48	14.82	25.06	25.1	16.24
12/24 Mon	16.88	19.06	10.96	14.72	14.82	28.9	20.64	11.4	11.48	4.1	34.12	7.18	20.18	7.98	33.62	7.8	12.22	25.32	19.84	18.46
12/25 Tue	17.28	19.86	17.4	15.46	13.98	34.16	29.16	12.56	11.56	5.48	33.62	6.6	22.62	9.36	25.68	7.28	18.02	22.88	26.1	19.84
12/26 Wed	22.54	19.98	10.98	15.92	10.8	29.96	20.68	15.4	12.12	9	34.48	7.58	23.58	8.76	24.74	8.14	15.66	24.52	18.9	17.92
12/27 Thu	13.48	24.42	10.86	12.82	10.6	33.38	19.88	11.64	12.32	4.72	33.78	7.12	21.64	9.36	24.28	6.78	13	20.02	17.46	16.78
12/28 Fri	14.84	29.62	10.52	13.8	10.12	36.16	22.74	10.6	10.98	4.64	34.78	7.74	25.12	9.08	27.78	6.84	7.02	24.12	23.8	20.32
12/29 Sat	18.08	27.92	12.26	17.76	9.2	42.58	28.22	12.4	12.74	5.24	34.5	7.36	26.58	6.76	22.34	6.68	9.68	28.38	27.28	18.34
12/30 Sun	17.54	23.98	10.52	15.58	11.42	48.58	22.68	14.96	13.26	6.62	33.72	6.64	26.5	9.36	24.8	7.64	17	25.8	25.02	20
12/31 Mon	17.12	19.58	12.18	13.96	14.9	31.82	28.2	10.9	11.74	4.06	33.46	10.36	21.86	9.06	23.64	8.24	16.08	24.98	24.38	20.38
1/1 Tue	19.58	20.5	13.94	16.86	8.6	32.48	27.44	14.4	11.74	4.72	33.32	6.66	19.2	9.66	26.68	7.42	16	24.2	25.16	21.42
1/2 Wed	19.74	21.62	17.82	19.12	20.78	44.5	29.14	12.28	10.12	3.56	3.2	7.3	15	11.72	26	6.62	13.5	24.1	18.82	17.54
1/3 Thu	20.22	23.52	12.52	20.12	14.58	32.96	25.96	10.24	13.6	5.24	3.22	8.54	12.56	8.26	33.98	6.68	7.42	29	26.02	17.5
1/4 Fri	18.26	21.14	14.64	16.06	17.88	39.92	22.14	6.6	12.72	4.02	3.2	11.12	13.48	6.46	21.44	5.74	9.64	23.14	19.78	19.4
1/5 Sat	18.4	20.58	13.88	16.82	11.52	49.12	29.16	10.26	13.96	7.32	33.94	7.22	21.86	9.46	25.86	7.76	13.9	23.66	24.72	15.94
1/6 Sun	18.46	20.4	9.82	14.3	9.86	28.46	19.6	11.04	14.12	8.12	34.6	7.68	22.5	7.56	23.92	7.28	17.26	21.66	20.7	16.04
1/7 Mon	14.76	21.04	9.66	13.64	14.1	30.16	21.78	9.66	13.44	4.96	34.82	10	22.22	8.92	24.34	7.24	17.36	24.22	25.08	19.26
1/8 Tue	16.36	19.5	10.28	14.32	14.06	27.28	19.88	9.76	13.54	6.66	34.7	7.26	25.06	8.7	24.38	7.02	16.44	20.9	24.06	18.76
1/9 Wed	16.26	20.5	13.48	13.8	11.56	30.86	21.96	10.3	12.68	4.24	34.52	7.12	20.68	9.3	24.54	7.58	15.06	24.08	21.98	18.46
1/10 Thu	14.3	18.9	12	17.04	15.22	28.56	20.64	8.28	12	4.1	33.08	7.34	14.7	9.54	23.46	7.18	15.1	22.36	19.46	17.98
1/11 Fri	11.48	15.86	9.9	15.18	10.18	42.12	23.52	10.8	13.1	8.16	32.96	7.24	17.08	5.48	27.18	7.82	8	20.98	22.66	19.68
1/12 Sat	14.4	21.18	12.14	15.9	9.24	36.4	24.5	14.8	13.06	4.12	34.5	7.9	27.34	4.96	25.82	7.4	7.34	21.92	27.52	13.78
1/13 Sun	15.32	28.2	12.82	18.9	11.08	31.86	15.94	10.7	15.28	6.56	36.24	6.76	20.58	8.8	26.6	7.64	14.44	24.64	19.94	14.84
1/14 Mon	16.92	19.66	9.8	14.8	13.78	29.9	21	10.1	12.36	5.9	34.62	11.3	20.22	9.1	25.5	9.04	16.04	23.94	24.32	18.18
1/15 Tue	16.62	19.18	10.8	14.42	17.22	29.34	20.2	11.44	11.46	4.6	34.68	8.44	21.72	9.46	24.08	7.5	14.9	23.78	22.7	18.8
1/16 Wed	15.54	19.06	10.36	14.38	12.36	29.96	18.52	6.26	13.06	5.76	34.9	10.1	23.2	8.9	22.22	7.36	15.26	23.2	19.84	17.58
1/17 Thu	13.52	20.8	12.3	13.56	11.64	27.92	22.74	7.54	12.1	4.14	34.74	10.42	20.92	8.66	21.66	7.7	11.54	20.74	19.64	17.92
1/18 Fri	16.92	20.94	10.16	14.58	15.3	34.96	25.82	7.84	13.38	7.04	34.64	10.5	17.28	8.7	24.58	8.08	7.64	22.2	25.46	18.7
1/19 Sat	15.06	22	10.46	16.18	13.42	49.24	28.94	5.64	13.82	14.32	37.86	9.78	26.52	8.58	26.24	8	7.58	20.82	24.76	17.88
1/20 Sun	18.46	18.52	11.96	15.06	9.14	31.34	20.08	9.02	13.04	6.74	36.12	11.08	20.96	8.88	23.28	8.36	14.36	24.08	21.48	15.48
1/21 Mon	19.06	20.06	11.96	16.18	8.34	28.96	25.4	8.84	11.96	5.78	35.52	10.56	20.28	8.62	27.24	7.3	14.96	21.52	25.64	16.9
1/22 Tue	16.86	17.92	14.26	16.44	21.6	27.64	28.7	10.68	14.12	11.1	33.92	9.7	18.62	9.5	20.62	8.24	17.2	21.98	19.24	17.16
1/23 Wed	14.7	19.82	15.34	14.4	12.48	30.68	30.3	11.32	13.3	4.66	35.02	9.96	22.16	7.88	29.36	7.8	16.52	23.98	18.5	15.84
1/24 Thu	22.52	19.66	13.06	14.68	9.24	27.46	23.88	10.88	12.42	12.68	34.44	12.12	22.04	5.44	25.68	7.94	11	21.1	26.02	16.04
1/25 Fri	15.86	17.82	13.52	15.88	17.74	43.52	27.36	9.22	12.44	7.02	34.06	10.9	19.74	5.28	25.98	7.06	8.34	20.66	25.52	15.18
1/26 Sat	8.76	19.92	15.1	15.84	10.48	37.28	30.96	12.06	11.88	6.96	34.36	7.82	23.7	8.42	28.38	7.04	8.3	24.34	17.32	20.82
1/27 Sun	15.34	19.7	14.82	14.98	8	27.08	19.96	10.2	14.16	8.62	41.5	8.46	21.26	8.22	25.12	8.68	14.94	28.72	20	15.54
1/28 Mon	13.54	20.48	12.46	15.98	13															

表 A.13 電力需要サンプルデータ 13(1 日平均,20 ユーザ, 単位:kWh/day)

Date	user01	user02	user03	user04	user05	user06	user07	user08	user09	user10	user11	user12	user13	user14	user15	user16	user17	user18	user19	user20
2/1 Fri	5.82	19.42	16.66	14.62	17.82	55.36	24.74	10.26	14.14	5.54	35.14	17.26	18.56	11.08	25.68	8.86	7.32	46.08	27.16	21.1
2/2 Sat	5.92	20.3	14.42	17.86	15.28	34.68	24.6	15.1	10.36	5.24	35.32	10.68	18.88	8.34	28.76	7.94	6.8	40.42	20.68	28.54
2/3 Sun	5.82	20.7	19.36	22.6	35.04	38.52	31.64	19.4	12.28	13.38	36.3	5.18	14.3	9.64	24.44	6.82	6.74	36.22	23.76	22.4
2/4 Mon	5.94	20.14	14.84	18.68	26.8	38.44	31.68	16.46	12.98	6.1	35.78	5.12	22.56	8.18	24.14	6.68	12.22	42.34	24.44	25.38
2/5 Tue	5.8	20.14	14.26	13.52	18.04	37.26	30.06	23.4	15.6	5.18	35.72	28.12	26.56	7.62	26.72	6.12	16.58	39.96	21.26	24.5
2/6 Wed	5.94	16.5	17.14	20.5	20.28	41.52	30.62	19.52	13.02	5.44	35.4	11.26	20.26	9.34	26.82	6.32	11.52	33.52	17.2	21.92
2/7 Thu	13.74	20.38	14.86	17.98	27.96	54.62	30.34	19.16	12.02	5.54	38.08	20.44	22.64	10.82	29.76	6.58	7.72	32.84	20.9	21.02
2/8 Fri	14.6	31.66	10.8	23.76	17.74	49.44	35.08	14.72	12.56	9.5	36.42	13.48	22.32	9.68	27.6	7.02	11.78	45.22	29.46	17.66
2/9 Sat	10.08	26.86	12.46	14.88	11.56	33.36	26.84	16.04	12.46	7.74	34.54	9.72	20.46	9.04	28.2	6.58	16.92	33.96	20.42	17.3
2/10 Sun	26.3	20.44	14.22	24.12	19.18	37.16	26.14	13.78	11.42	7.06	34.76	12.68	20.78	9.24	28.98	9.2	16.32	32.78	21.86	17.56
2/11 Mon	27.92	18.54	11.34	20.76	14.62	32.96	28.18	17.1	10.82	6.58	35.06	6.34	21.28	11	29.3	7.84	16.9	30.36	22.42	18.38
2/12 Tue	24.96	20.48	12.46	19.98	9.4	33.4	26.08	18.34	12.26	13.22	34.52	7.38	18.8	8.2	25.32	7.84	14.92	40.94	21.34	19.2
2/13 Wed	33.58	23.46	13.52	22.6	12.12	34.08	18.84	20.88	11.54	5.92	34.94	9.64	18.94	10.12	28.26	7.68	16.68	24.64	18.84	19.64
2/14 Thu	21.38	29.98	9.98	16.72	6.98	47.86	31.56	20.94	10.82	6.72	32.8	11.36	15.26	8.42	34.42	7.74	9.44	29.42	21.12	17.04
2/15 Fri	16.82	28.1	14.86	14.32	7.98	50.66	32.2	8.28	8.98	9.78	33	11.22	15.72	8.02	29.5	7.38	7.2	34.32	25.54	18.8
2/16 Sat	22.7	19.88	12.54	16.08	19.12	33.7	18.02	13.26	12.4	5.6	34.52	7.78	21.68	8.72	22.7	9.2	15.72	34.46	21.38	16.08
2/17 Sun	17.06	20.48	11.16	15.66	17.24	30.74	26.82	15.32	11.2	4.4	34.24	10.66	19.7	8.86	29.46	7.76	16.02	27.68	22.76	18.58
2/18 Mon	21.32	22.12	11.28	14.82	16.82	31.1	23.56	16.2	11.1	3.72	37.16	6.4	20.72	8.38	32.44	7.66	14.8	24.92	27.64	18.78
2/19 Tue	23.5	21.3	12.92	14.9	11.8	27.5	34.36	7.88	12.76	8.86	34.32	9	21.52	9.86	27.04	7.82	15.56	32.32	22.4	17.92
2/20 Wed	17.06	19.82	14.34	16.34	13.36	33.38	31.02	11.52	11.22	4.52	34.06	7.22	21.46	8.66	26.74	7.08	11.4	18.4	21.16	18.04
2/21 Thu	12.28	18.18	11.7	16.22	14.6	38.92	30.44	15.98	12.16	6.26	32.88	8.94	20.72	5.24	31.58	7.78	7.8	28.62	23.48	18.2
2/22 Fri	15.62	19.18	12.1	19.22	8.9	51.16	26.8	9.8	12.08	8.34	37.12	7.34	19.52	8.92	27.22	8.42	8.24	25.04	26.2	20.9
2/23 Sat	20.74	18.96	12.48	15.5	9.04	30.26	15.68	14.16	9.64	5.18	38.2	6.14	18.36	8.62	27.38	7.48	14.82	25.06	25.1	16.24
2/24 Sun	16.88	19.06	10.96	14.72	14.82	28.9	20.64	11.4	11.48	4.1	34.12	7.18	20.18	7.98	33.62	7.8	12.22	25.32	19.84	18.46
2/25 Mon	17.28	19.86	17.4	15.46	13.98	34.16	29.16	12.56	11.56	5.48	33.62	6.6	22.62	9.36	25.68	7.28	18.02	22.88	26.1	19.84
2/26 Tue	22.54	19.98	10.98	15.92	10.8	29.96	20.68	15.4	12.12	9	34.48	7.58	23.58	8.76	24.74	8.14	15.66	24.52	18.9	17.92
2/27 Wed	13.48	24.42	10.86	12.82	10.6	33.38	19.88	11.64	12.32	4.72	33.78	7.12	21.64	9.36	24.28	6.78	13	20.02	17.46	16.78
2/28 Thu	14.84	29.62	10.52	13.8	10.12	36.16	22.74	10.6	10.98	4.64	34.78	7.74	25.12	9.08	27.78	6.84	7.02	24.12	23.8	20.32
3/1 Fri	18.08	27.92	12.26	17.76	9.2	42.58	28.22	12.4	12.74	5.24	34.5	7.36	26.58	6.76	22.34	6.68	9.68	28.38	27.28	18.34
3/2 Sat	17.54	23.98	10.52	15.58	11.42	48.58	22.68	14.96	13.26	6.62	33.72	6.64	26.5	9.36	24.8	7.64	17	25.8	25.02	20
3/3 Sun	17.12	19.58	12.18	13.96	14.9	31.82	28.2	10.9	11.74	4.06	33.46	10.36	21.86	9.06	23.64	8.24	16.08	24.98	24.38	20.38
3/4 Mon	19.58	20.5	13.94	16.86	8.6	32.48	27.44	14.4	11.74	4.72	33.32	6.66	19.2	9.66	26.68	7.42	16	24.2	25.16	21.42
3/5 Tue	19.74	21.62	17.82	19.12	20.78	44.5	29.14	12.28	10.12	3.56	3.2	7.3	15	11.72	26	6.62	13.5	24.1	18.82	17.54
3/6 Wed	20.22	23.52	12.52	20.12	14.58	32.96	25.96	10.24	13.6	5.24	3.22	8.54	12.56	8.26	33.98	6.68	7.42	29	26.02	17.5
3/7 Thu	18.26	21.14	14.64	16.06	17.88	39.92	22.14	6.6	12.72	4.02	3.2	11.12	13.48	6.46	21.44	5.74	9.64	23.14	19.78	19.4
3/8 Fri	18.4	20.58	13.88	16.82	11.52	49.12	29.16	10.26	13.96	7.32	33.94	7.22	21.86	9.46	25.86	7.76	13.9	23.66	24.72	15.94
3/9 Sat	18.46	20.4	9.82	14.3	9.86	28.46	19.6	11.04	14.12	8.12	34.6	7.68	22.5	7.56	23.92	7.28	17.26	21.66	20.7	16.04
3/10 Sun	14.76	21.04	9.66	13.64	14.1	30.16	21.78	9.66	13.44	4.96	34.82	10	22.22	8.92	24.34	7.24	17.36	24.22	25.08	19.26
3/11 Mon	16.36	19.5	10.28	14.32	14.06	27.28	19.88	9.76	13.54	6.66	34.7	7.26	25.06	8.7	24.38	7.02	16.44	20.9	24.06	18.76
3/12 Tue	16.26	20.5	13.48	13.8	11.56	30.86	21.96	10.3	12.68	4.24	34.52	7.12	20.68	9.3	24.54	7.58	15.06	24.08	21.98	18.46
3/13 Wed	14.3	18.9	12	17.04	15.22	28.56	20.64	8.28	12	4.1	33.08	7.34	14.7	9.54	23.46	7.18	15.1	22.36	19.46	17.98
3/14 Thu	11.48	15.86	9.9	15.18	10.18	42.12	23.52	10.8	13.1	8.16	32.96	7.24	17.08	5.48	27.18	7.82	8	20.98	22.66	19.68
3/15 Fri	14.4	21.18	12.14	15.9	9.24	36.4	24.5	14.8	13.06	4.12	34.5	7.9	27.34	4.96	25.82	7.4	7.34	21.92	27.52	13.78
3/16 Sat	15.32	28.2	12.82	18.9	11.08	31.86	15.94	10.7	15.28	6.56	36.24	6.76	20.58	8.8	26.6	7.64	14.44	24.64	19.94	14.84
3/17 Sun	16.92	19.66	9.8	14.8	13.78	29.9	21	10.1	12.36	5.9	34.62	11.3	20.22	9.1	25.5	9.04	16.04	23.94	24.32	18.18
3/18 Mon	16.62	19.18	10.8	14.42	17.22	29.34	20.2	11.44	11.46	4.6	34.68	8.44	21.72	9.46	24.08	7.5	14.9	23.78	22.7	18.8
3/19 Tue	15.54	19.06	10.36	14.38	12.36	29.96	18.52	6.26	13.06	5.76	34.9	10.1	23.2	8.9	22.22	7.36	15.26	23.2	19.84	17.58
3/20 Wed	13.52	20.8	12.3	13.56	11.64	27.92	22.74	7.54	12.1	4.14	34.74	10.42	20.92	8.66	21.66	7.7	11.54	20.74	19.64	17.92
3/21 Thu	16.92	20.94	10.16	14.58	15.3	34.96	25.82	7.84	13.38	7.04	34.64	10.5	17.28	8.7	24.58	8.08	7.64	22.2	25.46	18.7
3/22 Fri	15.06	22	10.46	16.18	13.42	49.24	28.94	5.64	13.82	14.32	37.86	9.78	26.52	8.58	26.24	8	7.58	20.82	24.76	17.88
3/23 Sat	18.46	18.52	11.96	15.06	9.14	31.34	20.08	9.02	13.04	6.74	36.12	11.08	20.96	8.88	23.28	8.36	14.36	24.08	21.48	15.48
3/24 Sun	19.06	20.06	11.96	16.18	8.34	28.96	25.4	8.84	11.96	5.78	35.52	10.56	20.28	8.62	27.24	7.3	14.96	21.52	25.64	16.9
3/25 Mon	16.86	17.92	14.26	16.44	21.6	27.64	28.7	10.68	14.12	11.1	33.92	9.7	18.62	9.5	20.62	8.24	17.2	21.98	19.24	17.16
3/26 Tue	14.7	19.82	15.34	14.4	12.48	30.68	30.3	11.32	13.3	4.66	35.02	9.96	22.16	7.88	29.36	7.8	16.52	23.98	18.5	15.84
3/27 Wed	22.52	19.66	13.06	14.68	9.24	27.46	23.88	10.88	12.42	12.68	34.44	12.12	22.04	5.44	25.68	7.94	11	21.1	26.02	16.04
3/28 Thu	15.86	17.82	13.52	15.88	17.74	43.52	27.36	9.22	12.44	7.02	34.06	10.9	19.74	5.28	25.98	7.06	8.34	20.66	25.52	15.18
3/29 Fri	8.76	19.92	15.1	15.84	10.48	37.28	30.96	12.06	11.88	6.96	34.36	7.82	23.7	8.42	28.38	7.04	8.3	24.34	17.32	20.82
3/30 Sat	15.34	19.7	14.82	14.98	8	27.08	19.96	10.2	14.16	8.62	41.5	8.46	21.26	8.22	25.12	8.68	14.94	28.72	20	15.54
3/31 Sun	13.54	20.48	12.46	15.98	13.62	29.6	31.68	9.2	12.68	6.6	34.56	6.9	19.							

