

東京大学 大学院新領域創成科学研究科
基盤科学研究系
先端エネルギー工学専攻

平成 22 年度

修士論文

太陽光発電が大量導入された電力系統における

揚水発電所運用に関する研究

Study on Pumped Storage Hydro Power Plant Operation
in a Power System with a Large Penetration of Photovoltaic Generation

2011 年 2 月提出

指導教員 横山 明彦 教授

47-096053 相原 良太

概要

近年の地球温暖化問題への意識の高まりから、風力発電 (Wind Farm:WF) や太陽光発電 (Photovoltaics:PV) などの再生可能エネルギー電源が電力系統へ導入される機運が高まっている。再生可能エネルギー電源は天候によってその出力が大きく変動するため、対策なしに既存の電力系統への大量導入は困難であり、その対策が多方面で議論されている。特に我が国においては地理的条件から WF よりも PV の導入が進められており、その日中しか発電できないという基本的特性から電力需給運用への影響は大きくなると言われている。PV が大量導入された電力系統においては、昼間の晴天時においては経済性を考慮し、既存の火力発電機の発電電力量を PV 発電電力量にて代替する事が必要だが、PV の出力は天候に依存して変動するので、その不確実性への対応が喫緊の課題となっている。また軽負荷期においては PV 発電量が需要を上回る余剰電力問題も大量導入時には生じる恐れがある。これらの対策として、電力貯蔵装置の活用が考えられている。電力貯蔵装置としてまず考えられるのが蓄電池であり、その設置に関する研究が近年盛んになってきている。しかし、既存の蓄電池容量は現時点では系統全体の設備容量に対して僅かであるため、蓄電池によって PV の変動や余剰電力に対応するためには大量の設置が必要となり、莫大なコストが必要である。これらの問題に対し、本論文では、既存の系統にある貯蔵装置として揚水発電所に着目し、その活用について検討を行った。

まず固定の揚水発電所運用計画を作成し、その計画に対する電力系統の信頼度と運用にかかる燃料費をモンテカルロシミュレーションによって算出し、評価を行った。その結果、季節や PV 導入量毎に、供給信頼度を向上させる運用計画と燃料費が少なくて済む運用計画は異なり、この 2 つは相反する事象であることが判明するとともに、PV 導入量毎における適した運用計画は大きく異なることが判明した。

次に、供給信頼度の向上と燃料費最小化を多目的最適化問題として捉え、大域的探索手法の遺伝的アルゴリズムと局所探索手法のタブーサーチを組み合わせた、最適揚水発電所運用計画作成手法を提案し、シミュレーションによる検証を行った。

最後に、出力変動に対する調整幅が大きい火力機の予備力を考慮した、揚水発電所と火力発電所の最適運用計画作成手法を提案し、シミュレーションによる検証を経て提案手法の有用性を示した。

目次

第 1 章	序論	1
1.1	本論文の背景	1
1.2	本論文の目的	1
1.3	本論文の構成	2
第 2 章	電力系統における需給運用	3
2.1	新エネルギー電源の現状	3
2.2	再生可能エネルギー電源大量導入による需給運用への影響	5
2.3	需給一致の必要性	5
2.4	揚水発電所	7
2.5	電力系統の信頼度	8
2.6	電力系統の予備力	9
2.7	供給支障発生要因	10
第 3 章	シミュレーション手法	12
3.1	シミュレーション条件	12
3.2	モデル系統	12
3.3	供給信頼度評価モデル	16
3.3.1	週間発電計画の作成	17
3.3.2	確率的変動モデル	23
3.3.3	供給支障発生時の発電機再配分	24
第 4 章	固定の揚水発電所運用計画に対する供給信頼度解析	27
4.1	揚水発電所を除いた場合における信頼度解析	27
4.2	固定の揚水発電所運用計画に対する信頼度解析	31
4.3	各固定運用計画における週間燃料費	48
4.4	計画時点での燃料費と燃料費の実績値	49
4.5	モンテカルロシミュレーションにおける試行回数	51
4.6	まとめ	52
第 5 章	最適揚水発電所運用計画	53
5.1	多目的最適化問題とは	53
5.2	多目的最適化問題の解法	54
5.3	遺伝的アルゴリズム (GA)	55
5.3.1	GA の計算手順	56
5.4	GA による最適揚水発電所運用計画作成手法	57
5.4.1	運用計画の標本化	57

5.4.2	GAの多目的最適化問題への応用	57
5.5	GAによって得られたシミュレーション結果	62
5.5.1	GAにて得られたパレート最適解集合	62
5.5.2	作成された運用計画の例	65
5.5.3	GAの探索の問題点	67
5.6	局所探索手法としてのタブーサーチ	67
5.6.1	TSの概略	68
5.6.2	GAとTSを組み合わせた最適化手法	69
5.7	GA+TSによるシミュレーション結果	72
5.7.1	GA+TSにて得られたパレート最適解集合	72
5.7.2	作成された運用計画の例と信頼度解析	76
5.8	まとめ	92
第6章	火力機予備力を考慮した最適揚水発電所運用計画	93
6.1	最適計画作成方針	93
6.2	効率的な探索手法	94
6.2.1	計算手法	95
6.2.2	仮想的な予備力によるモンテカルロシミュレーション	96
6.2.3	仮想的な予備力によるシミュレーション結果	97
6.2.4	揚水発電所貯水量期待値の算出	101
6.2.5	ベースケースからの確保予備力の算出	101
6.3	シミュレーション結果	102
6.3.1	得られたパレート最適解集合	102
6.3.2	作成された運用計画の例と信頼度解析	106
6.4	まとめ	119
第7章	結論	120
7.1	本論文の成果	120
7.2	今後の課題	121
付録A	附録	122
A.1	計算の高速化	122
A.1.1	経済負荷配分計算	122
A.1.2	モンテカルロシミュレーションの並列同時計算	123
A.2	RTS系統図	124
参考文献		128

目 次

2.1	太陽光発電システムの構成	4
2.2	日本における太陽光発電導入目標	4
2.3	天候による PV の出力変動	5
2.4	余剰電力の発生	5
2.5	電力の需給バランス	6
2.6	揚水発電所の概要	7
2.7	日負荷曲線 [10]	8
3.1	RTS の週間負荷電力需要曲線 (夏期と春期)	13
3.2	供給信頼度評価モデルのフローチャート	16
3.3	負荷 L_D の単一の母線に接続された各種の発電機	18
3.4	理想的な PV 出力曲線	19
3.5	DP による燃料費最小化ルート探索	22
3.6	各天候における PV 出力	24
3.7	供給支障発生時の発電機再配分の様子	25
4.1	ベースケースにおける PV 導入量と LOLP	27
4.2	各時間断面毎の支障発生の様子 (ベースケース)【夏期 PV0MW】	28
4.3	各時間断面毎の支障発生の様子 (ベースケース)【夏期 PV1000MW】	28
4.4	各時間断面毎の支障発生の様子 (ベースケース)【春期 PV0MW】	29
4.5	各時間断面毎の支障発生の様子 (ベースケース)【春期 PV1000MW】	29
4.6	ベースケースにおける PV 導入量と週間燃料費	30
4.7	固定運用計画における日間揚水発電所出力	31
4.8	固定運用計画における日間揚水発電所上池貯水量	32
4.9	固定運用計画における週間揚水発電所上池貯水量	32
4.10	揚水発電所運用計画における週間発電計画 (運用計画なし)	33
4.11	揚水発電所運用計画における週間発電計画 (固定パターン A)	35
4.12	揚水発電所運用計画における週間発電計画 (固定パターン B)	36
4.13	各固定運用計画における LOLP【夏期】	37
4.14	各固定運用計画における LOLP【春期】	37
4.15	揚水発電所運用実績 (運用計画なし)	38
4.16	各時間断面毎の支障発生の様子 (運用計画なし)【夏期 PV0MW】	40
4.17	各時間断面毎の支障発生の様子 (運用計画なし)【夏期 PV1000MW】	40
4.18	各時間断面毎の支障発生の様子 (運用計画なし)【春期 PV0MW】	41
4.19	各時間断面毎の支障発生の様子 (運用計画なし)【春期 PV1000MW】	41
4.20	揚水発電所運用実績 (固定パターン A)	42