付録 B.DC マイクログリッド制御プログラム

プログラムコード 1 Microgrid Agent Program(MATLAB2013b/Simulink/S-function)

```

1 function msfcn_oes_logic(block)
2 % Level-2 MATLAB file S-Function for the Open Energy System Power Distributer.
3 % Copyright 2014 Nobuyuki Kitamura ,The University of Tokyo
4 % $Revision: 0.1.5.0 $ 2014.6.9 : Real Solar data / System Oprimize(sys4)
5     setup(block);
6
7 function setup(block)
8
9     block.NumDialogPrms = 6;
10    home = block.DialogPrm(2).Data;
11    aps = block.DialogPrm(3).Data;
12    nd= home+aps;
13    %1: System type
14    %2: Number of nodes (Except Aux node)
15
16    %% Register number of input and output ports
17    block.NumInputPorts = 1;
18    block.NumOutputPorts = 3;
19
20    %% Setup functional port properties to dynamically
21    %% inherited.
22    block.SetPreCompInpPortInfoToDynamic;
23    block.SetPreCompOutPortInfoToDynamic;
24
25    block.InputPort(1).Dimensions = (nd)*12;
26    block.InputPort(1).DirectFeedthrough = false;
27    block.InputPort(1).SamplingMode = 0;
28    block.InputPort(1).SampleTime = [0 0];
29    %Dim 1:P_req(W) 2:P_alw(W) 3:P_mes(W) 4:SOC(%) 5:V_bus(V)
30
31    block.OutputPort(1).Dimensions = (nd);
32    block.OutputPort(2).Dimensions = 1;
33    block.OutputPort(3).Dimensions = (nd);
34    block.OutputPort(1).SamplingMode = 0;
35    block.OutputPort(2).SamplingMode = 0;
36    block.OutputPort(3).SamplingMode = 0;
37    block.OutputPort(1).SampleTime = [0.1 0];
38    block.OutputPort(2).SampleTime = [0.1 0];
39    block.OutputPort(3).SampleTime = [0.1 0];
40    %Port1: mode command for each node(0:sleep 1:slave 2:master)
41    %Port2: Vbus command for master node(V)
42    %Port3: Power transfer command for each master/slave node(W)
43
44    %% Set block sample time to inherited
45    %block.SampleTimes = [0.1 0];
46
47    %% Set the block simStateCompliance to default (i.e., same as a built-in block)
48    block.SimStateCompliance = 'DefaultSimState';
49
50    %% Register methods
51    block.RegBlockMethod('PostPropagationSetup', @DoPostPropSetup);

```

```

52 block.RegBlockMethod('InitializeConditions', @InitConditions);
53 block.RegBlockMethod('Outputs', @Output);
54 block.RegBlockMethod('Update', @Update);
55 block.RegBlockMethod('SetInputPortSamplingMode', @Input);
56 block.RegBlockMethod('SetInputPortSampleTime', @Input);
57 block.RegBlockMethod('SetOutputPortSampleTime', @Output);
58
59
60 function DoPostPropSetup(block)
61
62     %% Setup Resistors
63     home = block.DialogPrm(2).Data;
64     aps = block.DialogPrm(3).Data;
65     nd= home+aps;
66
67     block.NumDworks = 4;
68     block.Dwork(1).Name = 'mode_sys';
69     block.Dwork(1).Dimensions = 1;
70     block.Dwork(1).DatatypeID = 0;
71     block.Dwork(1).Complexity = 'Real';
72     block.Dwork(1).UsedAsDiscState = true;
73     block.Dwork(2).Name = 'mode_node';
74     block.Dwork(2).Dimensions = nd;
75     block.Dwork(2).DatatypeID = 0;
76     block.Dwork(2).Complexity = 'Real';
77     block.Dwork(2).UsedAsDiscState = true;
78     block.Dwork(3).Name = 'p_ref';
79     block.Dwork(3).Dimensions = nd;
80     block.Dwork(3).DatatypeID = 0;
81     block.Dwork(3).Complexity = 'Real';
82     block.Dwork(3).UsedAsDiscState = true;
83     block.Dwork(4).Name = 'V_ref';
84     block.Dwork(4).Dimensions = 1;
85     block.Dwork(4).DatatypeID = 0;
86     block.Dwork(4).Complexity = 'Real';
87     block.Dwork(4).UsedAsDiscState = true;
88
89
90 function InitConditions(block)
91
92     %% Initialize Resistors
93     home = block.DialogPrm(2).Data;
94     aps = block.DialogPrm(3).Data;
95     nd= home+aps;
96
97     block.Dwork(1).Data = 0;
98     block.Dwork(2).Data = zeros(nd,1);
99     block.Dwork(3).Data = zeros(nd,1);
100    block.Dwork(4).Data = 0;
101
102
103 function Output(block)
104
105    block.OutputPort(1).Data = block.Dwork(2).Data;
106    block.OutputPort(2).Data = block.Dwork(4).Data;
107    block.OutputPort(3).Data = block.Dwork(3).Data;
108
109
110 function Update(block)
111
112    v_rate = 380*0.1/2; %DC bus voltage up-down ratelimit (V/s)
113    p_rate = 1000/0.1/2; %Power command up-down ratelimit (W/s)
114    sys_type = block.DialogPrm(1).Data; %System type 0: Simple DC grid 1: Autonomormous
115    %2: Autonomormous Exchange
116    home = block.DialogPrm(2).Data;
117    aps = block.DialogPrm(3).Data;
118    nd= home+aps;
119    max_node = block.DialogPrm(4).Data;
120    max_power = block.DialogPrm(5).Data;
121    vbus = block.DialogPrm(6).Data; %DC bus voltage
122
123    st_sz = 12; %status vector size
124    p_req = block.InputPort(1).data(1:st_sz:(nd-1)*st_sz+1);
125    p_alw = block.InputPort(1).data(2:st_sz:(nd-1)*st_sz+2);
126    p_mes = block.InputPort(1).data(3:st_sz:(nd-1)*st_sz+3);

```

```

126     soc0 = block.InputPort(1).data(4:st_sz:(nd-1)*st_sz+4);
127     soc  = soc0(1:home);
128     v_mes = block.InputPort(1).data(5:st_sz:(nd-1)*st_sz+5);
129     mode_sys = block.Dwork(1).Data;
130     mode_nodes = block.Dwork(2).Data;
131     p_ref = block.Dwork(3).Data;
132     v_ref = block.Dwork(4).Data;
133
134     master = find(block.Dwork(2).Data == 2);
135     slave  = find(block.Dwork(2).Data == 1);
136     sleep  = find(block.Dwork(2).Data == 0);
137
138     if aps==1
139         home_vect=[ones(home,1);0];
140     else
141         home_vect=ones(home,1);
142     end
143
144     %power exchange strategy
145     %sys_no=0 : Full time working(Master:APS). No power exchange.
146     %sys_no=1 : Part time working. without power exchange. (No APS:Grid off)
147     %sys_no=2 : Part time working. with power exchange.
148     %sys_no=3 : Full time working. with power exchange.
149     %sys_no=4 : Part time working. with SOC leveling.
150
151     switch block.Dwork(1).Data
152     case 0 %System Sleep/Master Negotiation
153         if sys_type==0
154             mode_sys = 1;
155             mode_nodes(1:home) = 1;
156             mode_nodes(nd) = 2;
157
158         elseif sys_type==1
159             if (max(p_req)>200 && p_alw(nd)>0 && aps>0)
160                 mode_sys = 1;
161                 mode_nodes(find(p_req>0)) = 1;
162                 mode_nodes(nd) = 2;
163             end
164
165         elseif sys_type==2
166             if (max(p_req)>200 && max(p_alw)>200)
167                 mode_sys = 1;
168                 mode_nodes(find(p_req>0 | p_alw>0)) = 1;
169                 mode_nodes(min(find(soc==max(soc)))) = 2;
170             end
171
172         elseif sys_type==3
173             % if (max(soc)>5)
174                 mode_sys = 1;
175                 mode_nodes(:) = 1;
176                 %mode_nodes(find(p_req>0 | p_alw>0)) = 1;
177                 %mode_nodes(min(find(soc==max(soc)))) = 2;
178                 mode_nodes(nd) = 2;
179             % end
180
181         elseif sys_type==4 %SOC Leveling. Thresholds are proper random value.
182             soc_av=mean(soc);
183             if ((max(soc)>90 || min(soc)<10) && max(abs(soc-soc_av))>5 && max(soc)>10)
184                 || max(abs(soc-soc_av))>25 %v149
185                 mode_sys = 1;
186                 mode_nodes(find(abs(soc-soc_av)>2)) = 1;
187                 mode_nodes(min(find(soc==max(soc)))) = 2;
188             end
189
190         else %need braker when SOC is going to zero
191             mode_sys = 0;
192             mode_nodes = zeros(nd,1);
193         end
194         v_ref = 0;
195         p_ref = zeros(nd,1);
196
197     case 1 %DC-bus precharge by Master Node
198         v_ref=vbus;
199         p_ref = zeros(nd,1);
200         if (min(v_mes)>(vbus*0.95)) %v147 trial

```

```

200     mode_sys = 2;
201     end
202
203     case 2 %Power Transfer
204         p_tgt = zeros(nd,1);
205         if sys_type==1%case 1:only aux node can provide power
206             mode_nodes(find(p_req>0 & mode_nodes~=2)) = 1;
207             node_alw=nd;
208             node_req = find(mode_nodes>0 & p_req>0);
209             mode_nodes(find(p_req==0 & p_alw==0 & mode_nodes~=2)) = 0;
210         elseif sys_type==2 %case 2/3:enable inter node power exchange
211             mode_nodes(find((p_req>0 | p_alw>0)& mode_nodes~=2)) = 1;%v147- debug
212             add
213             mode_nodes(find(p_req==0 & p_alw==0 & mode_nodes~=2)) = 0;
214             node_alw = find(mode_nodes>0 & p_alw>0);
215             node_req = find(mode_nodes>0 & p_req>0 & p_alw==0);
216         elseif sys_type==3%case 2/3:enable inter node power exchange
217             % mode_nodes(find((p_req>0 | p_alw>0 )& mode_nodes~=2)) = 1;
218             node_alw = find(mode_nodes>0 & p_alw>0);
219             node_req = find(mode_nodes>0 & p_req>0);
220             % mode_nodes(find(p_req==0 & p_alw==0 & mode_nodes~=2)) = 0;
221         elseif sys_type==4%case 4:enable inter node power exchange for SOC leveling
222             soc_av=mean(soc);
223             mode_nodes(find(p_ref<0 & soc0>=soc_av & mode_nodes~=2)) = 0;
224             mode_nodes(find(p_ref>0 & soc0<=soc_av & mode_nodes~=2)) = 0;
225             mode_nodes(find(soc0>=soc_av+10 & mode_nodes==0 & home_vect==1)) = 1;%
226             v148
227             mode_nodes(find(soc0<=soc_av-10 & mode_nodes==0 & home_vect==1)) = 1;%
228             v148
229             node_alw = find(mode_nodes>0 & soc0>soc_av & home_vect==1);
230             node_req = find(mode_nodes>0 & soc0<soc_av & home_vect==1);
231         else%case 0:simple DC grid
232             node_alw = nd;
233             node_req = find(mode_nodes>0 & p_req>0);
234         end
235
236         if sys_type==4;%SOC leveling mode
237             if ( size(node_alw,1)>0 && size(node_req,1)>0 )
238                 if(size(node_alw,1)>size(node_req,1))
239                     p_tgt(node_req)=-max_power;
240                     p_tgt(node_alw)=max_power*(size(node_req,1)/size(node_alw,1));
241                 else
242                     p_tgt(node_req)=-max_power*(size(node_alw,1)/size(node_req,1));
243                     p_tgt(node_alw)=max_power;
244                 end
245             else
246                 p_tgt(:)=0;
247             end
248
249         else%Power Dispatcher for normal nodes
250             p_sum_alw=sum(p_alw(node_alw));
251             p_sum_req=sum(p_req(node_req));
252             if(p_sum_alw>p_sum_req)
253                 if(aps>0)
254                     p_sum_alw2=p_sum_alw-p_alw(nd);
255                     node_alw2=node_alw(find(node_alw<nd));
256                 else
257                     p_sum_alw2=p_sum_alw;
258                     node_alw2=node_alw;
259                 end
260                 if((p_sum_alw2)>=p_sum_req)%minimize assist power
261                     p_tgt(node_req) =-p_req(node_req);
262                     p_tgt(node_alw2)=p_alw(node_alw2)*p_sum_req/p_sum_alw2;
263                 else
264                     p_tgt(node_req) =-p_req(node_req);
265                     p_tgt(node_alw2)=p_alw(node_alw2);
266                     p_tgt(nd) =p_sum_req-p_sum_alw2;
267                 end
268             else
269                 p_tgt(node_req)=-p_req(node_req)*p_sum_alw/p_sum_req;
270                 p_tgt(node_alw)=p_alw(node_alw);
271             end

```

```

272     end
273
274
275     %Power ratelimit
276     %p_ref=p_ref+0.1*(p_tgt-p_ref);%simple 1st order lag
277     p_ref = p_tgt;
278
279     if sys_type==0||sys_type==3
280         mode_sys = 2;%simple DC grid(Non stop)
281     elseif sys_type==4
282 %         if ( size(node_alw,1)==0 || size(node_req,1)==0 || soc(master(find(master
<=home)))<soc_av )
283         if ( max(p_tgt)<100 || soc0(master)<soc_av-10 || soc0(master)<10)%v147
                experimental
284             mode_sys = 3;%Stop Power Transfer
285         end
286     else
287         if ( max(p_req)<200 || max(p_alw)<200 )
288             mode_sys = 3;%Stop Power Transfer
289         elseif min(sleep)>0
290             if ((aps==0 || min(sleep)<nd ) && min(soc(sleep(find(sleep<=home)))<5)
                )
291                 mode_sys = 3;%Stop Power Transfer
292             end
293         end
294     end
295
296     case 3 %DC-bus shutdown(Stop Power Transfer)
297         p_ref = zeros(nd,1);
298         if max(p_mes)<10
299             mode_sys = 4;
300         end
301
302     case 4 %DC-bus shutdown(Discharge fin V_bus<57V)
303         %v150: No discharge mode likes EZA2500 use
304         mode_sys = 0;
305         mode_nodes = zeros(nd,1);
306         %v_ref = 0;
307         p_ref = zeros(nd,1);
308
309         if min(v_mes)<(vbus*0.15)
310             mode_sys = 0;
311             mode_nodes = zeros(nd,1);
312         end
313
314     otherwise
315         mode_sys = 0;
316         mode_nodes = zeros(nd,1);
317         v_ref = 0;
318         p_ref = zeros(nd,1);
319
320     end
321
322     block.Dwork(1).Data = mode_sys;
323     block.Dwork(2).Data = mode_nodes;
324     block.Dwork(3).Data = p_ref;
325     block.Dwork(4).Data = v_ref;

```


付録 C. 車両走行クラスタリング検討データ

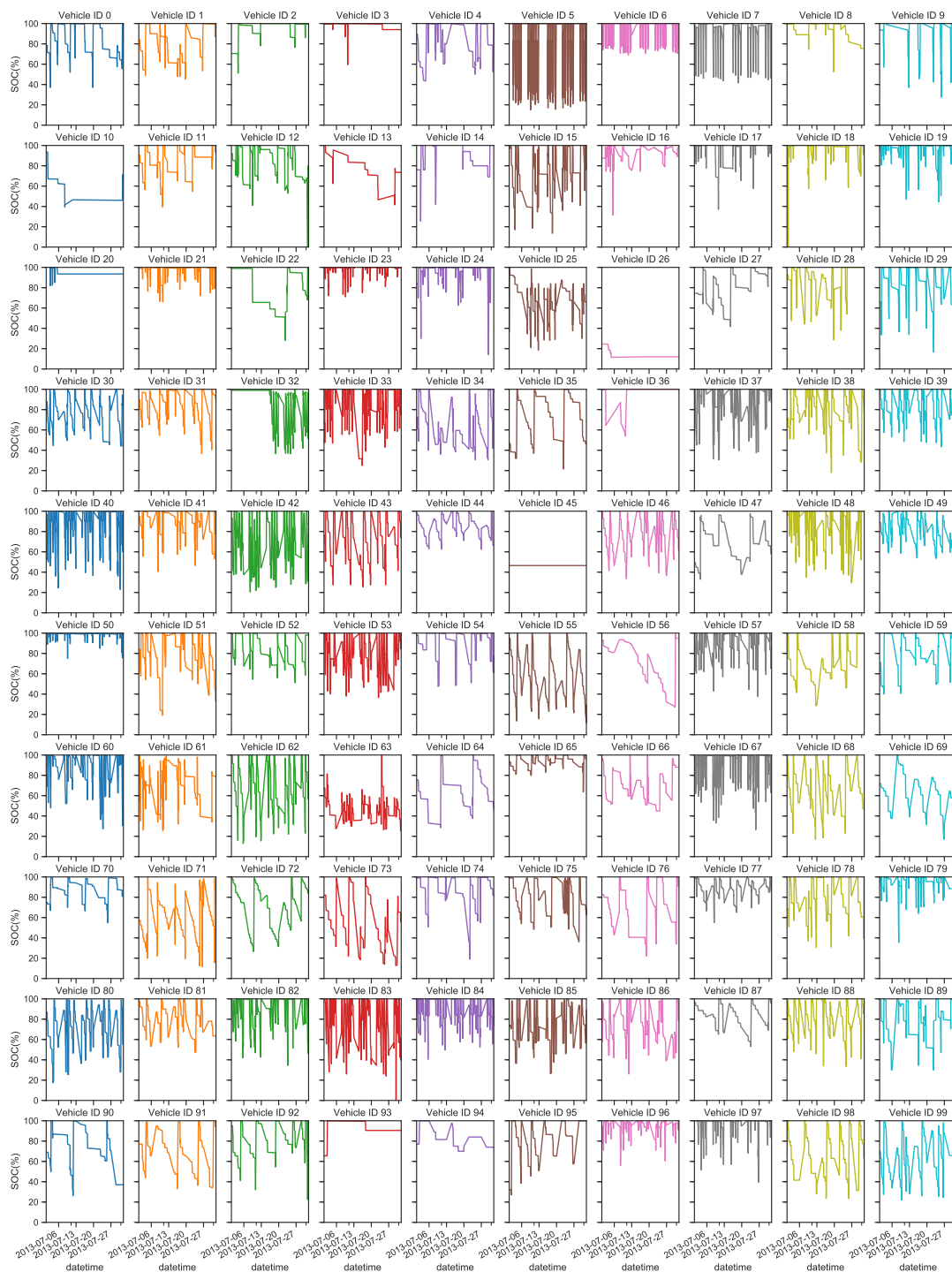


図 A.2 EV ユーザ SOC データ (7/1-31, サンプル数 100)