4.21	各時間断面毎の支障発生の様子(固定パターン A)【夏期 PV0MW】	43
4.22	各時間断面毎の支障発生の様子(固定パターン A)【夏期 PV1000MW】	43
4.23	各時間断面毎の支障発生の様子(固定パターン A)【春期 PV0MW】	44
4.24	各時間断面毎の支障発生の様子(固定パターン A)【春期 PV1000MW】	44
4.25	揚水発電所運用実績(固定パターン B)	45
4.26	各時間断面毎の支障発生の様子(固定パターン B)【夏期 PV0MW】	46
4.27	各時間断面毎の支障発生の様子(固定パターン B)【夏期 PV1000MW】	46
4.28	各時間断面毎の支障発生の様子(固定パターン B)【春期 PV0MW】	47
4.29	各時間断面毎の支障発生の様子(固定パターン B)【春期 PV1000MW】	47
4.30	各固定運用計画における PV 導入量と週間燃料費【夏期】	48
4.31	各固定運用計画における PV 導入量と週間燃料費【春期】	48
4.32	各固定運用計画における PV 導入量と週間燃料費(実績値)【夏期】	49
4.33	各固定運用計画における PV 導入量と週間燃料費(実績値)【春期】	49
4.34	試行回数と LOLP 収束の様子	51
5.1	本論文におけるパレート最適解の概念図	54
5.2	GA の概念図	55
5.3	GA のフローチャート	56
5.4	運用計画の量子化	57
5.5	パレートランキングの概念図	59
5.6	ルーレット選択の概念	59
5.7	一様交差	60
5.8	パレート最適解 【夏期 PV0MW】	62
5.9	パレート最適解 【夏期 PV1000MW】	63
5.10	パレート最適解 【春期 PV0MW】	63
5.11	パレート最適解 【春期 PV1000MW】	64
5.12	揚水発電所運用計画例【夏期 PV0MW】	65
5.13	揚水発電所運用計画例【夏期 PV1000MW】	65
5.14	揚水発電所運用計画例【春期 PV0MW】	66
5.15	揚水発電所運用計画例【春期 PV1000MW】	66
5.16	山登り法の探索過程の概念図	68
5.17	タブーサーチの探索過程の概念図	68
5.18	GA と TS を組み合わせた最適化手法	70
5.19	パレート解から TS を実行する概念図	71
5.20	パレート最適解 【夏期 PV0MW】	72
5.21	パレート最適解 【夏期 PV1000MW】	73
5.22	パレート最適解 【春期 PV0MW】	73
5.23	パレート最適解 【春期 PV1000MW】	74
5.24	パレート最適解 【夏期】	75
5.25	パレート最適解 【春期】	75
5.26	発電計画例(LOLP 最小ケース)【夏期 PV0MW】	76
5.27	発電計画例(燃料費最小ケース)【夏期 PV0MW】	76
5.28	揚水発電所運用計画例【夏期 PV0MW】	77