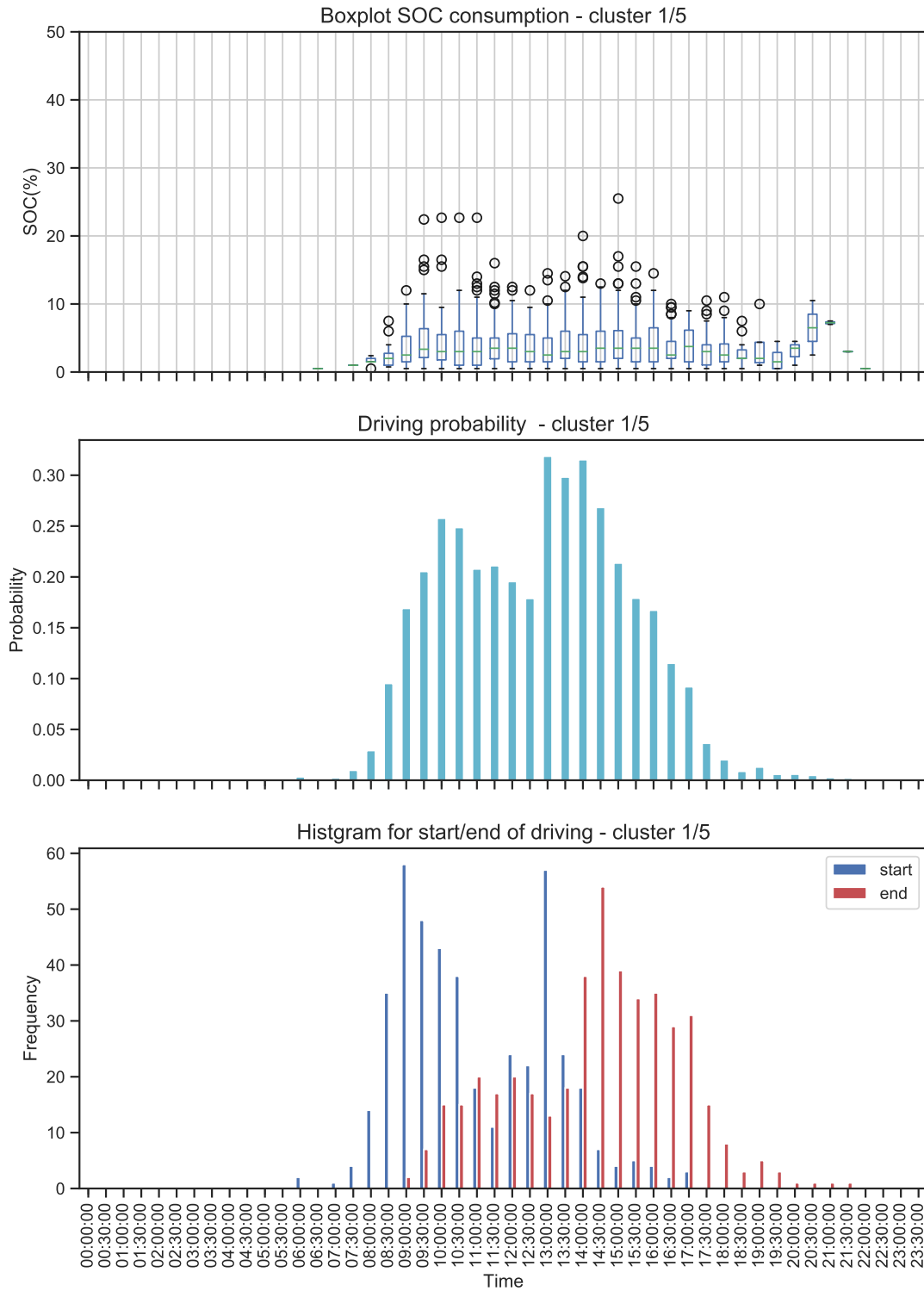


図 A.3 車両ユーザークラスター 1 時間帯別利用確率

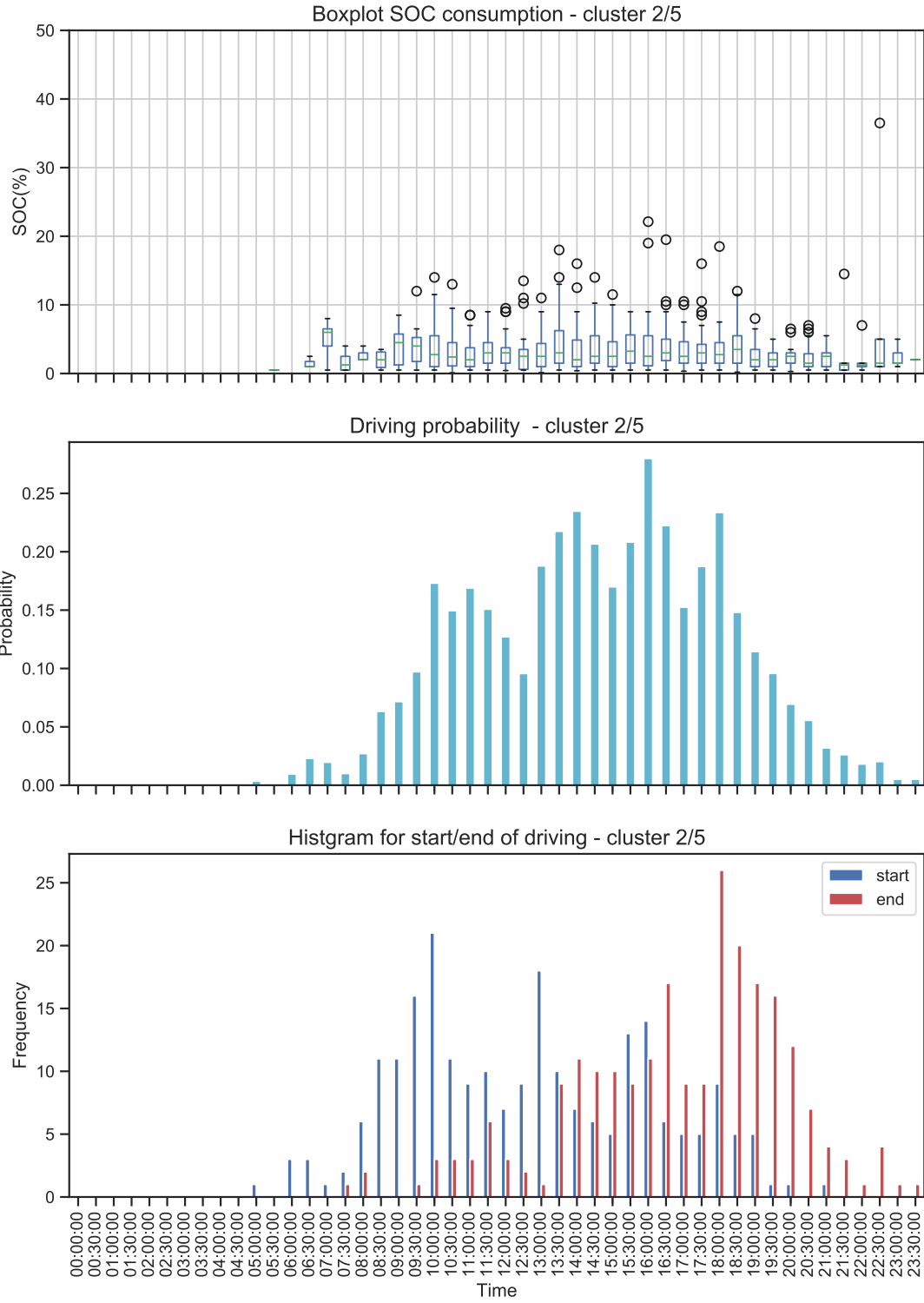


図 A.4 車両ユーザークラスター 2 時間帯別利用確率

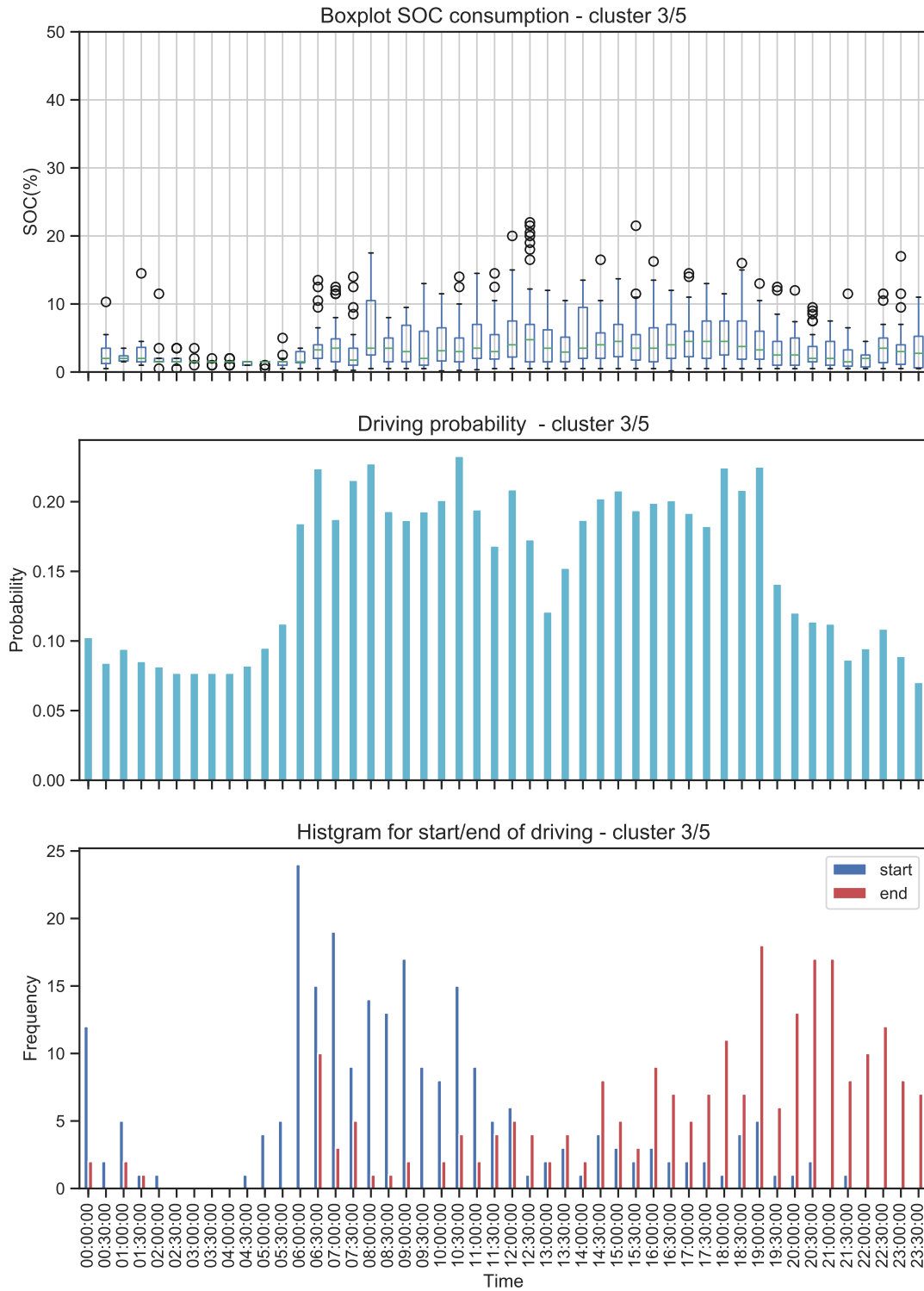


図 A.5 車両ユーザークラスター 3 時間帯別利用確率

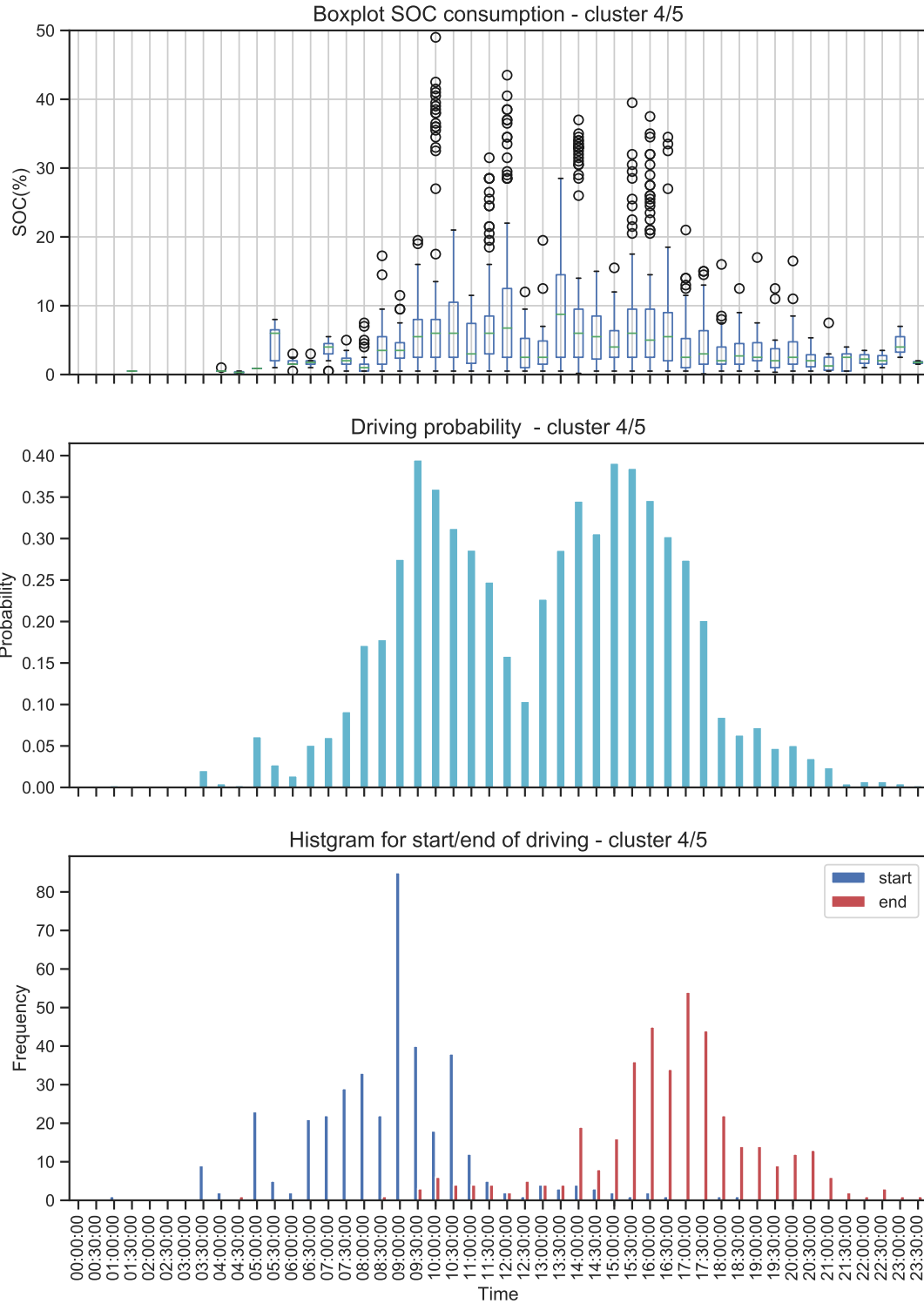


図 A.6 車両ユーザークラスター 4 時間帯別利用確率

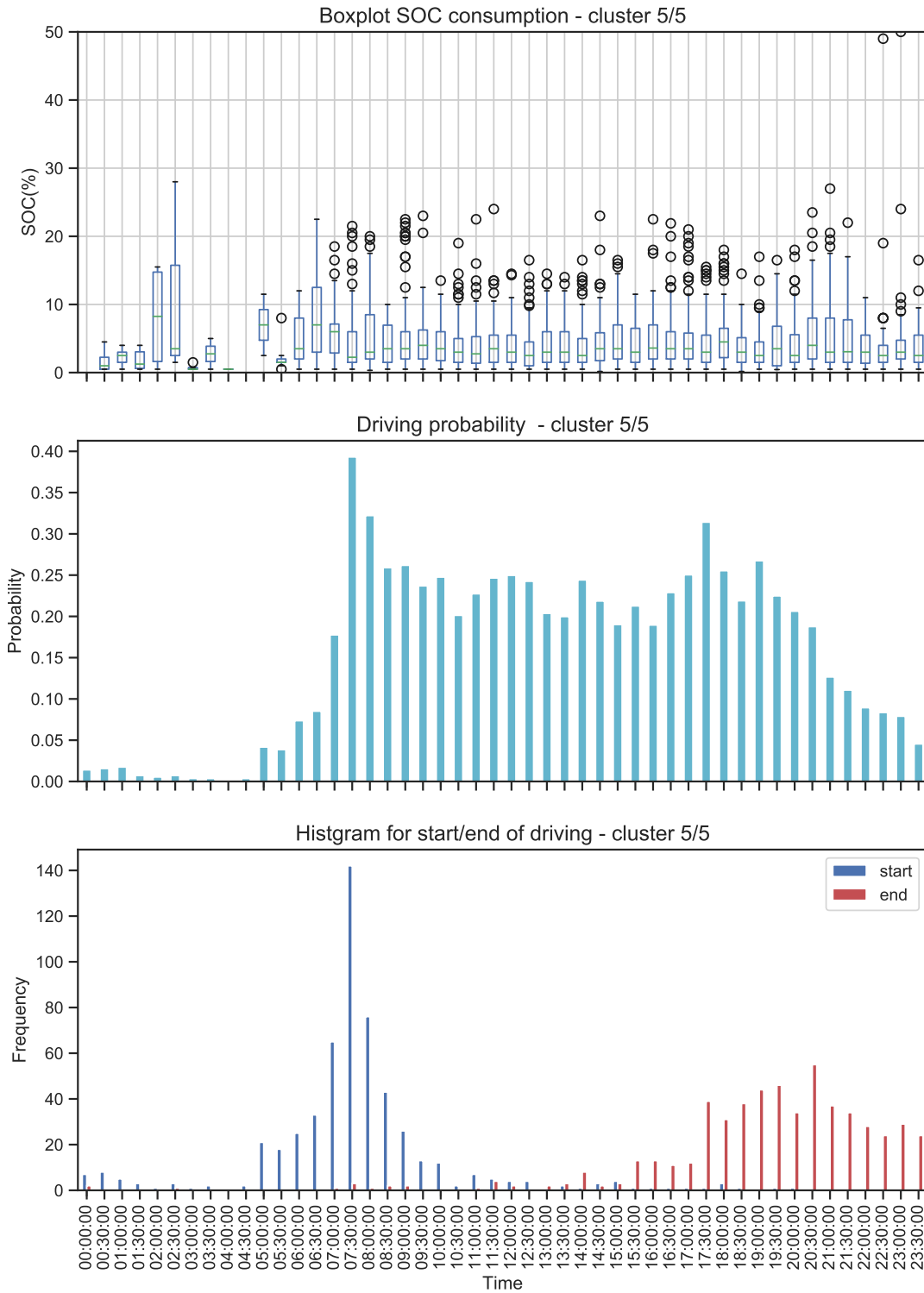


図 A.7 車両ユーザークラスター 5 時間帯別利用確率

付録 D.P2P 電力市場シミュレーションサンプルデータ

表 A.14 電力需要サンプルデータ 14(30 分平均,21 ユーザ, 単位:kWh/30min)

Date	user01	user02	user03	user04	user05	user06	user07	user08	user09	user10	user11	user12	user13	user14	user15	user16	user17	user18	user19	user20	user21
3/2 Sat 0:00	0.62	0.38	0.27	0.41	0.54	0.57	0.2	0.22	0.25	0.23	0.44	0.09	0.52	0.15	0.12	0.55	0.38	0.07	0.07	0.99	0.47
3/2 Sat 0:30	0.36	0.39	0.17	0.33	0.09	0.57	0.09	0.19	0.52	0.25	0.43	0.07	0.46	0.12	0.14	0.33	0.84	0.07	0.09	0.95	0.43
3/2 Sat 1:00	0.28	0.36	0.09	0.28	0.09	0.89	0.07	0.17	0.47	0.23	0.55	0.09	0.39	0.09	0.23	0.57	0.15	0.17	0.09	0.99	0.36
3/2 Sat 1:30	0.31	0.31	0.19	0.19	0.09	0.62	0.07	0.17	0.47	0.09	0.55	0.04	0.63	0.09	0.2	0.31	0.15	0.2	0.07	0.92	0.35
3/2 Sat 2:00	0.23	0.25	0.33	0.14	0.09	0.25	0.07	0.15	0.47	0.09	0.49	0.06	0.76	0.11	0.12	0.22	0.14	0.22	0.07	0.91	0.31
3/2 Sat 2:30	0.22	0.28	0.09	0.15	0.09	0.19	0.07	0.19	0.47	0.09	0.52	0.06	0.75	0.11	0.19	0.19	0.14	0.19	0.09	0.92	0.25
3/2 Sat 3:00	0.27	0.38	0.07	0.15	0.07	0.2	0.06	0.15	0.41	0.09	0.52	0.04	0.75	0.06	0.17	0.19	0.14	0.15	0.07	0.87	0.15
3/2 Sat 3:30	0.28	0.33	0.07	0.14	0.09	0.22	0.07	0.15	0.04	0.07	0.51	0.09	0.75	0.07	0.14	0.2	0.15	0.14	0.09	0.55	0.12
3/2 Sat 4:00	0.28	0.65	0.07	0.38	0.09	0.2	0.07	0.19	0.04	0.09	0.43	0.06	0.33	0.06	0.11	0.17	0.14	0.14	0.09	0.09	0.12
3/2 Sat 4:30	0.28	0.39	0.07	0.15	0.12	0.19	0.07	0.15	0.04	0.09	0.46	0.39	0.23	0.07	0.11	0.22	0.14	0.17	0.07	0.14	0.09
3/2 Sat 5:00	0.28	0.43	0.07	0.15	0.15	0.17	0.07	0.17	0.03	0.07	0.44	0.06	0.38	0.06	0.14	0.15	0.14	0.15	0.06	0.11	0.14
3/2 Sat 5:30	0.28	0.28	0.07	0.14	0.15	0.17	0.07	0.19	0.04	0.07	0.44	0.12	0.28	0.07	0.12	0.11	0.14	0.14	0.07	0.09	0.59
3/2 Sat 6:00	0.28	0.19	0.09	0.28	0.17	0.2	0.06	0.19	0.04	0.09	0.41	0.15	0.75	0.07	0.11	0.12	0.17	0.14	0.07	0.11	0.73
3/2 Sat 6:30	0.28	0.22	0.06	0.36	0.41	0.19	0.07	0.25	0.04	0.09	0.44	0.17	0.75	0.06	0.17	0.19	0.14	0.14	0.11	0.12	0.63
3/2 Sat 7:00	0.23	0.22	0.09	0.59	1.16	0.19	0.6	0.25	0.03	0.07	0.44	0.12	0.86	0.09	0.31	0.46	0.14	0.14	0.81	0.11	1.24
3/2 Sat 7:30	0.63	0.25	0.06	0.79	1.74	0.19	0.44	0.2	0.03	0.09	0.59	0.2	0.79	0.11	0.59	0.39	0.14	0.12	0.07	0.09	1.88
3/2 Sat 8:00	0.55	0.31	0.44	0.28	0.89	0.17	0.47	0.19	0.04	0.09	0.7	0.22	0.79	0.09	0.35	0.3	0.17	0.14	0.06	0.41	1.61
3/2 Sat 8:30	0.6	0.54	0.28	0.17	0.73	0.46	0.12	0.23	0.03	0.09	0.94	0.19	0.55	0.17	0.33	0.3	0.22	0.15	0.06	0.22	0.46
3/2 Sat 9:00	0.62	0.46	0.25	0.14	0.73	0.49	0.12	0.38	0.04	0.57	0.83	0.15	0.23	0.22	0.57	0.39	0.23	0.12	0.06	0.22	0.49
3/2 Sat 9:30	0.39	0.43	0.06	0.15	1.11	0.55	0.11	0.27	0.03	0.59	0.75	0.15	0.09	0.11	0.23	0.6	0.57	0.14	0.06	0.19	1.12
3/2 Sat 10:00	0.15	0.47	0.09	0.14	1.29	0.52	0.11	0.35	0.03	0.41	0.79	0.14	0.09	0.11	0.12	0.57	0.71	0.14	0.04	0.2	0.09
3/2 Sat 10:30	0.19	0.63	0.07	0.14	1.43	0.7	0.12	0.33	0.04	0.38	1.02	0.15	0.11	0.12	0.07	0.49	0.54	0.17	0.06	0.22	0.11
3/2 Sat 11:00	0.19	0.62	0.07	0.12	1.35	0.78	0.09	0.09	0.35	0.51	0.81	0.12	0.09	0.19	0.11	0.35	0.25	0.19	0.07	0.2	0.11
3/2 Sat 11:30	0.12	0.41	0.07	0.14	1.07	0.71	0.12	0.12	0.27	0.17	0.87	0.12	0.11	0.11	0.11	0.49	0.14	0.23	0.07	0.3	0.12
3/2 Sat 12:00	0.15	0.44	0.19	0.14	0.46	0.27	0.09	0.11	0.25	0.14	0.78	0.17	0.09	0.12	0.09	0.33	0.14	1.02	0.06	0.27	0.09
3/2 Sat 12:30	0.46	0.38	0.3	0.14	0.09	0.2	0.11	0.11	0.23	0.17	0.75	0.17	0.11	0.27	0.11	0.25	0.19	0.47	0.07	0.2	0.11
3/2 Sat 13:00	0.51	0.38	0.19	0.14	0.09	0.19	0.12	0.09	0.23	0.14	0.79	0.14	0.07	0.12	0.17	0.25	0.27	0.09	0.06	0.23	0.09
3/2 Sat 13:30	0.46	0.49	0.07	0.2	0.11	0.57	0.09	0.09	0.22	0.15	1.02	0.12	0.12	0.11	0.14	0.25	0.14	0.06	0.06	0.22	0.41
3/2 Sat 14:00	0.63	0.46	0.15	0.2	0.09	0.54	0.11	0.11	0.35	0.15	0.7	0.11	0.09	0.11	0.15	0.2	0.14	0.09	0.07	0.22	0.73
3/2 Sat 14:30	0.49	0.23	0.12	0.15	0.09	0.54	0.11	0.09	0.43	0.15	0.75	0.09	0.27	0.09	0.11	0.22	0.14	0.06	0.12	0.22	0.68
3/2 Sat 15:00	0.39	0.47	0.11	0.15	0.09	0.51	0.09	0.07	0.36	0.14	0.84	0.12	0.43	0.11	0.14	0.19	0.14	0.33	0.07	0.2	0.14
3/2 Sat 15:30	0.39	0.52	0.07	0.14	0.22	0.52	0.11	0.11	0.3	0.07	0.68	0.15	0.47	0.09	0.2	0.2	0.14	0.95	0.07	0.2	0.15
3/2 Sat 16:00	0.33	0.49	0.06	0.15	1.13	0.41	0.09	0.09	0.06	0.09	0.49	0.11	0.41	0.09	0.15	0.27	0.14	1.1	0.06	0.2	1.32
3/2 Sat 16:30	0.36	0.57	0.09	0.14	1.15	0.54	0.09	0.09	0.04	0.07	0.49	0.11	0.41	0.06	0.09	0.35	0.28	0.43	0.06	0.2	0.94
3/2 Sat 17:00	0.57	0.65	0.07	0.35	0.7	1.16	0.65	0.12	0.03	0.07	0.51	0.09	0.41	0.07	0.11	0.38	0.59	0.12	0.06	0.2	1.15
3/2 Sat 17:30	0.83	0.38	0.09	0.15	0.31	0.63	0.52	0.11	0.07	0.55	0.49	0.11	0.78	0.07	0.09	0.7	0.63	0.12	0.07	0.2	1.46
3/2 Sat 18:00	1.18	0.31	0.07	0.14	0.31	0.39	0.33	0.14	0.07	0.81	0.47	0.3	0.91	0.15	0.12	0.35	0.57	0.07	0.06	0.17	1.37
3/2 Sat 18:30	1.13	0.71	0.19	0.15	0.46	0.38	0.43	0.2	0.06	0.78	0.51	0.78	0.59	0.35	0.09	0.35	0.59	0.07	0.07	0.19	1.86
3/2 Sat 19:00	1.08	0.59	0.46	0.14	0.59	0.41	0.57	0.12	0.04	0.63	0.81	0.28	0.59	0.17	0.09	0.31	0.57	0.06	0.06	0.19	1.48
3/2 Sat 19:30	1.1	0.71	0.44	0.41	0.35	0.22	0.43	0.49	0.04	0.44	1	0.25	0.71	0.28	0.11	0.36	0.63	0.07	0.31	0.2	1.62
3/2 Sat 20:00	1.13	0.73	0.33	0.83	0.3	0.19	0.49	0.43	0.04	0.3	0.99	0.89	0.65	0.17	0.11	0.38	0.28	0.04	0.71	0.19	1.29
3/2 Sat 20:30	0.68	0.68	0.33	0.68	0.36	0.19	0.63	0.41	0.03	0.54	0.94	1	0.73	0.25	0.09	0.3	0.2	0.07	1.02	0.25	0.51
3/2 Sat 21:00	0.36	1.19	0.31	0.63	0.75	0.23	0.39	0.41	0.04	0.55	0.79	0.97	0.65	0.17	0.09	0.27	0.12	0.07	0.86	0.22	0.3
3/2 Sat 21:30	0.3	0.59	0.28	0.68	0.75	0.75	0.3	0.39	0.03	0.51	0.81	0.63	0.47	0.27	0.11	0.23	0.12	0.06	0.73	0.79	0.23
3/2 Sat 22:00	0.51	0.6	0.3	0.73	0.38	0.6	0.28	0.39	0.03	0.51	0.83	0.28	0.43	0.23	0.09	0.28	0.35	0.06	0.36	0.62	0.36
3/2 Sat 22:30	0.59	0.51	0.36	0.68	0.2	0.46	0.3	0.38	0.04	0.46	0.67	0.17	0.67	0.17	0.09	0.27	0.47	0.07	0.28	0.94	0.57
3/2 Sat 23:00	0.52	0.62	0.47	0.23	0.17	0.44	0.31	0.38	0.04	0.35	0.47	0.09	1.11	0.14	0.11	0.3	0.44	0.14	0.2	0.35	1
3/2 Sat 23:30	0.35	0.54	0.55	0.23	0.12	0.44	0.14	0.23	0.01	0.22	0.47	0.15	0.81	0.09	0.11	0.65	0.49	0.36	0.17	0.89	0.7

表 A.15 電力需要サンプルデータ 15(30 分平均,21 ユーザ, 単位:kWh/30min)

Date	user01	user02	user03	user04	user05	user06	user07	user08	user09	user10	user11	user12	user13	user14	user15	user16	user17	user18	user19	user20	user21
3/2 Sat 0:00	0.62	0.38	0.27	0.41	0.54	0.57	0.2	0.22	0.25	0.23	0.44	0.09	0.52	0.15	0.12	0.55	0.38	0.07	0.07	0.99	0.47
3/2 Sat 0:30	0.36	0.39	0.17	0.33	0.09	0.57	0.09	0.19	0.52	0.25	0.43	0.07	0.46	0.12	0.14	0.33	0.84	0.07	0.09	0.95	0.43
3/2 Sat 1:00	0.28	0.36	0.09	0.28	0.09	0.89	0.07	0.17	0.47	0.23	0.55	0.09	0.39	0.09	0.23	0.57	0.15	0.17	0.09	0.99	0.36
3/2 Sat 1:30	0.31	0.31	0.19	0.19	0.09	0.62	0.07	0.17	0.47	0.09	0.55	0.04	0.63	0.09	0.2	0.31	0.15	0.2	0.07	0.92	0.35
3/2 Sat 2:00	0.23	0.25	0.33	0.14	0.09	0.25	0.07	0.15	0.47	0.09	0.49	0.06	0.76	0.11	0.12	0.22	0.14	0.22	0.07	0.91	0.31
3/2 Sat 2:30	0.22	0.28	0.09	0.15	0.09	0.19	0.07	0.19	0.47	0.09	0.52	0.06	0.75	0.11	0.19	0.19	0.14	0.19	0.09	0.92	0.25
3/2 Sat 3:00	0.27	0.38	0.07	0.15	0.07	0.2	0.06	0.15	0.41	0.09	0.52	0.04	0.75	0.06	0.17	0.19	0.14	0.15	0.07	0.87	0.15
3/2 Sat 3:30	0.28	0.33	0.07	0.14	0.09	0.22	0.07	0.15	0.04	0.07	0.51	0.09	0.75	0.07	0.14	0.2	0.15	0.14	0.09	0.55	0.12
3/2 Sat 4:00	0.28	0.65	0.07	0.38	0.09	0.2	0.07	0.19	0.04	0.09	0.43	0.06	0.33	0.06	0.11	0.17	0.14	0.14	0.09	0.09	0.12
3/2 Sat 4:30	0.28	0.39	0.07	0.15	0.12	0.19	0.07	0.15	0.04	0.09	0.46	0.39	0.23	0.07	0.11	0.22	0.14	0.17	0.07	0.14	0.09
3/2 Sat 5:00	0.28	0.43	0.07	0.15	0.15	0.17	0.07	0.17	0.03	0.07	0.44	0.06	0.38	0.06	0.14	0.15	0.14	0.15	0.06	0.11	0.14
3/2 Sat 5:30	0.28	0.28	0.07	0.14	0.15	0.17	0.07	0.19	0.04	0.07	0.44	0.12	0.28	0.07	0.12	0.11	0.14	0.14	0.07	0.09	0.59
3/2 Sat 6:00	0.28	0.19	0.09	0.28	0.17	0.2	0.06	0.19	0.04	0.09	0.41	0.15	0.75	0.07	0.11	0.12	0.17	0.14	0.07	0.11	0.73
3/2 Sat 6:30	0.28	0.22	0.06	0.36	0.41	0.19	0.07	0.25	0.04	0.09	0.44	0.17	0.75	0.06	0.17	0.19	0.14	0.14	0.11	0.12	0.63
3/2 Sat 7:00	0.23	0.22	0.09	0.59	1.16	0.19	0.6	0.25	0.03	0.07	0.44	0.12	0.86	0.09	0.31	0.46	0.14	0.14	0.81	0.11	1.24
3/2 Sat 7:30	0.63	0.25	0.06	0.79	1.74	0.19	0.44	0.2	0.03	0.09	0.59	0.2	0.79	0.11	0.59	0.39	0.14	0.12	0.07	0.09	1.88
3/2 Sat 8:00	0.55	0.31	0.44	0.28	0.89	0.17	0.47	0.19	0.04	0.09	0.7	0.22	0.79	0.09	0.35	0.3	0.17	0.14	0.06	0.41	1.61
3/2 Sat 8:30	0.6	0.54	0.28	0.17	0.73	0.46	0.12	0.23	0.03	0.09	0.94	0.19	0.55	0.17	0.33	0.3	0.22	0.15	0.06	0.22	0.46
3/2 Sat 9:00	0.62	0.46	0.25	0.14	0.73	0.49	0.12	0.38	0.04	0.57	0.83	0.15	0.23	0.22	0.57	0.39	0.23	0.12	0.06	0.22	0.49
3/2 Sat 9:30	0.39	0.43	0.06	0.15	1.11	0.55	0.11	0.27	0.03	0.59	0.75	0.15	0.09	0.11	0.23	0.6	0.57	0.14	0.06	0.19	0.12
3/2 Sat 10:00	0.15	0.47	0.09	0.14	1.29	0.52	0.11	0.35	0.03	0.41	0.79	0.14	0.09	0.11	0.12	0.57	0.71	0.14	0.04	0.2	0.09
3/2 Sat 10:30	0.19	0.63	0.07	0.14	1.43	0.7	0.12	0.33	0.04	0.38	1.02	0.15	0.11	0.12	0.07	0.49	0.54	0.17	0.06	0.22	0.11
3/2 Sat 11:00	0.19	0.62	0.07	0.12	1.35	0.78	0.09	0.09	0.35	0.51	0.81	0.12	0.09	0.19	0.11	0.35	0.25	0.19	0.07	0.2	0.11
3/2 Sat 11:30	0.12	0.41	0.07	0.14	1.07	0.71	0.12	0.12	0.27	0.17	0.87	0.12	0.11	0.11	0.11	0.49	0.14	0.23	0.07	0.3	0.12
3/2 Sat 12:00	0.15	0.44	0.19	0.14	0.46	0.27	0.09	0.11	0.25	0.14	0.78	0.17	0.09	0.12	0.09	0.33	0.14	1.02	0.06	0.27	0.09
3/2 Sat 12:30	0.46	0.38	0.3	0.14	0.09	0.2	0.11	0.11	0.23	0.14	0.75	0.17	0.11	0.27	0.11	0.25	0.19	0.47	0.07	0.2	0.11
3/2 Sat 13:00	0.51	0.38	0.19	0.14	0.09	0.19	0.12	0.09	0.23	0.14	0.79	0.14	0.07	0.12	0.17	0.25	0.27	0.09	0.06	0.23	0.09
3/2 Sat 13:30	0.46	0.49	0.07	0.2	0.11	0.57	0.09	0.09	0.22	0.15	1.02	0.12	0.12	0.11	0.14	0.25	0.14	0.06	0.06	0.22	0.41
3/2 Sat 14:00	0.63	0.46	0.15	0.2	0.09	0.54	0.11	0.11	0.35	0.15	0.7	0.11	0.09	0.11	0.15	0.2	0.14	0.09	0.07	0.22	0.73
3/2 Sat 14:30	0.49	0.23	0.12	0.15	0.09	0.54	0.11	0.09	0.43	0.15	0.75	0.09	0.27	0.09	0.11	0.22	0.14	0.06	0.12	0.22	0.68
3/2 Sat 15:00	0.39	0.47	0.11	0.15	0.09	0.51	0.09	0.07	0.36	0.14	0.84	0.12	0.43	0.11	0.14	0.19	0.14	0.33	0.07	0.2	0.14
3/2 Sat 15:30	0.39	0.52	0.07	0.14	0.22	0.52	0.11	0.11	0.3	0.07	0.68	0.15	0.47	0.09	0.2	0.2	0.14	0.95	0.07	0.2	0.15
3/2 Sat 16:00	0.33	0.49	0.06	0.15	1.13	0.41	0.09	0.09	0.06	0.09	0.49	0.11	0.41	0.09	0.15	0.27	0.14	1.1	0.06	0.2	1.32
3/2 Sat 16:30	0.36	0.57	0.09	0.14	1.15	0.54	0.09	0.09	0.04	0.07	0.49	0.11	0.41	0.06	0.09	0.35	0.28	0.43	0.06	0.2	0.94
3/2 Sat 17:00	0.57	0.65	0.07	0.35	0.7	1.16	0.65	0.12	0.03	0.07	0.51	0.09	0.41	0.07	0.11	0.38	0.59	0.12	0.06	0.2	1.15
3/2 Sat 17:30	0.83	0.38	0.09	0.15	0.31	0.63	0.52	0.11	0.07	0.55	0.49	0.11	0.78	0.07	0.09	0.7	0.63	0.12	0.07	0.2	1.46
3/2 Sat 18:00	1.18	0.31	0.07	0.14	0.31	0.39	0.33	0.14	0.07	0.81	0.47	0.3	0.91	0.15	0.12	0.35	0.57	0.07	0.06	0.17	1.37
3/2 Sat 18:30	1.13	0.71	0.19	0.15	0.46	0.38	0.43	0.2	0.06	0.78	0.51	0.78	0.59	0.35	0.09	0.35	0.59	0.07	0.07	0.19	1.86
3/2 Sat 19:00	1.08	0.59	0.46	0.14	0.59	0.41	0.57	0.12	0.04	0.63	0.81	0.28	0.59	0.17	0.09	0.31	0.57	0.06	0.06	0.19	1.48
3/2 Sat 19:30	1.1	0.71	0.44	0.41	0.35	0.22	0.43	0.49	0.04	0.44	1	0.25	0.71	0.28	0.11	0.36	0.63	0.07	0.31	0.2	1.62
3/2 Sat 20:00	1.13	0.73	0.33	0.83	0.3	0.19	0.49	0.43	0.04	0.3	0.99	0.89	0.65	0.17	0.11	0.38	0.28	0.04	0.71	0.19	1.29
3/2 Sat 20:30	0.68	0.68	0.33	0.68	0.36	0.19	0.63	0.41	0.03	0.54	0.94	1	0.73	0.25	0.09	0.3	0.2	0.07	1.02	0.25	0.51
3/2 Sat 21:00	0.36	1.19	0.31	0.63	0.75	0.23	0.39	0.41	0.04	0.55	0.79	0.97	0.65	0.17	0.09	0.27	0.12	0.07	0.86	0.22	0.3
3/2 Sat 21:30	0.3	0.59	0.28	0.68	0.75	0.75	0.3	0.39	0.03	0.51	0.81	0.63	0.47	0.27	0.11	0.23	0.12	0.06	0.73	0.79	0.23
3/2 Sat 22:00	0.51	0.6	0.3	0.73	0.38	0.6	0.28	0.39	0.03	0.51	0.83	0.28	0.43	0.23	0.09	0.28	0.35	0.06	0.36	0.62	0.36
3/2 Sat 22:30	0.59	0.51	0.36	0.68	0.2	0.46	0.3	0.38	0.04	0.46	0.67	0.17	0.67	0.17	0.09	0.27	0.47	0.07	0.28	0.94	0.57
3/2 Sat 23:00	0.52	0.62	0.47	0.23	0.17	0.44	0.31	0.38	0.04	0.35	0.47	0.09	1.11	0.14	0.11	0.3	0.44	0.14	0.2	0.35	1
3/2 Sat 23:30	0.35	0.54	0.55	0.23	0.12	0.44	0.14	0.23	0.01	0.22	0.47	0.15	0.81	0.09	0.11	0.65	0.49	0.36	0.17	0.89	0.7

表 A.16 電力需要サンプルデータ 16(30 分平均,21 ユーザ, 単位:kWh/30min)

Date	user01	user02	user03	user04	user05	user06	user07	user08	user09	user10	user11	user12	user13	user14	user15	user16	user17	user18	user19	user20	user21
3/2 Sat 0:00	0.62	0.38	0.27	0.41	0.54	0.57	0.2	0.22	0.25	0.23	0.44	0.09	0.52	0.15	0.12	0.55	0.38	0.07	0.07	0.99	0.47
3/2 Sat 0:30	0.36	0.39	0.17	0.33	0.09	0.57	0.09	0.19	0.52	0.25	0.43	0.07	0.46	0.12	0.14	0.33	0.84	0.07	0.09	0.95	0.43
3/2 Sat 1:00	0.28	0.36	0.09	0.28	0.09	0.89	0.07	0.17	0.47	0.23	0.55	0.09	0.39	0.09	0.23	0.57	0.15	0.17	0.09	0.99	0.36
3/2 Sat 1:30	0.31	0.31	0.19	0.19	0.09	0.62	0.07	0.17	0.47	0.09	0.55	0.04	0.63	0.09	0.2	0.31	0.15	0.2	0.07	0.92	0.35
3/2 Sat 2:00	0.23	0.25	0.33	0.14	0.09	0.25	0.07	0.15	0.47	0.09	0.49	0.06	0.76	0.11	0.12	0.22	0.14	0.22	0.07	0.91	0.31
3/2 Sat 2:30	0.22	0.28	0.09	0.15	0.09	0.19	0.07	0.19	0.47	0.09	0.52	0.06	0.75	0.11	0.19	0.19	0.14	0.19	0.09	0.92	0.25
3/2 Sat 3:00	0.27	0.38	0.07	0.15	0.07	0.2	0.06	0.15	0.41	0.09	0.52	0.04	0.75	0.06	0.17	0.19	0.14	0.15	0.07	0.87	0.15
3/2 Sat 3:30	0.28	0.33	0.07	0.14	0.09	0.22	0.07	0.15	0.04	0.07	0.51	0.09	0.75	0.07	0.14	0.2	0.15	0.14	0.09	0.55	0.12
3/2 Sat 4:00	0.28	0.65	0.07	0.38	0.09	0.2	0.07	0.19	0.04	0.09	0.43	0.06	0.33	0.06	0.11	0.17	0.14	0.14	0.09	0.09	0.12
3/2 Sat 4:30	0.28	0.39	0.07	0.15	0.12	0.19	0.07	0.15	0.04	0.09	0.46	0.39	0.23	0.07	0.11	0.22	0.14	0.17	0.07	0.14	0.09
3/2 Sat 5:00	0.28	0.43	0.07	0.15	0.15	0.17	0.07	0.17	0.03	0.07	0.44	0.06	0.38	0.06	0.14	0.15	0.14	0.15	0.06	0.11	0.14
3/2 Sat 5:30	0.28	0.28	0.07	0.14	0.15	0.17	0.07	0.19	0.04	0.07	0.44	0.12	0.28	0.07	0.12	0.11	0.14	0.14	0.07	0.09	0.59
3/2 Sat 6:00	0.28	0.19	0.09	0.28	0.17	0.2	0.06	0.19	0.04	0.09	0.41	0.15	0.75	0.07	0.11	0.12	0.17	0.14	0.07	0.11	0.73
3/2 Sat 6:30	0.28	0.22	0.06	0.36	0.41	0.19	0.07	0.25	0.04	0.09	0.44	0.17	0.75	0.06	0.17	0.19	0.14	0.14	0.11	0.12	0.63
3/2 Sat 7:00	0.23	0.22	0.09	0.59	1.16	0.19	0.6	0.25	0.03	0.07	0.44	0.12	0.86	0.09	0.31	0.46	0.14	0.14	0.81	0.11	1.24
3/2 Sat 7:30	0.63	0.25	0.06	0.79	1.74	0.19	0.44	0.2	0.03	0.09	0.59	0.2	0.79	0.11	0.59	0.39	0.14	0.12	0.07	0.09	1.88
3/2 Sat 8:00	0.55	0.31	0.44	0.28	0.89	0.17	0.47	0.19	0.04	0.09	0.7	0.22	0.79	0.09	0.35	0.3	0.17	0.14	0.06	0.41	1.61
3/2 Sat 8:30	0.6	0.54	0.28	0.17	0.73	0.46	0.12	0.23	0.03	0.09	0.94	0.19	0.55	0.17	0.33	0.3	0.22	0.15	0.06	0.22	0.46
3/2 Sat 9:00	0.62	0.46	0.25	0.14	0.73	0.49	0.12	0.38	0.04	0.57	0.83	0.15	0.23	0.22	0.57	0.39	0.23	0.12	0.06	0.22	0.49
3/2 Sat 9:30	0.39	0.43	0.06	0.15	1.11	0.55	0.11	0.27	0.03	0.59	0.75	0.15	0.09	0.11	0.23	0.6	0.57	0.14	0.06	0.19	0.12
3/2 Sat 10:00	0.15	0.47	0.09	0.14	1.29	0.52	0.11	0.35	0.03	0.41	0.79	0.14	0.09	0.11	0.12	0.57	0.71	0.14	0.04	0.2	0.09
3/2 Sat 10:30	0.19	0.63	0.07	0.14	1.43	0.7	0.12	0.33	0.04	0.38	1.02	0.15	0.11	0.12	0.07	0.49	0.54	0.17	0.06	0.22	0.11
3/2 Sat 11:00	0.19	0.62	0.07	0.12	1.35	0.78	0.09	0.09	0.35	0.51	0.81	0.12	0.09	0.19	0.11	0.35	0.25	0.19	0.07	0.2	0.11
3/2 Sat 11:30	0.12	0.41	0.07	0.14	1.07	0.71	0.12	0.12	0.27	0.17	0.87	0.12	0.11	0.11	0.11	0.49	0.14	0.23	0.07	0.3	0.12
3/2 Sat 12:00	0.15	0.44	0.19	0.14	0.46	0.27	0.09	0.11	0.25	0.14	0.78	0.17	0.09	0.12	0.09	0.33	0.14	1.02	0.06	0.27	0.09
3/2 Sat 12:30	0.46	0.38	0.3	0.14	0.09	0.2	0.11	0.11	0.23	0.17	0.75	0.17	0.11	0.27	0.11	0.25	0.19	0.47	0.07	0.2	0.11
3/2 Sat 13:00	0.51	0.38	0.19	0.14	0.09	0.19	0.12	0.09	0.23	0.14	0.79	0.14	0.07	0.12	0.17	0.25	0.27	0.09	0.06	0.23	0.09
3/2 Sat 13:30	0.46	0.49	0.07	0.2	0.11	0.57	0.09	0.09	0.22	0.15	1.02	0.12	0.12	0.11	0.14	0.25	0.14	0.06	0.06	0.22	0.41
3/2 Sat 14:00	0.63	0.46	0.15	0.2	0.09	0.54	0.11	0.11	0.35	0.15	0.7	0.11	0.09	0.11	0.15	0.2	0.14	0.09	0.07	0.22	0.73
3/2 Sat 14:30	0.49	0.23	0.12	0.15	0.09	0.54	0.11	0.09	0.43	0.15	0.75	0.09	0.27	0.09	0.11	0.22	0.14	0.06	0.12	0.22	0.68
3/2 Sat 15:00	0.39	0.47	0.11	0.15	0.09	0.51	0.09	0.07	0.36	0.14	0.84	0.12	0.43	0.11	0.14	0.19	0.14	0.33	0.07	0.2	0.14
3/2 Sat 15:30	0.39	0.52	0.07	0.14	0.22	0.52	0.11	0.11	0.3	0.07	0.68	0.15	0.47	0.09	0.2	0.2	0.14	0.95	0.07	0.2	0.15
3/2 Sat 16:00	0.33	0.49	0.06	0.15	1.13	0.41	0.09	0.09	0.06	0.09	0.49	0.11	0.41	0.09	0.15	0.27	0.14	1.1	0.06	0.2	1.32
3/2 Sat 16:30	0.36	0.57	0.09	0.14	1.15	0.54	0.09	0.09	0.04	0.07	0.49	0.11	0.41	0.06	0.09	0.35	0.28	0.43	0.06	0.2	0.94
3/2 Sat 17:00	0.57	0.65	0.07	0.35	0.7	1.16	0.65	0.12	0.03	0.07	0.51	0.09	0.41	0.07	0.11	0.38	0.59	0.12	0.06	0.2	1.15
3/2 Sat 17:30	0.83	0.38	0.09	0.15	0.31	0.63	0.52	0.11	0.07	0.55	0.49	0.11	0.78	0.07	0.09	0.7	0.63	0.12	0.07	0.2	1.46
3/2 Sat 18:00	1.18	0.31	0.07	0.14	0.31	0.39	0.33	0.14	0.07	0.81	0.47	0.3	0.91	0.15	0.12	0.35	0.57	0.07	0.06	0.17	1.37
3/2 Sat 18:30	1.13	0.71	0.19	0.15	0.46	0.38	0.43	0.2	0.06	0.78	0.51	0.78	0.59	0.35	0.09	0.35	0.59	0.07	0.07	0.19	1.86
3/2 Sat 19:00	1.08	0.59	0.46	0.14	0.59	0.41	0.57	0.12	0.04	0.63	0.81	0.28	0.59	0.17	0.09	0.31	0.57	0.06	0.06	0.19	1.48
3/2 Sat 19:30	1.1	0.71	0.44	0.41	0.35	0.22	0.43	0.49	0.04	0.44	1	0.25	0.71	0.28	0.11	0.36	0.63	0.07	0.31	0.2	1.62
3/2 Sat 20:00	1.13	0.73	0.33	0.83	0.3	0.19	0.49	0.43	0.04	0.3	0.99	0.89	0.65	0.17	0.11	0.38	0.28	0.04	0.71	0.19	1.29
3/2 Sat 20:30	0.68	0.68	0.33	0.68	0.36	0.19	0.63	0.41	0.03	0.54	0.94	1	0.73	0.25	0.09	0.3	0.2	0.07	1.02	0.25	0.51
3/2 Sat 21:00	0.36	1.19	0.31	0.63	0.75	0.23	0.39	0.41	0.04	0.55	0.79	0.97	0.65	0.17	0.09	0.27	0.12	0.07	0.86	0.22	0.3
3/2 Sat 21:30	0.3	0.59	0.28	0.68	0.75	0.75	0.3	0.39	0.03	0.51	0.81	0.63	0.47	0.27	0.11	0.23	0.12	0.06	0.73	0.79	0.23
3/2 Sat 22:00	0.51	0.6	0.3	0.73	0.38	0.6	0.28	0.39	0.03	0.51	0.83	0.28	0.43	0.23	0.09	0.28	0.35	0.06	0.36	0.62	0.36
3/2 Sat 22:30	0.59	0.51	0.36	0.68	0.2	0.46	0.3	0.38	0.04	0.46	0.67	0.17	0.67	0.17	0.09	0.27	0.47	0.07	0.28	0.94	0.57
3/2 Sat 23:00	0.52	0.62	0.47	0.23	0.17	0.44	0.31	0.38	0.04	0.35	0.47	0.09	1.11	0.14	0.11	0.3	0.44	0.14	0.2	0.35	1
3/2 Sat 23:30	0.35	0.54	0.55	0.23	0.12	0.44	0.14	0.23	0.01	0.22	0.47	0.15	0.81	0.09	0.11	0.65	0.49	0.36	0.17	0.89	0.7