5.29	揚水発電所運用実績 (LOLP 最小ケース)【夏期 PV0MW】	78
5.30	揚水発電所運用実績 (燃料費最小ケース)【夏期 PV0MW】	78
5.31	各時間断面毎の支障発生の様子 (LOLP 最小ケース)【夏期 PV0MW】	79
5.32	各時間断面毎の支障発生の様子 (燃料費最小ケース)【夏期 PV0MW】	79
5.33	発電計画例 (LOLP 最小ケース)【夏期 PV1000MW】	80
5.34	発電計画例 (燃料費最小ケース)【夏期 PV1000MW】	80
5.35	揚水発電所運用計画例【夏期 PV1000MW】	81
5.36	揚水発電所運用実績 (LOLP 最小ケース)【夏期 PV1000MW】	82
5.37	揚水発電所運用実績 (燃料費最小ケース)【夏期 PV1000MW】	82
5.38	各時間断面毎の支障発生の様子 (LOLP 最小ケース)【夏期 PV1000MW】	83
5.39	各時間断面毎の支障発生の様子 (燃料費最小ケース)【夏期 PV1000MW】	83
5.40	発電計画例 (LOLP 最小ケース)【春期 PV0MW】	84
5.41	発電計画例 (燃料費最小ケース)【春期 PV0MW】	84
5.42	揚水発電所運用計画例【春期 PV0MW】	85
5.43	揚水発電所運用実績 (LOLP 最小ケース)【春期 PV0MW】	86
5.44	揚水発電所運用実績 (燃料費最小ケース)【春期 PV0MW】	86
5.45	各時間断面毎の支障発生の様子 (LOLP 最小ケース)【春期 PV0MW】	87
5.46	各時間断面毎の支障発生の様子 (燃料費最小ケース)【春期 PV0MW】	87
5.47	発電計画例 (LOLP 最小ケース)【春期 PV1000MW】	88
5.48	発電計画例 (燃料費最小ケース)【春期 PV1000MW】	88
5.49	揚水発電所運用計画例【春期 PV1000MW】	89
5.50	揚水発電所運用実績 (LOLP 最小ケース)【春期 PV1000MW】	90
5.51	揚水発電所運用実績 (燃料費最小ケース)【春期 PV1000MW】	90
5.52	各時間断面毎の支障発生の様子 (LOLP 最小ケース)【春期 PV1000MW】	91
5.53	各時間断面毎の支障発生の様子 (燃料費最小ケース)【春期 PV1000MW】	91
6.1	揚水発電所運用計画と火力機起動台数の標準化	94
6.2	推定したパレート解と実際のパレート解の探索	96
6.3	仮想的な予備力の概念	96
6.4	仮想的な予備力を増加させた場合における LOLP の変化	97
6.5	仮想的な上げ代を減少させた場合における LOLP の変化	98
6.6	仮想的な下げ代を減少させた場合における LOLP の変化	98
6.7	予備力の変化に対する各時間における支障発生率【夏期 PV0MW】	99
6.8	予備力の変化に対する各時間における支障発生率【夏期 PV1000MW】	99
6.9	予備力の変化に対する各時間における支障発生率【春期 PV0MW】	100
6.10	予備力の変化に対する各時間における支障発生率【春期 PV1000MW】	100
6.11	パレート最適解【夏期 PV0MW】	102
6.12	パレート最適解【夏期 PV1000MW】	102
6.13	パレート最適解【春期 PV0MW】	103
6.14	パレート最適解【春期 PV1000MW】	103
6.15	パレート最適解【夏期】	104
6.16	パレート最適解【春期】	104
6.17	発電計画例 (LOLP 最小ケース)【夏期 PV0MW】	106

6.18	揚水発電所運用計画例 (LOLP 最小ケース)【夏期 PV0MW】	107
6.19	計画に対する上げ代と下げ代 (LOLP 最小ケース)【夏期 PV0MW】	108
6.20	揚水発電所運用実績 (LOLP 最小ケース)【夏期 PV0MW】	108
6.21	各時間断面毎の支障発生の様子 (LOLP 最小ケース)【夏期 PV0MW】	109
6.22	発電計画例 (LOLP 最小ケース)【夏期 PV1000MW】	110
6.23	揚水発電所運用計画例 (LOLP 最小ケース)【夏期 PV1000MW】	110
6.24	計画に対する上げ代と下げ代 (LOLP 最小ケース)【夏期 PV1000MW】	111
6.25	揚水発電所運用実績 (LOLP 最小ケース)【夏期 PV1000MW】	111
6.26	各時間断面毎の支障発生の様子 (LOLP 最小ケース)【夏期 PV1000MW】	112
6.27	発電計画例 (LOLP 最小ケース)【春期 PV0MW】	113
6.28	揚水発電所運用計画例 (LOLP 最小ケース)【春期 PV0MW】	113
6.29	計画に対する上げ代と下げ代 (LOLP 最小ケース)【春期 PV0MW】	114
6.30	揚水発電所運用実績 (LOLP 最小ケース)【春期 PV0MW】	114
6.31	各時間断面毎の支障発生の様子 (LOLP 最小ケース)【春期 PV0MW】	115
6.32	発電計画例 (LOLP 最小ケース)【春期 PV1000MW】	116
6.33	揚水発電所運用計画例 (LOLP 最小ケース)【春期 PV1000MW】	116
6.34	計画に対する上げ代と下げ代 (LOLP 最小ケース)【春期 PV1000MW】	117
6.35	揚水発電所運用実績 (LOLP 最小ケース)【春期 PV1000MW】	117
6.36	各時間断面毎の支障発生の様子 (LOLP 最小ケース)【春期 PV1000MW】	118
A.1	RTS 系統図	124