表 A.17 電力需要サンプルデータ 17(30 分平均,21 ユーザ, 単位:kWh/30min)

Date	user01	user02	user03	user04	user05	user06	user07	user08	user09	user10	user11	user12	user13	user14	user15	user16	user17	user18	user19	user20	user21
3/2 Sat 0:00	0.62	0.38	0.27	0.41	0.54	0.57	0.2	0.22	0.25	0.23	0.44	0.09	0.52	0.15	0.12	0.55	0.38	0.07	0.07	0.99	0.47
3/2 Sat 0:30	0.36	0.39	0.17	0.33	0.09	0.57	0.09	0.19	0.52	0.25	0.43	0.07	0.46	0.12	0.14	0.33	0.84	0.07	0.09	0.95	0.43
3/2 Sat 1:00	0.28	0.36	0.09	0.28	0.09	0.89	0.07	0.17	0.47	0.23	0.55	0.09	0.39	0.09	0.23	0.57	0.15	0.17	0.09	0.99	0.36
3/2 Sat 1:30	0.31	0.31	0.19	0.19	0.09	0.62	0.07	0.17	0.47	0.09	0.55	0.04	0.63	0.09	0.2	0.31	0.15	0.2	0.07	0.92	0.35
3/2 Sat 2:00	0.23	0.25	0.33	0.14	0.09	0.25	0.07	0.15	0.47	0.09	0.49	0.06	0.76	0.11	0.12	0.22	0.14	0.22	0.07	0.91	0.31
3/2 Sat 2:30	0.22	0.28	0.09	0.15	0.09	0.19	0.07	0.19	0.47	0.09	0.52	0.06	0.75	0.11	0.19	0.19	0.14	0.19	0.09	0.92	0.25
3/2 Sat 3:00	0.27	0.38	0.07	0.15	0.07	0.2	0.06	0.15	0.41	0.09	0.52	0.04	0.75	0.06	0.17	0.19	0.14	0.15	0.07	0.87	0.15
3/2 Sat 3:30	0.28	0.33	0.07	0.14	0.09	0.22	0.07	0.15	0.04	0.07	0.51	0.09	0.75	0.07	0.14	0.2	0.15	0.14	0.09	0.55	0.12
3/2 Sat 4:00	0.28	0.65	0.07	0.38	0.09	0.2	0.07	0.19	0.04	0.09	0.43	0.06	0.33	0.06	0.11	0.17	0.14	0.14	0.09	0.09	0.12
3/2 Sat 4:30	0.28	0.39	0.07	0.15	0.12	0.19	0.07	0.15	0.04	0.09	0.46	0.39	0.23	0.07	0.11	0.22	0.14	0.17	0.07	0.14	0.09
3/2 Sat 5:00	0.28	0.43	0.07	0.15	0.15	0.17	0.07	0.17	0.03	0.07	0.44	0.06	0.38	0.06	0.14	0.15	0.14	0.15	0.06	0.11	0.14
3/2 Sat 5:30	0.28	0.28	0.07	0.14	0.15	0.17	0.07	0.19	0.04	0.07	0.44	0.12	0.28	0.07	0.12	0.11	0.14	0.14	0.07	0.09	0.59
3/2 Sat 6:00	0.28	0.19	0.09	0.28	0.17	0.2	0.06	0.19	0.04	0.09	0.41	0.15	0.75	0.07	0.11	0.12	0.17	0.14	0.07	0.11	0.73
3/2 Sat 6:30	0.28	0.22	0.06	0.36	0.41	0.19	0.07	0.25	0.04	0.09	0.44	0.17	0.75	0.06	0.17	0.19	0.14	0.14	0.11	0.12	0.63
3/2 Sat 7:00	0.23	0.22	0.09	0.59	1.16	0.19	0.6	0.25	0.03	0.07	0.44	0.12	0.86	0.09	0.31	0.46	0.14	0.14	0.81	0.11	1.24
3/2 Sat 7:30	0.63	0.25	0.06	0.79	1.74	0.19	0.44	0.2	0.03	0.09	0.59	0.2	0.79	0.11	0.59	0.39	0.14	0.12	0.07	0.09	1.88
3/2 Sat 8:00	0.55	0.31	0.44	0.28	0.89	0.17	0.47	0.19	0.04	0.09	0.7	0.22	0.79	0.09	0.35	0.3	0.17	0.14	0.06	0.41	1.61
3/2 Sat 8:30	0.6	0.54	0.28	0.17	0.73	0.46	0.12	0.23	0.03	0.09	0.94	0.19	0.55	0.17	0.33	0.3	0.22	0.15	0.06	0.22	0.46
3/2 Sat 9:00	0.62	0.46	0.25	0.14	0.73	0.49	0.12	0.38	0.04	0.57	0.83	0.15	0.23	0.22	0.57	0.39	0.23	0.12	0.06	0.22	0.49
3/2 Sat 9:30	0.39	0.43	0.06	0.15	1.11	0.55	0.11	0.27	0.03	0.59	0.75	0.15	0.09	0.11	0.23	0.6	0.57	0.14	0.06	0.19	0.12
3/2 Sat 10:00	0.15	0.47	0.09	0.14	1.29	0.52	0.11	0.35	0.03	0.41	0.79	0.14	0.09	0.11	0.12	0.57	0.71	0.14	0.04	0.2	0.09
3/2 Sat 10:30	0.19	0.63	0.07	0.14	1.43	0.7	0.12	0.33	0.04	0.38	1.02	0.15	0.11	0.12	0.07	0.49	0.54	0.17	0.06	0.22	0.11
3/2 Sat 11:00	0.19	0.62	0.07	0.12	1.35	0.78	0.09	0.09	0.35	0.51	0.81	0.12	0.09	0.19	0.11	0.35	0.25	0.19	0.07	0.2	0.11
3/2 Sat 11:30	0.12	0.41	0.07	0.14	1.07	0.71	0.12	0.12	0.27	0.17	0.87	0.12	0.11	0.11	0.11	0.49	0.14	0.23	0.07	0.3	0.12
3/2 Sat 12:00	0.15	0.44	0.19	0.14	0.46	0.27	0.09	0.11	0.25	0.14	0.78	0.17	0.09	0.12	0.09	0.33	0.14	1.02	0.06	0.27	0.09
3/2 Sat 12:30	0.46	0.38	0.3	0.14	0.09	0.2	0.11	0.11	0.23	0.17	0.75	0.17	0.11	0.27	0.11	0.25	0.19	0.47	0.07	0.2	0.11
3/2 Sat 13:00	0.51	0.38	0.19	0.14	0.09	0.19	0.12	0.09	0.23	0.14	0.79	0.14	0.07	0.12	0.17	0.25	0.27	0.09	0.06	0.23	0.09
3/2 Sat 13:30	0.46	0.49	0.07	0.2	0.11	0.57	0.09	0.09	0.22	0.15	1.02	0.12	0.12	0.11	0.14	0.25	0.14	0.06	0.06	0.22	0.41
3/2 Sat 14:00	0.63	0.46	0.15	0.2	0.09	0.54	0.11	0.11	0.35	0.15	0.7	0.11	0.09	0.11	0.15	0.2	0.14	0.09	0.07	0.22	0.73
3/2 Sat 14:30	0.49	0.23	0.12	0.15	0.09	0.54	0.11	0.09	0.43	0.15	0.75	0.09	0.27	0.09	0.11	0.22	0.14	0.06	0.12	0.22	0.68
3/2 Sat 15:00	0.39	0.47	0.11	0.15	0.09	0.51	0.09	0.07	0.36	0.14	0.84	0.12	0.43	0.11	0.14	0.19	0.14	0.33	0.07	0.2	0.14
3/2 Sat 15:30	0.39	0.52	0.07	0.14	0.22	0.52	0.11	0.11	0.3	0.07	0.68	0.15	0.47	0.09	0.2	0.2	0.14	0.95	0.07	0.2	0.15
3/2 Sat 16:00	0.33	0.49	0.06	0.15	1.13	0.41	0.09	0.09	0.06	0.09	0.49	0.11	0.41	0.09	0.15	0.27	0.14	1.1	0.06	0.2	1.32
3/2 Sat 16:30	0.36	0.57	0.09	0.14	1.15	0.54	0.09	0.09	0.04	0.07	0.49	0.11	0.41	0.06	0.09	0.35	0.28	0.43	0.06	0.2	0.94
3/2 Sat 17:00	0.57	0.65	0.07	0.35	0.7	1.16	0.65	0.12	0.03	0.07	0.51	0.09	0.41	0.07	0.11	0.38	0.59	0.12	0.06	0.2	1.15
3/2 Sat 17:30	0.83	0.38	0.09	0.15	0.31	0.63	0.52	0.11	0.07	0.55	0.49	0.11	0.78	0.07	0.09	0.7	0.63	0.12	0.07	0.2	1.46
3/2 Sat 18:00	1.18	0.31	0.07	0.14	0.31	0.39	0.33	0.14	0.07	0.81	0.47	0.3	0.91	0.15	0.12	0.35	0.57	0.07	0.06	0.17	1.37
3/2 Sat 18:30	1.13	0.71	0.19	0.15	0.46	0.38	0.43	0.2	0.06	0.78	0.51	0.78	0.59	0.35	0.09	0.35	0.59	0.07	0.07	0.19	1.86
3/2 Sat 19:00	1.08	0.59	0.46	0.14	0.59	0.41	0.57	0.12	0.04	0.63	0.81	0.28	0.59	0.17	0.09	0.31	0.57	0.06	0.06	0.19	1.48
3/2 Sat 19:30	1.1	0.71	0.44	0.41	0.35	0.22	0.43	0.49	0.04	0.44	1	0.25	0.71	0.28	0.11	0.36	0.63	0.07	0.31	0.2	1.62
3/2 Sat 20:00	1.13	0.73	0.33	0.83	0.3	0.19	0.49	0.43	0.04	0.3	0.99	0.89	0.65	0.17	0.11	0.38	0.28	0.04	0.71	0.19	1.29
3/2 Sat 20:30	0.68	0.68	0.33	0.68	0.36	0.19	0.63	0.41	0.03	0.54	0.94	1	0.73	0.25	0.09	0.3	0.2	0.07	1.02	0.25	0.51
3/2 Sat 21:00	0.36	1.19	0.31	0.63	0.75	0.23	0.39	0.41	0.04	0.55	0.79	0.97	0.65	0.17	0.09	0.27	0.12	0.07	0.86	0.22	0.3
3/2 Sat 21:30	0.3	0.59	0.28	0.68	0.75	0.75	0.3	0.39	0.03	0.51	0.81	0.63	0.47	0.27	0.11	0.23	0.12	0.06	0.73	0.79	0.23
3/2 Sat 22:00	0.51	0.6	0.3	0.73	0.38	0.6	0.28	0.39	0.03	0.51	0.83	0.28	0.43	0.23	0.09	0.28	0.35	0.06	0.36	0.62	0.36
3/2 Sat 22:30	0.59	0.51	0.36	0.68	0.2	0.46	0.3	0.38	0.04	0.46	0.67	0.17	0.67	0.17	0.09	0.27	0.47	0.07	0.28	0.94	0.57
3/2 Sat 23:00	0.52	0.62	0.47	0.23	0.17	0.44	0.31	0.38	0.04	0.35	0.47	0.09	1.11	0.14	0.11	0.3	0.44	0.14	0.2	0.35	1
3/2 Sat 23:30	0.35	0.54	0.55	0.23	0.12	0.44	0.14	0.23	0.01	0.22	0.47	0.15	0.81	0.09	0.11	0.65	0.49	0.36	0.17	0.89	0.7

表 A.18 電力需要サンプルデータ 18(30 分平均,21 ユーザ, 単位:kWh/30min)