表目次

2.1	電力系統における信頼度基準	9
2.2	電力系統における予備力	9
3.1	電源構成	12
3.2	RTS の発電機データ (一部改変)	14
3.3	RTS の火力機特性	14
3.4	天候に応じた乱数の値	23
5.1	GA のパラメータ	61
5.2	TS のパラメータ	69
A.1	高速な負荷配分計算における誤差 (単位%)	123

第1章 序論

1.1 本論文の背景

近年、環境問題への関心の高まりから、低炭素社会へ向けた様々な取り組みが盛んになってきている。我が国においては太陽光発電 (Photovoltaics:PV) の導入が急速に進められてきており、2020年には全国で2800万kW、2030年には5300万kWと非常に多くのPVの導入が目標として掲げられている [1]。しかし、PVの出力は天候によって大きく変動するため、大量に導入された場合における既存の電力系統への影響を事前に検討・対策を行う必要がある。PV大量導入時において、昼間の晴天時においては既存の火力発電機の発電量をPV発電量にて代替する事が考えられるが、PVの出力は、現時点においては予測が不可能なこと、また出力も変動することから、その不確実性への対応が必要となる。また春期などの電力需要の軽負荷期においてはPV発電量が系統の全需要を上回る余剰電力問題も生じる恐れがある。これらの対策として、電力貯蔵装置を系統に設置し、活用する事が考えられる。電力貯蔵装置としてまず考えられるのが蓄電池であり、その設置に関する研究が近年盛んになってきているが、現在電力系統に設置されている蓄電池は僅かであるため、PV大量導入時には、蓄電池も大量に設置する必要が生じ、莫大なコストがかかる。そこで、本論文においては既存の電力系統における電力貯蔵装置として揚水発電所を活用することに着目した。揚水発電所は、一日のうち電力需要が増大する昼間において、夜間に上池に汲み上げておいた水を利用して発電を行うのが一般的である。これを活用して、PVの出力低下時のバックアップや、余剰電力発生時に揚水運転を行う事によって余剰を吸収するなどの運転を行えば、蓄電池等の設備を追加することなく、既存の設備のみである程度のPV導入量の増加に対応できると考えられる。PVが大量導入された場合にはPV出力を差し引いた電力需要のピークが昼間から夕方～深夜に移行することが予想されるため、負荷平準化による経済性向上の点からも、PV大量導入時における揚水発電所の運用計画は従来から大幅に変更する事が望まれる。

1.2 本論文の目的

本論文では、PV大量導入時における電力需給運用面の課題抽出を行うために、PV出力の不確実性を考慮した供給信頼度評価モデルの作成を行った。次に、供給信頼度評価モデルを用いて、まず揚水発電所がない場合における電力系統の供給信頼度をPV導入量毎に検討を行った。更に、揚水発電所を考慮した供給信頼度を、予め決定しておいた揚水発電所運用計画に対して算出し、供給支障発生の様子を考察した。その結果を踏まえて、揚水発電所の最適運用計画作成の手法を提案する。更に、揚水発電所運用のみではなく、火力発電所の調整予備力を考慮した揚水発電所と火力発電所の最適運用計画作成手法を提案し、この手法の有用性を実証した。供給信頼度の指標としては Loss of Load Probability

(LOLP) を用いた。

1.3 本論文の構成

本論文は全7章で構成される。本章では序論として、本論文の背景・目的を述べ、第2章で電力需給運用、新エネルギー電源大量導入に伴う電力系統の課題、および揚水発電所の概要について述べる。第3章ではPV出力の不確実性を考慮した供給信頼度評価手法として開発した供給信頼度評価モデルの詳細について述べる。第4章では予め決めておいた固定の揚水運用計画に対するシミュレーションを行い、揚水発電所の運用計画変更の有用性を示した。その結果を踏まえ、第5章ではメタヒューリスティクスを用いて、最適な揚水発電所運用計画作成方針について示し、シミュレーションによって提案手法の有用性を示した。更に第6章にて、火力機予備力を考慮した揚水発電所と火力発電所の最適運用計画について提案、検証を行い、提案手法の有用性を示した。第7章に結論として本論文の成果と今後の課題についてまとめた。