Date	user01	user02	user03	user04	user05	user06	user07	user08	user09	user10	user11	user12	user13	user14	user15	user16	user17	user18	user19	user20	user21
3/2 Sat 0:00	0.62	0.38	0.27	0.41	0.54	0.57	0.2	0.22	0.25	0.23	0.44	0.09	0.52	0.15	0.12	0.55	0.38	0.07	0.07	0.99	0.47
3/2 Sat 0:30	0.36	0.39	0.17	0.33	0.09	0.57	0.09	0.19	0.52	0.25	0.43	0.07	0.46	0.12	0.14	0.33	0.84	0.07	0.09	0.95	0.43
3/2 Sat 1:00	0.28	0.36	0.09	0.28	0.09	0.89	0.07	0.17	0.47	0.23	0.55	0.09	0.39	0.09	0.23	0.57	0.15	0.17	0.09	0.99	0.36
3/2 Sat 1:30	0.31	0.31	0.19	0.19	0.09	0.62	0.07	0.17	0.47	0.09	0.55	0.04	0.63	0.09	0.2	0.31	0.15	0.2	0.07	0.92	0.35
3/2 Sat 2:00	0.23	0.25	0.33	0.14	0.09	0.25	0.07	0.15	0.47	0.09	0.49	0.06	0.76	0.11	0.12	0.22	0.14	0.22	0.07	0.91	0.31
3/2 Sat 2:30	0.22	0.28	0.09	0.15	0.09	0.19	0.07	0.19	0.47	0.09	0.52	0.06	0.75	0.11	0.19	0.19	0.14	0.19	0.09	0.92	0.25
3/2 Sat 3:00	0.27	0.38	0.07	0.15	0.07	0.2	0.06	0.15	0.41	0.09	0.52	0.04	0.75	0.06	0.17	0.19	0.14	0.15	0.07	0.87	0.15
3/2 Sat 3:30	0.28	0.33	0.07	0.14	0.09	0.22	0.07	0.15	0.04	0.07	0.51	0.09	0.75	0.07	0.14	0.2	0.15	0.14	0.09	0.55	0.12
3/2 Sat 4:00	0.28	0.65	0.07	0.38	0.09	0.2	0.07	0.19	0.04	0.09	0.43	0.06	0.33	0.06	0.11	0.17	0.14	0.14	0.09	0.09	0.12
3/2 Sat 4:30	0.28	0.39	0.07	0.15	0.12	0.19	0.07	0.15	0.04	0.09	0.46	0.39	0.23	0.07	0.11	0.22	0.14	0.17	0.07	0.14	0.09
3/2 Sat 5:00	0.28	0.43	0.07	0.15	0.15	0.17	0.07	0.17	0.03	0.07	0.44	0.06	0.38	0.06	0.14	0.15	0.14	0.15	0.06	0.11	0.14
3/2 Sat 5:30	0.28	0.28	0.07	0.14	0.15	0.17	0.07	0.19	0.04	0.07	0.44	0.12	0.28	0.07	0.12	0.11	0.14	0.14	0.07	0.09	0.59
3/2 Sat 6:00	0.28	0.19	0.09	0.28	0.17	0.2	0.06	0.19	0.04	0.09	0.41	0.15	0.75	0.07	0.11	0.12	0.17	0.14	0.07	0.11	0.73
3/2 Sat 6:30	0.28	0.22	0.06	0.36	0.41	0.19	0.07	0.25	0.04	0.09	0.44	0.17	0.75	0.06	0.17	0.19	0.14	0.14	0.11	0.12	0.63
3/2 Sat 7:00	0.23	0.22	0.09	0.59	1.16	0.19	0.6	0.25	0.03	0.07	0.44	0.12	0.86	0.09	0.31	0.46	0.14	0.14	0.81	0.11	1.24
3/2 Sat 7:30	0.63	0.25	0.06	0.79	1.74	0.19	0.44	0.2	0.03	0.09	0.59	0.2	0.79	0.11	0.59	0.39	0.14	0.12	0.07	0.09	1.88
3/2 Sat 8:00	0.55	0.31	0.44	0.28	0.89	0.17	0.47	0.19	0.04	0.09	0.7	0.22	0.79	0.09	0.35	0.3	0.17	0.14	0.06	0.41	1.61
3/2 Sat 8:30	0.6	0.54	0.28	0.17	0.73	0.46	0.12	0.23	0.03	0.09	0.94	0.19	0.55	0.17	0.33	0.3	0.22	0.15	0.06	0.22	0.46
3/2 Sat 9:00	0.62	0.46	0.25	0.14	0.73	0.49	0.12	0.38	0.04	0.57	0.83	0.15	0.23	0.22	0.57	0.39	0.23	0.12	0.06	0.22	0.49
3/2 Sat 9:30	0.39	0.43	0.06	0.15	1.11	0.55	0.11	0.27	0.03	0.59	0.75	0.15	0.09	0.11	0.23	0.6	0.57	0.14	0.06	0.19	0.12
3/2 Sat 10:00	0.15	0.47	0.09	0.14	1.29	0.52	0.11	0.35	0.03	0.41	0.79	0.14	0.09	0.11	0.12	0.57	0.71	0.14	0.04	0.2	0.09
3/2 Sat 10:30	0.19	0.63	0.07	0.14	1.43	0.7	0.12	0.33	0.04	0.38	1.02	0.15	0.11	0.12	0.07	0.49	0.54	0.17	0.06	0.22	0.11
3/2 Sat 11:00	0.19	0.62	0.07	0.12	1.35	0.78	0.09	0.09	0.35	0.51	0.81	0.12	0.09	0.19	0.11	0.35	0.25	0.19	0.07	0.2	0.11
3/2 Sat 11:30	0.12	0.41	0.07	0.14	1.07	0.71	0.12	0.12	0.27	0.17	0.87	0.12	0.11	0.11	0.11	0.49	0.14	0.23	0.07	0.3	0.12
3/2 Sat 12:00	0.15	0.44	0.19	0.14	0.46	0.27	0.09	0.11	0.25	0.14	0.78	0.17	0.09	0.12	0.09	0.33	0.14	1.02	0.06	0.27	0.09
3/2 Sat 12:30	0.46	0.38	0.3	0.14	0.09	0.2	0.11	0.11	0.23	0.17	0.75	0.17	0.11	0.27	0.11	0.25	0.19	0.47	0.07	0.2	0.11
3/2 Sat 13:00	0.51	0.38	0.19	0.14	0.09	0.19	0.12	0.09	0.23	0.14	0.79	0.14	0.07	0.12	0.17	0.25	0.27	0.09	0.06	0.23	0.09
3/2 Sat 13:30	0.46	0.49	0.07	0.2	0.11	0.57	0.09	0.09	0.22	0.15	1.02	0.12	0.12	0.11	0.14	0.25	0.14	0.06	0.06	0.22	0.41
3/2 Sat 14:00	0.63	0.46	0.15	0.2	0.09	0.54	0.11	0.11	0.35	0.15	0.7	0.11	0.09	0.11	0.15	0.2	0.14	0.09	0.07	0.22	0.73
3/2 Sat 14:30	0.49	0.23	0.12	0.15	0.09	0.54	0.11	0.09	0.43	0.15	0.75	0.09	0.27	0.09	0.11	0.22	0.14	0.06	0.12	0.22	0.68
3/2 Sat 15:00	0.39	0.47	0.11	0.15	0.09	0.51	0.09	0.07	0.36	0.14	0.84	0.12	0.43	0.11	0.14	0.19	0.14	0.33	0.07	0.2	0.14
3/2 Sat 15:30	0.39	0.52	0.07	0.14	0.22	0.52	0.11	0.11	0.3	0.07	0.68	0.15	0.47	0.09	0.2	0.2	0.14	0.95	0.07	0.2	0.15
3/2 Sat 16:00	0.33	0.49	0.06	0.15	1.13	0.41	0.09	0.09	0.06	0.09	0.49	0.11	0.41	0.09	0.15	0.27	0.14	1.1	0.06	0.2	1.32
3/2 Sat 16:30	0.36	0.57	0.09	0.14	1.15	0.54	0.09	0.09	0.04	0.07	0.49	0.11	0.41	0.06	0.09	0.35	0.28	0.43	0.06	0.2	0.94
3/2 Sat 17:00	0.57	0.65	0.07	0.35	0.7	1.16	0.65	0.12	0.03	0.07	0.51	0.09	0.41	0.07	0.11	0.38	0.59	0.12	0.06	0.2	1.15
3/2 Sat 17:30	0.83	0.38	0.09	0.15	0.31	0.63	0.52	0.11	0.07	0.55	0.49	0.11	0.78	0.07	0.09	0.7	0.63	0.12	0.07	0.2	1.46
3/2 Sat 18:00	1.18	0.31	0.07	0.14	0.31	0.39	0.33	0.14	0.07	0.81	0.47	0.3	0.91	0.15	0.12	0.35	0.57	0.07	0.06	0.17	1.37
3/2 Sat 18:30	1.13	0.71	0.19	0.15	0.46	0.38	0.43	0.2	0.06	0.78	0.51	0.78	0.59	0.35	0.09	0.35	0.59	0.07	0.07	0.19	1.86
3/2 Sat 19:00	1.08	0.59	0.46	0.14	0.59	0.41	0.57	0.12	0.04	0.63	0.81	0.28	0.59	0.17	0.09	0.31	0.57	0.06	0.06	0.19	1.48
3/2 Sat 19:30	1.1	0.71	0.44	0.41	0.35	0.22	0.43	0.49	0.04	0.44	1	0.25	0.71	0.28	0.11	0.36	0.63	0.07	0.31	0.2	1.62
3/2 Sat 20:00	1.13	0.73	0.33	0.83	0.3	0.19	0.49	0.43	0.04	0.3	0.99	0.89	0.65	0.17	0.11	0.38	0.28	0.04	0.71	0.19	1.29
3/2 Sat 20:30	0.68	0.68	0.33	0.68	0.36	0.19	0.63	0.41	0.03	0.54	0.94	1	0.73	0.25	0.09	0.3	0.2	0.07	1.02	0.25	0.51
3/2 Sat 21:00	0.36	1.19	0.31	0.63	0.75	0.23	0.39	0.41	0.04	0.55	0.79	0.97	0.65	0.17	0.09	0.27	0.12	0.07	0.86	0.22	0.3
3/2 Sat 21:30	0.3	0.59	0.28	0.68	0.75	0.75	0.3	0.39	0.03	0.51	0.81	0.63	0.47	0.27	0.11	0.23	0.12	0.06	0.73	0.79	0.23
3/2 Sat 22:00	0.51	0.6	0.3	0.73	0.38	0.6	0.28	0.39	0.03	0.51	0.83	0.28	0.43	0.23	0.09	0.28	0.35	0.06	0.36	0.62	0.36
3/2 Sat 22:30	0.59	0.51	0.36	0.68	0.2	0.46	0.3	0.38	0.04	0.46	0.67	0.17	0.67	0.17	0.09	0.27	0.47	0.07	0.28	0.94	0.57
3/2 Sat 23:00	0.52	0.62	0.47	0.23	0.17	0.44	0.31	0.38	0.04	0.35	0.47	0.09	1.11	0.14	0.11	0.3	0.44	0.14	0.2	0.35	1
3/2 Sat 23:30	0.35	0.54	0.55	0.23	0.12	0.44	0.14	0.23	0.01	0.22	0.47	0.15	0.81	0.09	0.11	0.65	0.49	0.36	0.17	0.89	0.7

表 A.19 電力需要サンプルデータ 19(30分平均,21 ユーザ, 単位:kWh/30min)

Date	user01	user02	user03	user04	user05	user06	user07	user08	user09	user10	user11	user12	user13	user14	user15	user16	user17	user18	user19	user20	user21
3/2 Sat 0:00	0.62	0.38	0.27	0.41	0.54	0.57	0.2	0.22	0.25	0.23	0.44	0.09	0.52	0.15	0.12	0.55	0.38	0.07	0.07	0.99	0.47
3/2 Sat 0:30	0.36	0.39	0.17	0.33	0.09	0.57	0.09	0.19	0.52	0.25	0.43	0.07	0.46	0.12	0.14	0.33	0.84	0.07	0.09	0.95	0.43
3/2 Sat 1:00	0.28	0.36	0.09	0.28	0.09	0.89	0.07	0.17	0.47	0.23	0.55	0.09	0.39	0.09	0.23	0.57	0.15	0.17	0.09	0.99	0.36
3/2 Sat 1:30	0.31	0.31	0.19	0.19	0.09	0.62	0.07	0.17	0.47	0.09	0.55	0.04	0.63	0.09	0.2	0.31	0.15	0.2	0.07	0.92	0.35
3/2 Sat 2:00	0.23	0.25	0.33	0.14	0.09	0.25	0.07	0.15	0.47	0.09	0.49	0.06	0.76	0.11	0.12	0.22	0.14	0.22	0.07	0.91	0.31
3/2 Sat 2:30	0.22	0.28	0.09	0.15	0.09	0.19	0.07	0.19	0.47	0.09	0.52	0.06	0.75	0.11	0.19	0.19	0.14	0.19	0.09	0.92	0.25
3/2 Sat 3:00	0.27	0.38	0.07	0.15	0.07	0.2	0.06	0.15	0.41	0.09	0.52	0.04	0.75	0.06	0.17	0.19	0.14	0.15	0.07	0.87	0.15
3/2 Sat 3:30	0.28	0.33	0.07	0.14	0.09	0.22	0.07	0.15	0.04	0.07	0.51	0.09	0.75	0.07	0.14	0.2	0.15	0.14	0.09	0.55	0.12
3/2 Sat 4:00	0.28	0.65	0.07	0.38	0.09	0.2	0.07	0.19	0.04	0.09	0.43	0.06	0.33	0.06	0.11	0.17	0.14	0.14	0.09	0.09	0.12
3/2 Sat 4:30	0.28	0.39	0.07	0.15	0.12	0.19	0.07	0.15	0.04	0.09	0.46	0.39	0.23	0.07	0.11	0.22	0.14	0.17	0.07	0.14	0.09
3/2 Sat 5:00	0.28	0.43	0.07	0.15	0.15	0.17	0.07	0.17	0.03	0.07	0.44	0.06	0.38	0.06	0.14	0.15	0.14	0.15	0.06	0.11	0.14
3/2 Sat 5:30	0.28	0.28	0.07	0.14	0.15	0.17	0.07	0.19	0.04	0.07	0.44	0.12	0.28	0.07	0.12	0.11	0.14	0.14	0.07	0.09	0.59
3/2 Sat 6:00	0.28	0.19	0.09	0.28	0.17	0.2	0.06	0.19	0.04	0.09	0.41	0.15	0.75	0.07	0.11	0.12	0.17	0.14	0.07	0.11	0.73
3/2 Sat 6:30	0.28	0.22	0.06	0.36	0.41	0.19	0.07	0.25	0.04	0.09	0.44	0.17	0.75	0.06	0.17	0.19	0.14	0.14	0.11	0.12	0.63
3/2 Sat 7:00	0.23	0.22	0.09	0.59	1.16	0.19	0.6	0.25	0.03	0.07	0.44	0.12	0.86	0.09	0.31	0.46	0.14	0.14	0.81	0.11	1.24
3/2 Sat 7:30	0.63	0.25	0.06	0.79	1.74	0.19	0.44	0.2	0.03	0.09	0.59	0.2	0.79	0.11	0.59	0.39	0.14	0.12	0.07	0.09	1.88
3/2 Sat 8:00	0.55	0.31	0.44	0.28	0.89	0.17	0.47	0.19	0.04	0.09	0.7	0.22	0.79	0.09	0.35	0.3	0.17	0.14	0.06	0.41	1.61
3/2 Sat 8:30	0.6	0.54	0.28	0.17	0.73	0.46	0.12	0.23	0.03	0.09	0.94	0.19	0.55	0.17	0.33	0.3	0.22	0.15	0.06	0.22	0.46
3/2 Sat 9:00	0.62	0.46	0.25	0.14	0.73	0.49	0.12	0.38	0.04	0.57	0.83	0.15	0.23	0.22	0.57	0.39	0.23	0.12	0.06	0.22	0.49
3/2 Sat 9:30	0.39	0.43	0.06	0.15	1.11	0.55	0.11	0.27	0.03	0.59	0.75	0.15	0.09	0.11	0.23	0.6	0.57	0.14	0.06	0.19	0.12
3/2 Sat 10:00	0.15	0.47	0.09	0.14	1.29	0.52	0.11	0.35	0.03	0.41	0.79	0.14	0.09	0.11	0.12	0.57	0.71	0.14	0.04	0.2	0.09
3/2 Sat 10:30	0.19	0.63	0.07	0.14	1.43	0.7	0.12	0.33	0.04	0.38	1.02	0.15	0.11	0.12	0.07	0.49	0.54	0.17	0.06	0.22	0.11
3/2 Sat 11:00	0.19	0.62	0.07	0.12	1.35	0.78	0.09	0.09	0.35	0.51	0.81	0.12	0.09	0.19	0.11	0.35	0.25	0.19	0.07	0.2	0.11
3/2 Sat 11:30	0.12	0.41	0.07	0.14	1.07	0.71	0.12	0.12	0.27	0.17	0.87	0.12	0.11	0.11	0.11	0.49	0.14	0.23	0.07	0.3	0.12
3/2 Sat 12:00	0.15	0.44	0.19	0.14	0.46	0.27	0.09	0.11	0.25	0.14	0.78	0.17	0.09	0.12	0.09	0.33	0.14	1.02	0.06	0.27	0.09
3/2 Sat 12:30	0.46	0.38	0.3	0.14	0.09	0.2	0.11	0.11	0.23	0.17	0.75	0.17	0.11	0.27	0.11	0.25	0.19	0.47	0.07	0.2	0.11
3/2 Sat 13:00	0.51	0.38	0.19	0.14	0.09	0.19	0.12	0.09	0.23	0.14	0.79	0.14	0.07	0.12	0.17	0.25	0.27	0.09	0.06	0.23	0.09
3/2 Sat 13:30	0.46	0.49	0.07	0.2	0.11	0.57	0.09	0.09	0.22	0.15	1.02	0.12	0.12	0.11	0.14	0.25	0.14	0.06	0.06	0.22	0.41
3/2 Sat 14:00	0.63	0.46	0.15	0.2	0.09	0.54	0.11	0.11	0.35	0.15	0.7	0.11	0.09	0.11	0.15	0.2	0.14	0.09	0.07	0.22	0.73
3/2 Sat 14:30	0.49	0.23	0.12	0.15	0.09	0.54	0.11	0.09	0.43	0.15	0.75	0.09	0.27	0.09	0.11	0.22	0.14	0.06	0.12	0.22	0.68
3/2 Sat 15:00	0.39	0.47	0.11	0.15	0.09	0.51	0.09	0.07	0.36	0.14	0.84	0.12	0.43	0.11	0.14	0.19	0.14	0.33	0.07	0.2	0.14
3/2 Sat 15:30	0.39	0.52	0.07	0.14	0.22	0.52	0.11	0.11	0.3	0.07	0.68	0.15	0.47	0.09	0.2	0.2	0.14	0.95	0.07	0.2	0.15
3/2 Sat 16:00	0.33	0.49	0.06	0.15	1.13	0.41	0.09	0.09	0.06	0.09	0.49	0.11	0.41	0.09	0.15	0.27	0.14	1.1	0.06	0.2	1.32
3/2 Sat 16:30	0.36	0.57	0.09	0.14	1.15	0.54	0.09	0.09	0.04	0.07	0.49	0.11	0.41	0.06	0.09	0.35	0.28	0.43	0.06	0.2	0.94
3/2 Sat 17:00	0.57	0.65	0.07	0.35	0.7	1.16	0.65	0.12	0.03	0.07	0.51	0.09	0.41	0.07	0.11	0.38	0.59	0.12	0.06	0.2	1.15
3/2 Sat 17:30	0.83	0.38	0.09	0.15	0.31	0.63	0.52	0.11	0.07	0.55	0.49	0.11	0.78	0.07	0.09	0.7	0.63	0.12	0.07	0.2	1.46
3/2 Sat 18:00	1.18	0.31	0.07	0.14	0.31	0.39	0.33	0.14	0.07	0.81	0.47	0.3	0.91	0.15	0.12	0.35	0.57	0.07	0.06	0.17	1.37
3/2 Sat 18:30	1.13	0.71	0.19	0.15	0.46	0.38	0.43	0.2	0.06	0.78	0.51	0.78	0.59	0.35	0.09	0.35	0.59	0.07	0.07	0.19	1.86
3/2 Sat 19:00	1.08	0.59	0.46	0.14	0.59	0.41	0.57	0.12	0.04	0.63	0.81	0.28	0.59	0.17	0.09	0.31	0.57	0.06	0.06	0.19	1.48
3/2 Sat 19:30	1.1	0.71	0.44	0.41	0.35	0.22	0.43	0.49	0.04	0.44	1	0.25	0.71	0.28	0.11	0.36	0.63	0.07	0.31	0.2	1.62
3/2 Sat 20:00	1.13	0.73	0.33	0.83	0.3	0.19	0.49	0.43	0.04	0.3	0.99	0.89	0.65	0.17	0.11	0.38	0.28	0.04	0.71	0.19	1.29
3/2 Sat 20:30	0.68	0.68	0.33	0.68	0.36	0.19	0.63	0.41	0.03	0.54	0.94	1	0.73	0.25	0.09	0.3	0.2	0.07	1.02	0.25	0.51
3/2 Sat 21:00	0.36	1.19	0.31	0.63	0.75	0.23	0.39	0.41	0.04	0.55	0.79	0.97	0.65	0.17	0.09	0.27	0.12	0.07	0.86	0.22	0.3
3/2 Sat 21:30	0.3	0.59	0.28	0.68	0.75	0.75	0.3	0.39	0.03	0.51	0.81	0.63	0.47	0.27	0.11	0.23	0.12	0.06	0.73	0.79	0.23
3/2 Sat 22:00	0.51	0.6	0.3	0.73	0.38	0.6	0.28	0.39	0.03	0.51	0.83	0.28	0.43	0.23	0.09	0.28	0.35	0.06	0.36	0.62	0.36
3/2 Sat 22:30	0.59	0.51	0.36	0.68	0.2	0.46	0.3	0.38	0.04	0.46	0.67	0.17	0.67	0.17	0.09	0.27	0.47	0.07	0.28	0.94	0.57
3/2 Sat 23:00	0.52	0.62	0.47	0.23	0.17	0.44	0.31	0.38	0.04	0.35	0.47	0.09	1.11	0.14	0.11	0.3	0.44	0.14	0.2	0.35	1
3/2 Sat 23:30	0.35	0.54	0.55	0.23	0.12	0.44	0.14	0.23	0.01	0.22	0.47	0.15	0.81	0.09	0.11	0.65	0.49	0.36	0.17	0.89	0.7

表 A.20 電力需要サンプルデータ 20(30 分平均,21 ユーザ, 単位:kWh/30min)