第2章 電力系統における需給運用

本論文において対象とするのは電力系統における需給運用である。電気は一般的に貯蔵が困難であるため、需要と消費が常に一致していなければならない。そのため、刻一刻と変化する電力需要に合わせて系統運用者は、地域内の発電所の出力を制御しなければならない。しかしながら、近年の電力系統における課題として、電力自由化に伴う電力潮流の複雑化や、低炭素社会実現に向けた再生可能エネルギー電源導入の促進、省エネルギー機器の普及による電力負荷需要の多様化、経年設備の改修など様々な物がある。

その様な中、電力の地産地消を推進するマイクログリッドや、情報通信ネットワークを有効活用して、多数のマイクログリッドを含む電力系統の全体最適を図る、スマートグリッドも近年注目されてきている。スマートグリッドとは将来の電力系統の概念で、環境性、信頼性、経済性に優れ、前述の様々な問題に対応できる電力系統のことを指す [2]。スマートグリッドに関する研究はここ数年で急速に進んだが、その研究対象の殆どが、再生可能エネルギーの導入に対して、近年普及してきた省エネルギー機器であるヒートポンプ給湯器や電気自動車などの負荷を制御し、全体最適を図ろうという試みである。

しかし、現在における電力供給の主役は、電力会社及び IPP (Independent Power Producer: 独立系発電事業者) の発電所であり、将来において電力系統がスマートグリッドの様な先進的な物になったとしても変わらないであろう。すなわち大規模発電所の発電計画の作成は、電力系統を運用していく上で重要である。

大規模発電所の発電計画の最適化は古くから多くの研究が成されており、基礎的なものとして優先順位法 [3] に基づくもの、組み合わせを限定した動的計画法を適用したもの [4][5]、ラグランジュ緩和法を用いたもの [6][7]、遺伝的アルゴリズム等のメタヒューリスティクスを用いたもの [8] 等、様々なものがある。従来の研究では、その最適化の目的を燃料費最小化に絞ったものが殆どを占めていた。しかしながら、今後再生可能エネルギー電源という不確実性を有する電源装置が電力系統に大量導入された場合においては、供給信頼度の確保という新しい課題も出てくる。再生可能エネルギー電源はその出力を天候に依存しているため、天候の変動に応じて出力が大きく変動する。現状では電力系統の発電所に対し再生可能エネルギー電源の導入量はごく僅かであるが、今後再生可能エネルギー電源の導入量が増加し、電源設備の構成割合の多くを占める様になると様々な問題が発生する事が見込まれている。

2.1 新エネルギー電源の現状

電力系統に導入されうる新エネルギー電源としては、PV や、風力発電など様々なものがある。しかしながら我が国においては、近年 PV に大きな注目が集まっている。PV はその名の通り、太陽光エネルギーを電気エネルギーに変換する装置である。一般的には図 2.1 のように家庭に設置された PV パネルからパワーコンディショナーを介して系統に連系