Date	user01	user02	user03	user04	user05	user06	user07	user08	user09	user10	user11	user12	user13	user14	user15	user16	user17	user18	user19	user20	user21
3/2 Sat 0:00	0.62	0.38	0.27	0.41	0.54	0.57	0.2	0.22	0.25	0.23	0.44	0.09	0.52	0.15	0.12	0.55	0.38	0.07	0.07	0.99	0.47
3/2 Sat 0:30	0.36	0.39	0.17	0.33	0.09	0.57	0.09	0.19	0.52	0.25	0.43	0.07	0.46	0.12	0.14	0.33	0.84	0.07	0.09	0.95	0.43
3/2 Sat 1:00	0.28	0.36	0.09	0.28	0.09	0.89	0.07	0.17	0.47	0.23	0.55	0.09	0.39	0.09	0.23	0.57	0.15	0.17	0.09	0.99	0.36
3/2 Sat 1:30	0.31	0.31	0.19	0.19	0.09	0.62	0.07	0.17	0.47	0.09	0.55	0.04	0.63	0.09	0.2	0.31	0.15	0.2	0.07	0.92	0.35
3/2 Sat 2:00	0.23	0.25	0.33	0.14	0.09	0.25	0.07	0.15	0.47	0.09	0.49	0.06	0.76	0.11	0.12	0.22	0.14	0.22	0.07	0.91	0.31
3/2 Sat 2:30	0.22	0.28	0.09	0.15	0.09	0.19	0.07	0.19	0.47	0.09	0.52	0.06	0.75	0.11	0.19	0.19	0.14	0.19	0.09	0.92	0.25
3/2 Sat 3:00	0.27	0.38	0.07	0.15	0.07	0.2	0.06	0.15	0.41	0.09	0.52	0.04	0.75	0.06	0.17	0.19	0.14	0.15	0.07	0.87	0.15
3/2 Sat 3:30	0.28	0.33	0.07	0.14	0.09	0.22	0.07	0.15	0.04	0.07	0.51	0.09	0.75	0.07	0.14	0.2	0.15	0.14	0.09	0.55	0.12
3/2 Sat 4:00	0.28	0.65	0.07	0.38	0.09	0.2	0.07	0.19	0.04	0.09	0.43	0.06	0.33	0.06	0.11	0.17	0.14	0.14	0.09	0.09	0.12
3/2 Sat 4:30	0.28	0.39	0.07	0.15	0.12	0.19	0.07	0.15	0.04	0.09	0.46	0.39	0.23	0.07	0.11	0.22	0.14	0.17	0.07	0.14	0.09
3/2 Sat 5:00	0.28	0.43	0.07	0.15	0.15	0.17	0.07	0.17	0.03	0.07	0.44	0.06	0.38	0.06	0.14	0.15	0.14	0.15	0.06	0.11	0.14
3/2 Sat 5:30	0.28	0.28	0.07	0.14	0.15	0.17	0.07	0.19	0.04	0.07	0.44	0.12	0.28	0.07	0.12	0.11	0.14	0.14	0.07	0.09	0.59
3/2 Sat 6:00	0.28	0.19	0.09	0.28	0.17	0.2	0.06	0.19	0.04	0.09	0.41	0.15	0.75	0.07	0.11	0.12	0.17	0.14	0.07	0.11	0.73
3/2 Sat 6:30	0.28	0.22	0.06	0.36	0.41	0.19	0.07	0.25	0.04	0.09	0.44	0.17	0.75	0.06	0.17	0.19	0.14	0.14	0.11	0.12	0.63
3/2 Sat 7:00	0.23	0.22	0.09	0.59	1.16	0.19	0.6	0.25	0.03	0.07	0.44	0.12	0.86	0.09	0.31	0.46	0.14	0.14	0.81	0.11	1.24
3/2 Sat 7:30	0.63	0.25	0.06	0.79	1.74	0.19	0.44	0.2	0.03	0.09	0.59	0.2	0.79	0.11	0.59	0.39	0.14	0.12	0.07	0.09	1.88
3/2 Sat 8:00	0.55	0.31	0.44	0.28	0.89	0.17	0.47	0.19	0.04	0.09	0.7	0.22	0.79	0.09	0.35	0.3	0.17	0.14	0.06	0.41	1.61
3/2 Sat 8:30	0.6	0.54	0.28	0.17	0.73	0.46	0.12	0.23	0.03	0.09	0.94	0.19	0.55	0.17	0.33	0.3	0.22	0.15	0.06	0.22	0.46
3/2 Sat 9:00	0.62	0.46	0.25	0.14	0.73	0.49	0.12	0.38	0.04	0.57	0.83	0.15	0.23	0.22	0.57	0.39	0.23	0.12	0.06	0.22	0.49
3/2 Sat 9:30	0.39	0.43	0.06	0.15	1.11	0.55	0.11	0.27	0.03	0.59	0.75	0.15	0.09	0.11	0.23	0.6	0.57	0.14	0.06	0.19	0.12
3/2 Sat 10:00	0.15	0.47	0.09	0.14	1.29	0.52	0.11	0.35	0.03	0.41	0.79	0.14	0.09	0.11	0.12	0.57	0.71	0.14	0.04	0.2	0.09
3/2 Sat 10:30	0.19	0.63	0.07	0.14	1.43	0.7	0.12	0.33	0.04	0.38	1.02	0.15	0.11	0.12	0.07	0.49	0.54	0.17	0.06	0.22	0.11
3/2 Sat 11:00	0.19	0.62	0.07	0.12	1.35	0.78	0.09	0.09	0.35	0.51	0.81	0.12	0.09	0.19	0.11	0.35	0.25	0.19	0.07	0.2	0.11
3/2 Sat 11:30	0.12	0.41	0.07	0.14	1.07	0.71	0.12	0.12	0.27	0.17	0.87	0.12	0.11	0.11	0.11	0.49	0.14	0.23	0.07	0.3	0.12
3/2 Sat 12:00	0.15	0.44	0.19	0.14	0.46	0.27	0.09	0.11	0.25	0.14	0.78	0.17	0.09	0.12	0.09	0.33	0.14	1.02	0.06	0.27	0.09
3/2 Sat 12:30	0.46	0.38	0.3	0.14	0.09	0.2	0.11	0.11	0.23	0.17	0.75	0.17	0.11	0.27	0.11	0.25	0.19	0.47	0.07	0.2	0.11
3/2 Sat 13:00	0.51	0.38	0.19	0.14	0.09	0.19	0.12	0.09	0.23	0.14	0.79	0.14	0.07	0.12	0.17	0.25	0.27	0.09	0.06	0.23	0.09
3/2 Sat 13:30	0.46	0.49	0.07	0.2	0.11	0.57	0.09	0.09	0.22	0.15	1.02	0.12	0.12	0.11	0.14	0.25	0.14	0.06	0.06	0.22	0.41
3/2 Sat 14:00	0.63	0.46	0.15	0.2	0.09	0.54	0.11	0.11	0.35	0.15	0.7	0.11	0.09	0.11	0.15	0.2	0.14	0.09	0.07	0.22	0.73
3/2 Sat 14:30	0.49	0.23	0.12	0.15	0.09	0.54	0.11	0.09	0.43	0.15	0.75	0.09	0.27	0.09	0.11	0.22	0.14	0.06	0.12	0.22	0.68
3/2 Sat 15:00	0.39	0.47	0.11	0.15	0.09	0.51	0.09	0.07	0.36	0.14	0.84	0.12	0.43	0.11	0.14	0.19	0.14	0.33	0.07	0.2	0.14
3/2 Sat 15:30	0.39	0.52	0.07	0.14	0.22	0.52	0.11	0.11	0.3	0.07	0.68	0.15	0.47	0.09	0.2	0.2	0.14	0.95	0.07	0.2	0.15
3/2 Sat 16:00	0.33	0.49	0.06	0.15	1.13	0.41	0.09	0.09	0.06	0.09	0.49	0.11	0.41	0.09	0.15	0.27	0.14	1.1	0.06	0.2	1.32
3/2 Sat 16:30	0.36	0.57	0.09	0.14	1.15	0.54	0.09	0.09	0.04	0.07	0.49	0.11	0.41	0.06	0.09	0.35	0.28	0.43	0.06	0.2	0.94
3/2 Sat 17:00	0.57	0.65	0.07	0.35	0.7	1.16	0.65	0.12	0.03	0.07	0.51	0.09	0.41	0.07	0.11	0.38	0.59	0.12	0.06	0.2	1.15
3/2 Sat 17:30	0.83	0.38	0.09	0.15	0.31	0.63	0.52	0.11	0.07	0.55	0.49	0.11	0.78	0.07	0.09	0.7	0.63	0.12	0.07	0.2	1.46
3/2 Sat 18:00	1.18	0.31	0.07	0.14	0.31	0.39	0.33	0.14	0.07	0.81	0.47	0.3	0.91	0.15	0.12	0.35	0.57	0.07	0.06	0.17	1.37
3/2 Sat 18:30	1.13	0.71	0.19	0.15	0.46	0.38	0.43	0.2	0.06	0.78	0.51	0.78	0.59	0.35	0.09	0.35	0.59	0.07	0.07	0.19	1.86
3/2 Sat 19:00	1.08	0.59	0.46	0.14	0.59	0.41	0.57	0.12	0.04	0.63	0.81	0.28	0.59	0.17	0.09	0.31	0.57	0.06	0.06	0.19	1.48
3/2 Sat 19:30	1.1	0.71	0.44	0.41	0.35	0.22	0.43	0.49	0.04	0.44	1	0.25	0.71	0.28	0.11	0.36	0.63	0.07	0.31	0.2	1.62
3/2 Sat 20:00	1.13	0.73	0.33	0.83	0.3	0.19	0.49	0.43	0.04	0.3	0.99	0.89	0.65	0.17	0.11	0.38	0.28	0.04	0.71	0.19	1.29
3/2 Sat 20:30	0.68	0.68	0.33	0.68	0.36	0.19	0.63	0.41	0.03	0.54	0.94	1	0.73	0.25	0.09	0.3	0.2	0.07	1.02	0.25	0.51
3/2 Sat 21:00	0.36	1.19	0.31	0.63	0.75	0.23	0.39	0.41	0.04	0.55	0.79	0.97	0.65	0.17	0.09	0.27	0.12	0.07	0.86	0.22	0.3
3/2 Sat 21:30	0.3	0.59	0.28	0.68	0.75	0.75	0.3	0.39	0.03	0.51	0.81	0.63	0.47	0.27	0.11	0.23	0.12	0.06	0.73	0.79	0.23
3/2 Sat 22:00	0.51	0.6	0.3	0.73	0.38	0.6	0.28	0.39	0.03	0.51	0.83	0.28	0.43	0.23	0.09	0.28	0.35	0.06	0.36	0.62	0.36
3/2 Sat 22:30	0.59	0.51	0.36	0.68	0.2	0.46	0.3	0.38	0.04	0.46	0.67	0.17	0.67	0.17	0.09	0.27	0.47	0.07	0.28	0.94	0.57
3/2 Sat 23:00	0.52	0.62	0.47	0.23	0.17	0.44	0.31	0.38	0.04	0.35	0.47	0.09	1.11	0.14	0.11	0.3	0.44	0.14	0.2	0.35	1
3/2 Sat 23:30	0.35	0.54	0.55	0.23	0.12	0.44	0.14	0.23	0.01	0.22	0.47	0.15	0.81	0.09	0.11	0.65	0.49	0.36	0.17	0.89	0.7

表 A.21 車両走行消費・EVPS 接続データ (30 分,10 ユーザ, 単位:kWh)

時刻	車両 1		車両 2		車両 3		車両 4		車両 5		車両 6		車両 7		車両 8		車両 9		車両 10	
	状態	消費	状態	消費	状態	消費	状態	消費	状態	消費	状態	消費	状態	消費	状態	消費	状態	消費	状態	消費
0:30	H	0	H	0	H	0	H	0	H	0	H	0	H	0	H	0	H	0	H	0
1:00	H	0	H	0	H	0	H	0	H	0	H	0	H	0	H	0	H	0	H	0
1:30	H	0	H	0	H	0	H	0	H	0	H	0	H	0	H	0	H	0	H	0
2:00	H	0	H	0	H	0	H	0	H	0	H	0	H	0	H	0	H	0	H	0
2:30	H	0	H	0	H	0	H	0	H	0	H	0	H	0	H	0	H	0	H	0
3:00	H	0	H	0	H	0	H	0	H	0	H	0	H	0	H	0	H	0	H	0
3:30	H	0	H	0	H	0	H	0	H	0	H	0	H	0	H	0	H	0	H	0
4:00	H	0	H	0	H	0	H	0	H	0	H	0	H	0	H	0	H	0	H	0
4:30	H	0	H	0	H	0	H	0	H	0	H	0	H	0	H	0	H	0	H	0
5:00	H	0	H	0	H	0	H	0	H	0	H	0	H	0	H	0	H	0	H	0
5:30	H	0	H	0	H	0	H	0	H	0	H	0	H	0	H	0	H	0	H	0
6:00	H	0	H	0	H	0	H	0	H	0	H	0	H	0	H	0	H	0	H	0
6:30	H	0	H	0	H	0	H	0	H	0	H	0	H	0	M	2.2	H	0	H	0
7:00	H	0	H	0	M	0.6	H	0	H	0	M	0.4	H	0	M	5.6	M	1.6	H	0
7:30	M	4.2	M	2.6	M	1.8	M	0.2	H	0	M	2.2	H	0	C	0	M	3.4	H	0
8:00	C	0	M	0.81	C	0	M	1.01	H	0	M	1.41	M	1	C	0	C	0	M	1.4
8:30	C	0	C	0	C	0	C	0	M	1.6	C	0	M	0.21	C	0	C	0	C	0
9:00	C	0	C	0	C	0	C	0	C	0	C	0	C	0	C	0	C	0	C	0
9:30	C	0	C	0	C	0	C	0	C	0	C	0	C	0	C	0	C	0	C	0
10:00	C	0	C	0	C	0	C	0	C	0	C	0	C	0	C	0	C	0	C	0
10:30	C	0	C	0	C	0	C	0	C	0	C	0	C	0	C	0	C	0	C	0
11:00	C	0	C	0	C	0	C	0	C	0	C	0	C	0	C	0	C	0	C	0
11:30	C	0	C	0	C	0	C	0	C	0	C	0	C	0	C	0	C	0	C	0
12:00	C	0	C	0	C	0	C	0	C	0	C	0	C	0	C	0	C	0	C	0
12:30	C	0	C	0	C	0	C	0	C	0	C	0	C	0	C	0	C	0	C	0
13:00	C	0	C	0	C	0	C	0	C	0	C	0	C	0	C	0	C	0	C	0
13:30	C	0	C	0	C	0	C	0	C	0	C	0	C	0	C	0	C	0	C	0
14:00	C	0	C	0	C	0	C	0	C	0	C	0	C	0	C	0	C	0	C	0
14:30	C	0	C	0	C	0	C	0	C	0	C	0	C	0	C	0	C	0	C	0
15:00	C	0	C	0	C	0	C	0	C	0	C	0	C	0	C	0	C	0	C	0
15:30	C	0	C	0	C	0	C	0	C	0	C	0	C	0	C	0	C	0	C	0
16:00	C	0	C	0	C	0	C	0	C	0	C	0	C	0	C	0	C	0	C	0
16:30	C	0	C	0	C	0	C	0	C	0	C	0	C	0	C	0	C	0	C	0
17:00	C	0	C	0	M	1.41	C	0	C	0	C	0	C	0	C	0	C	0	C	0
17:30	M	1.28	C	0	M	2	C	0	C	0	C	0	M	2	M	1.6	C	0	C	0
18:00	M	0.92	C	0	H	0	C	0	C	0	M	1.01	H	0	M	2.88	C	0	C	0
18:30	M	3.61	C	0	H	0	C	0	M	1.35	M	3.2	H	0	M	2.11	C	0	C	0
19:00	H	0	M	3.2	H	0	C	0	M	0.26	M	0.6	H	0	M	3.2	C	0	C	0
19:30	H	0	H	0	H	0	C	0	H	0	H	0	H	0	H	0	M	1.8	M	1
20:00	H	0	H	0	H	0	M	0.81	H	0	H	0	H	0	H	0	M	3	M	0.39
20:30	H	0	H	0	H	0	M	1.2	H	0	H	0	H	0	H	0	M	1.4	H	0
21:00	H	0	H	0	H	0	H	0	H	0	H	0	H	0	H	0	H	0	H	0
21:30	H	0	H	0	H	0	H	0	H	0	H	0	H	0	H	0	H	0	H	0
22:00	H	0	H	0	H	0	H	0	H	0	H	0	H	0	H	0	H	0	H	0
22:30	H	0	H	0	H	0	H	0	H	0	H	0	H	0	H	0	H	0	H	0
23:00	H	0	H	0	H	0	H	0	H	0	H	0	H	0	H	0	H	0	H	0
23:30	H	0	H	0	H	0	H	0	H	0	H	0	H	0	H	0	H	0	H	0

*状態記号 C:会社 EVPS 接続中/H:自宅 EVPS 接続中/M:移動または EVPS 未接続

**シミュレーションでは本表の1日分運行データを曜日に問わず繰り返し適用

付録 E.P2P 電力市場シミュレーション結果

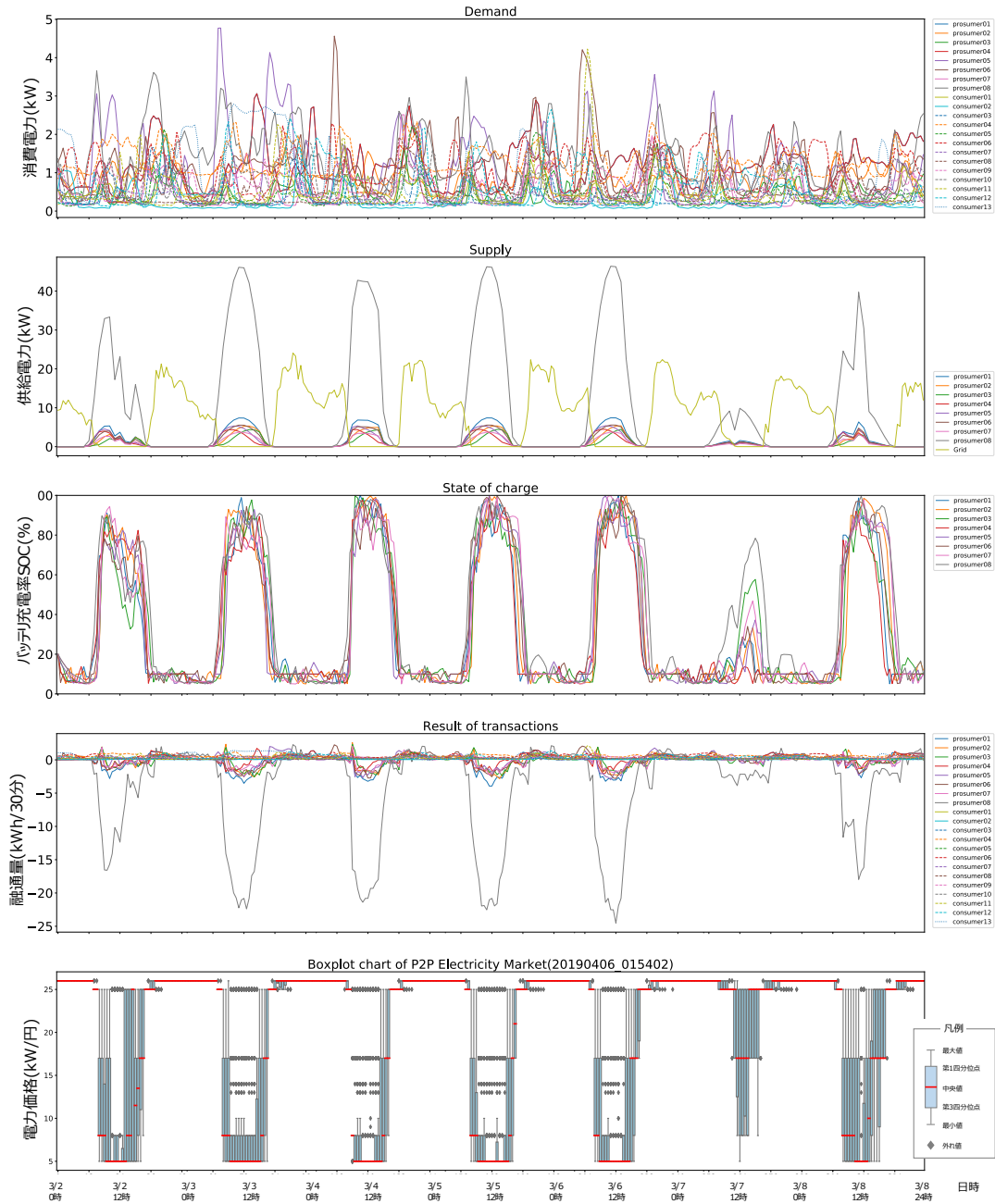


図 A.8 P2P 電力取引シミュレーション (PDR 100%, BDR 14%, 電動車なし)

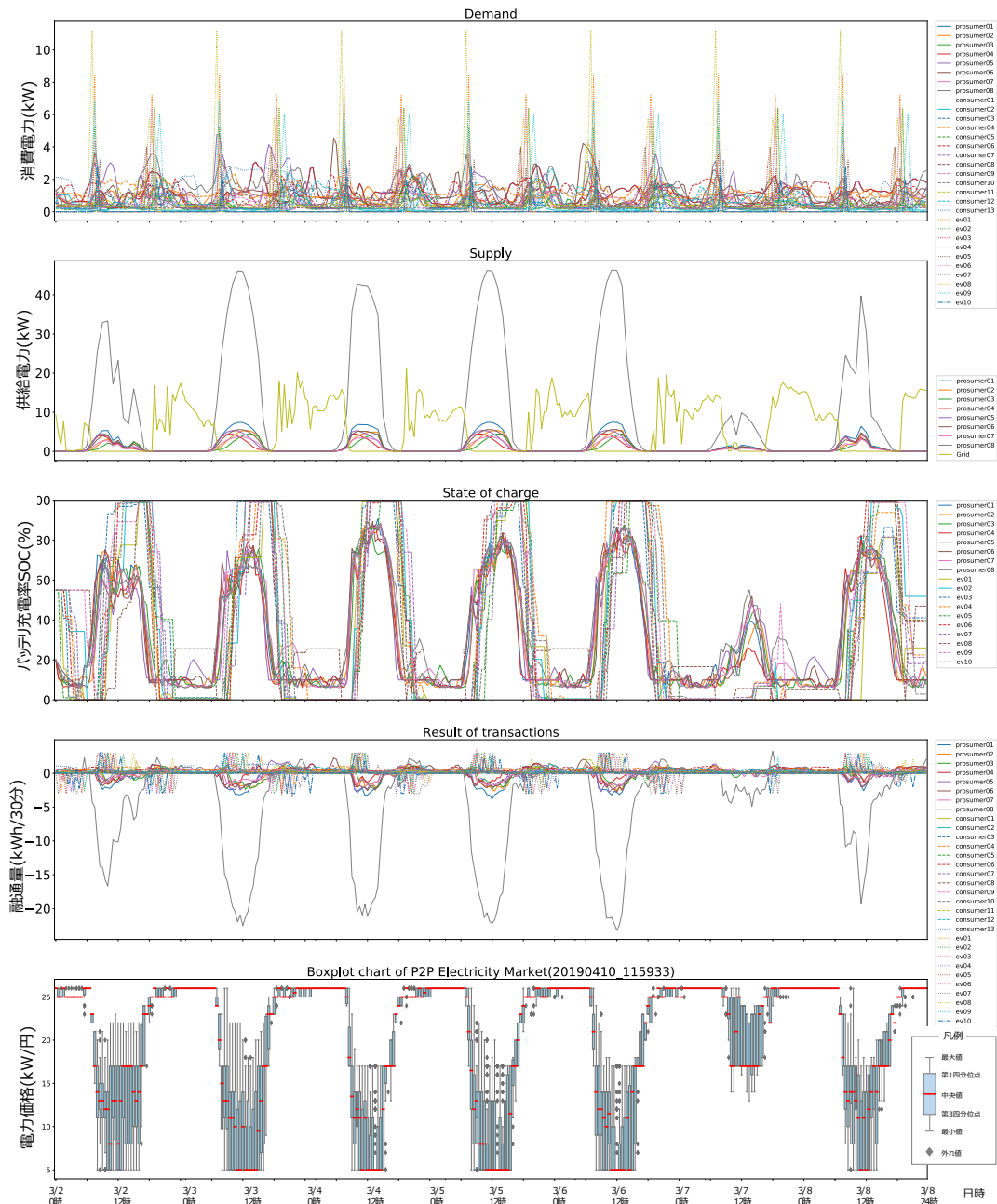


図 A.9 P2P 電力取引シミュレーション (PDR 91%, BDR 30%, case4)