される。他の再生可能エネルギーと比較して小規模な装置も十分に実用的である点から、とりわけ国土面積の狭い我が国に適しており、導入が急速に進んでいる。

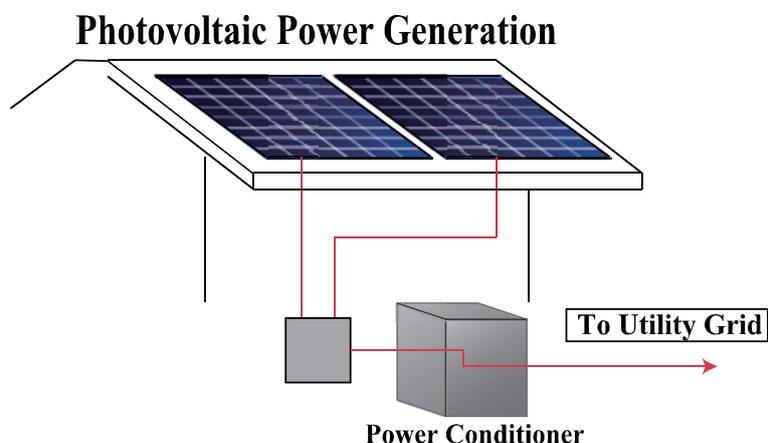


図 2.1: 太陽光発電システムの構成

太陽光発電の導入目標

図 2.2 に我が国における PV の導入目標 [1] を示した。これによると 2020 年において 2800 万 kW、2030 年時点において 5300 万 kW と非常に多くの PV 導入が目標として掲げられている。日本の最大電力需要は夏のピーク時において約 2 億 kW であるので、5300 万 kW はその 4 分の 1 以上を占める事になる。現状で PV は電力系統側から見たら極僅かしか導入されていないので、まだ表立った問題は明らかになっていない。しかしながら、図 2.2 の様に大量に導入された場合にはおいては、電力系統に及ぼす影響を明らかにし、またそれに対する対策が必要である。

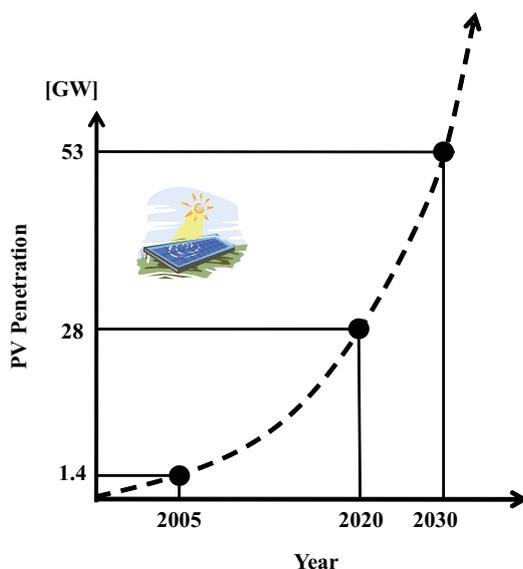


図 2.2: 日本における太陽光発電導入目標

2.2 再生可能エネルギー電源大量導入による需給運用への影響

これまでの発電計画の研究においては、供給信頼度を確保するためには発電計画を作成する時に、ある一定の予備力の確保を制約条件としてその下にコスト最小化を行ってきた研究が殆どである。再生可能エネルギー電源導入量が大规模発電所に対して、少ない場合においてはこれらの不確実性は無視できるレベルである。その場合には供給信頼度へ影響を及ぼす可能性のある要素としては、発電所や送電線の故障、電力需要の予期せぬ変動などがある。これらの不確実性に対し電力需要に対する予備力で今までは対応してきた。しかし、PVが大量導入された場合には、上述の要因に加えてその出力変動に対応しなくてはならない。