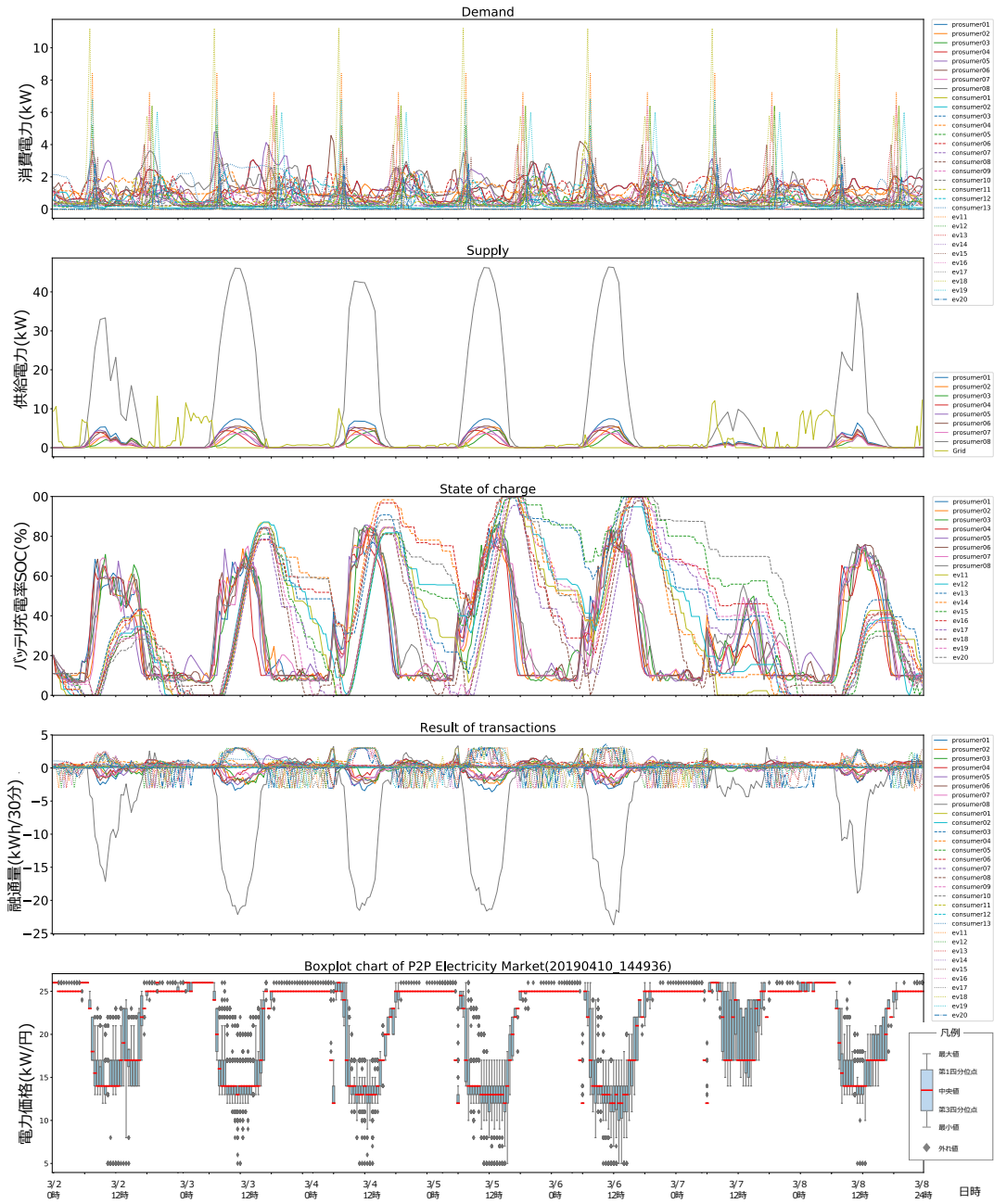


図 A.10 P2P 電力取引シミュレーション (PDR 91%, BDR 103%, case4)

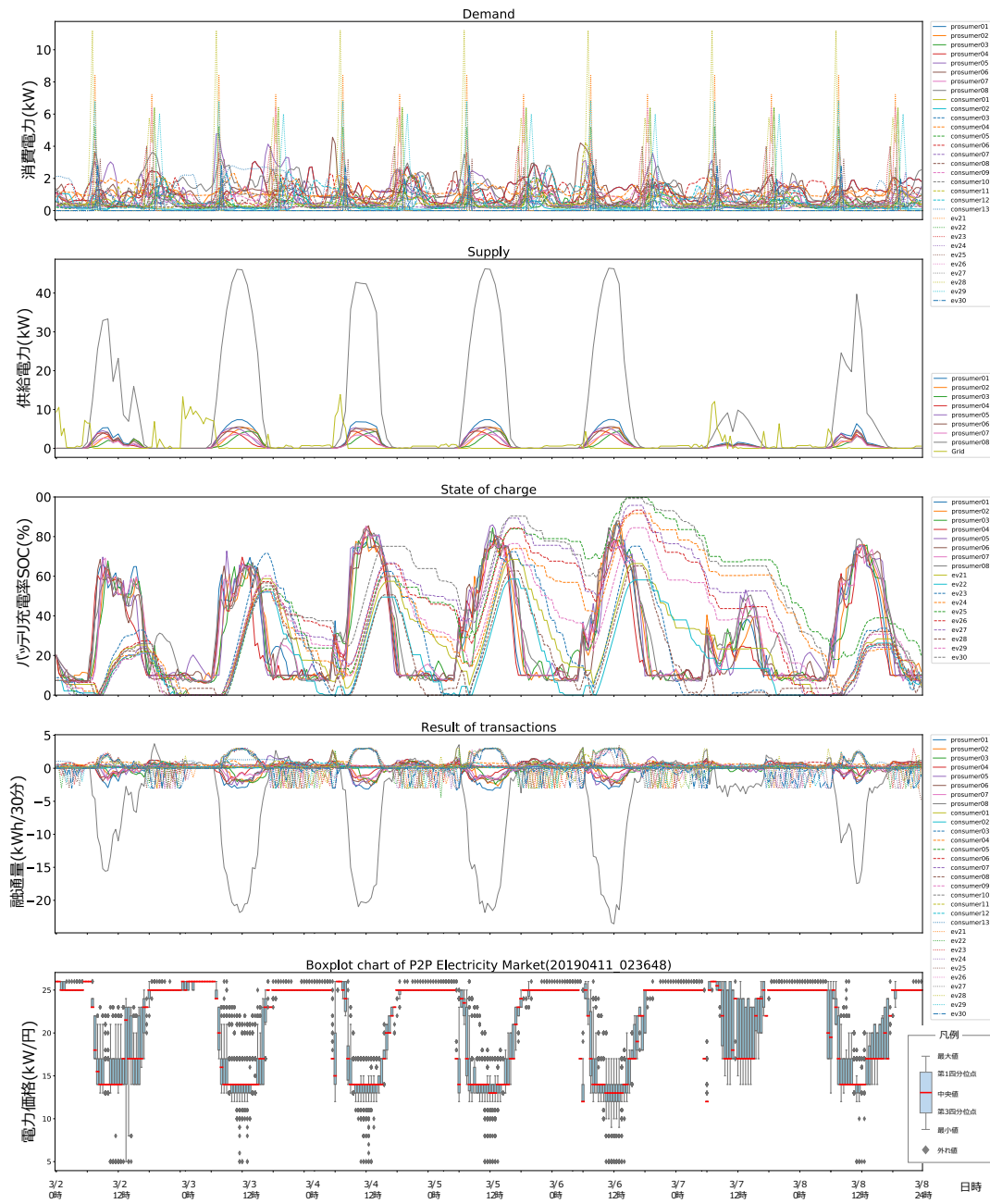


図 A.11 P2P 電力取引シミュレーション (PDR 91%, BDR 148%, case4)

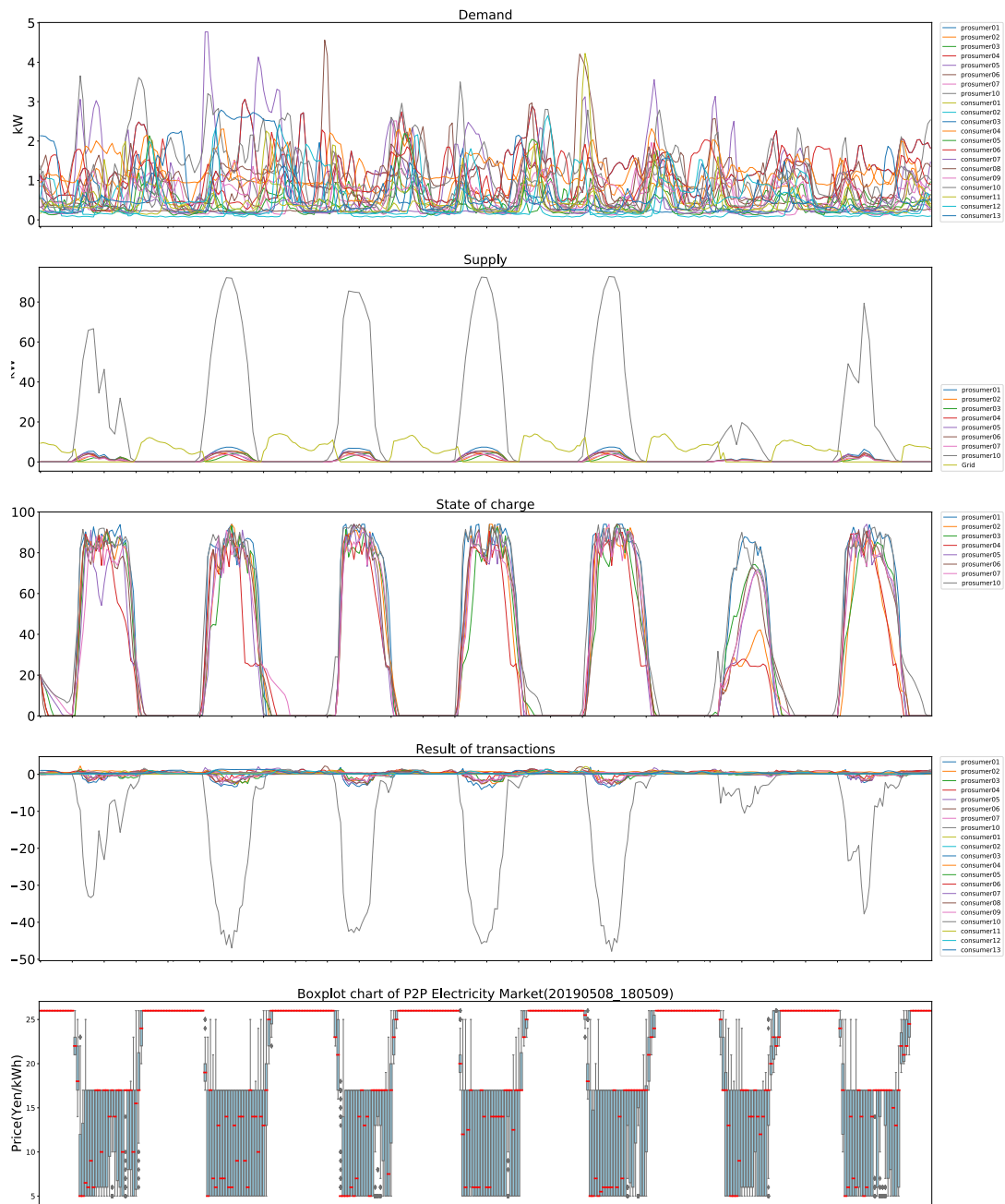


図 A.12 P2P 電力取引シミュレーション (PDR 172%, BDR 14%, 電動車なし)

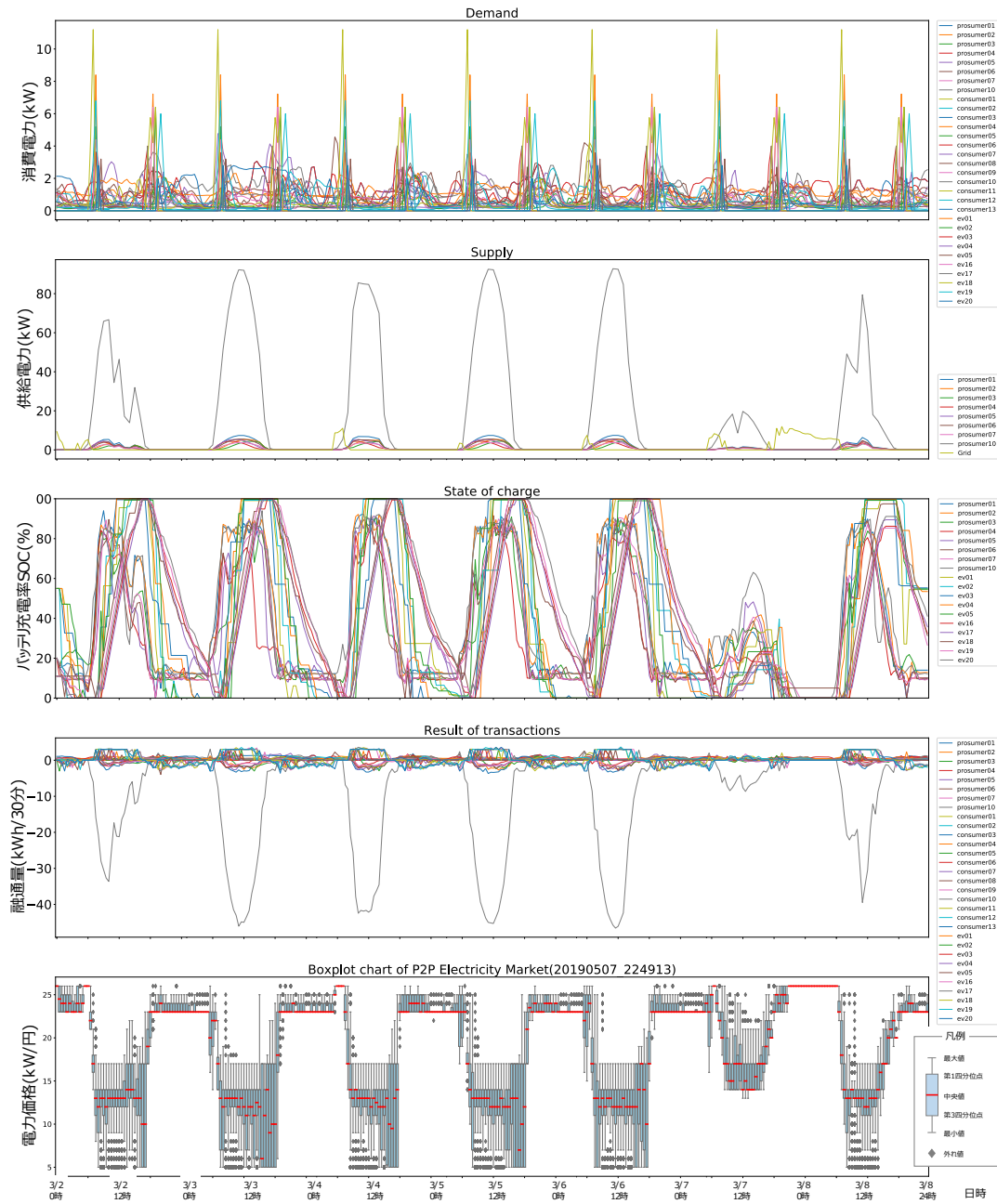


図 A.13 P2P 電力取引シミュレーション (PDR 143%, BDR 66%, case4)

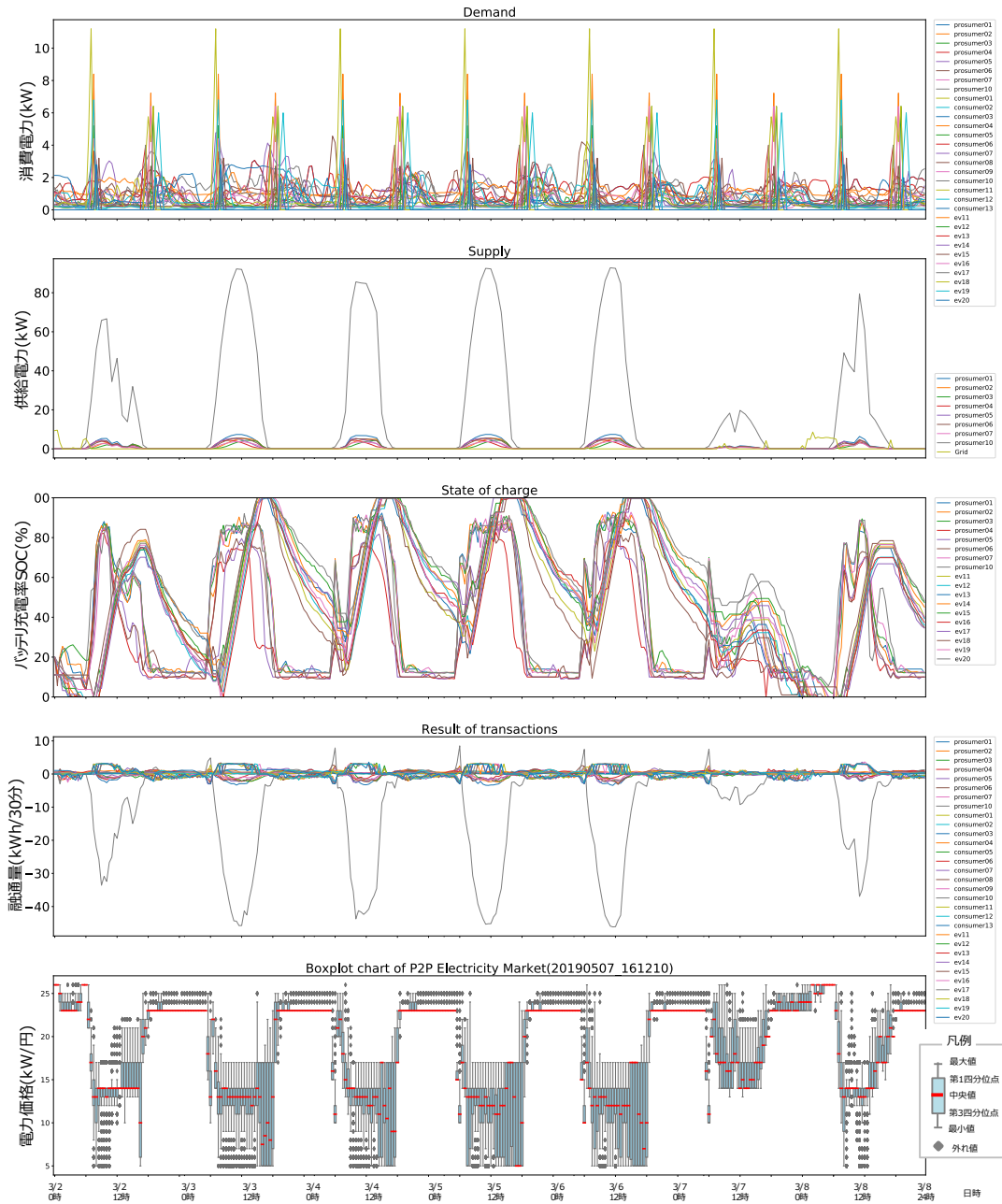


図 A.14 P2P 電力取引シミュレーション (PDR 143%, BDR 103%, case4)

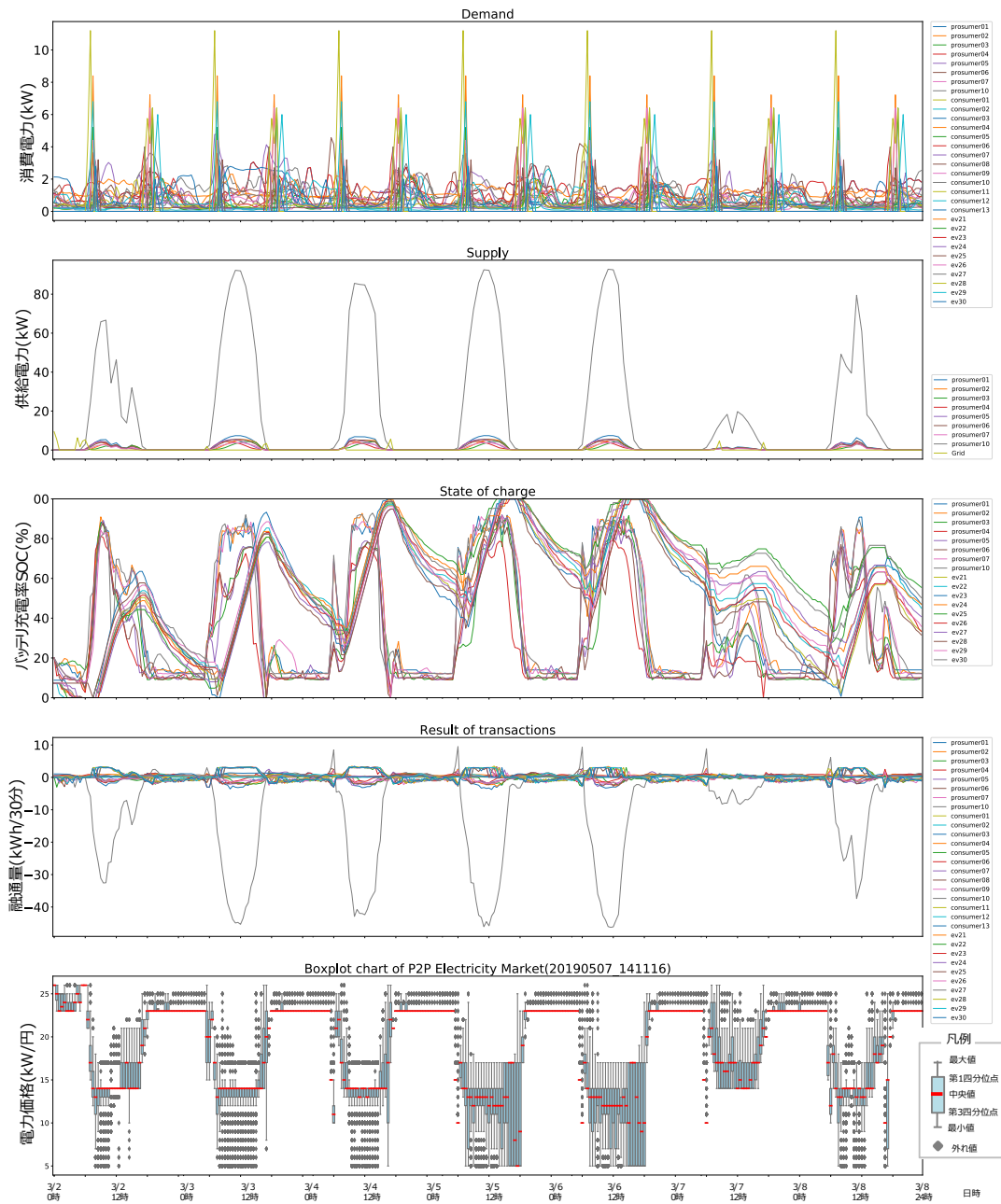


図 A.15 P2P 電力取引シミュレーション (PDR 143%, BDR 148%, case4)