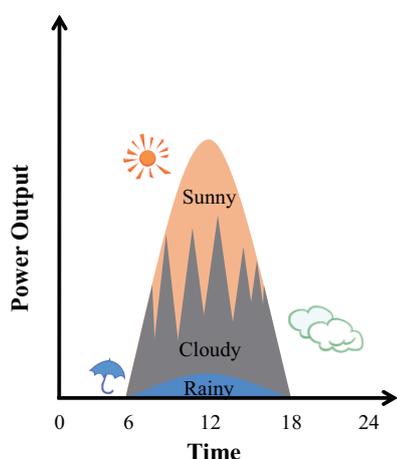


図 2.3: 天候による PV の出力変動

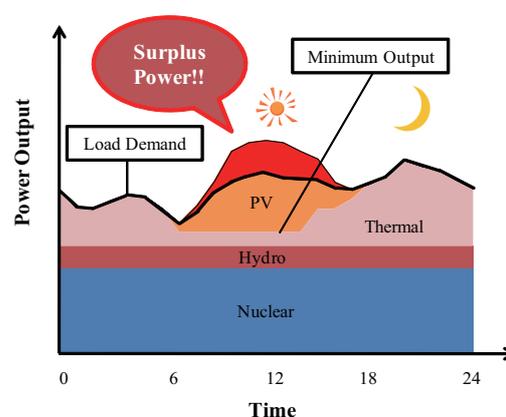


図 2.4: 余剰電力の発生

PVは図2.3に示す様に、太陽が昇っている昼間にしか発電することができないという基本的な特性を持ち、当然ながら夜間には全く発電することができない。このことはPVの設備利用率が決定的に低いことの原因となる。また、昼間においても急激に天候が変動すると、PVの出力もそれに応じて変動するため、その変動に備えた何らかの予備力を系統側で持っている必要がある。また、まったくPVが発電を行わない夜間と、PVが盛んに発電をおこなう昼間、いずれの状況においても需給バランスの面から問題なく系統を運用するためには、夜間と昼間のギャップを埋め合わせる事が可能な大きな予備力も必要となる。これはPVの出力変動いかにかわらず、PVが夜間発電できないという特徴に直接的に起因するものであり、PVに即しての系統予備力の拡充は、決して避けて通れないことが分かる。またPVの出力は一般的に系統側から制御できないため、大量に導入された場合においては、図2.4の様に供給力が電力需要に対して上回ってしまう余剰電力問題も発生する。

2.3 需給一致の必要性

大规模発電所の発電機はその殆どが同期発電機である。電力系統は基本的に交流系統であり、我が国においては東日本は50Hz、西日本は60Hzの電力が供給されている。電力は大容量の貯蔵が困難であることから、発電量と負荷量が瞬時瞬時で一致しなければならな

い。電力需給のアンバランス分は図 2.5 の様に、発電機の回転速度を変化させ、最終的に系統周波数を変動させる。周波数の変動による発電機への影響は、タービン翼の共振や給水ポンプの能力低下などがある。更に、大幅な周波数変動の持続は、最終的には発電機の連鎖的な解列による大規模停電を引き起こすことになる。このため系統周波数は常に一定に保たれるように運用されなければならない。すなわち電力の需要と供給は常に一致していなければならないという事である。

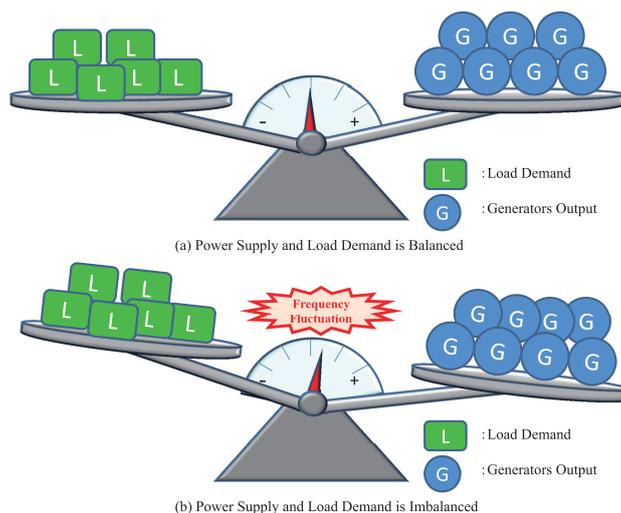


図 2.5: 電力の需給バランス

再生可能エネルギー電源導入による諸問題の解決方法

前節で述べたように、PV 大量導入時においては電力系統側に、予備力を持つことが必要である。この対策として、電力貯蔵装置の活用が近年盛んに進められている。なかでも蓄電池はその応答性の速さなど非常に高性能な貯蔵装置であることから、蓄電池を PV 導入に合わせて系統に導入すれば、PV 大量導入時の電力系統にける諸問題はほぼ解決するであろうと見られている。しかしながら、PV 大量導入時に系統に十分な量の蓄電池を設置するためには、莫大なコストが必要となる。将来的に蓄電池の価格が低下し、系統に設置される蓄電池の量が増加する可能性はあるが、いずれにしても蓄電池の設置容量は必要最低限に抑える必要があるといえよう。そこで本論文においては電力系統に既存の電力貯蔵装置とも言える揚水発電所を活用することを考える。

2.4 揚水発電所

揚水発電所の概要

揚水発電所は図 2.6 に示す様に上池と下池の間で水をやり取りし、発電を行う発電所である。[9]

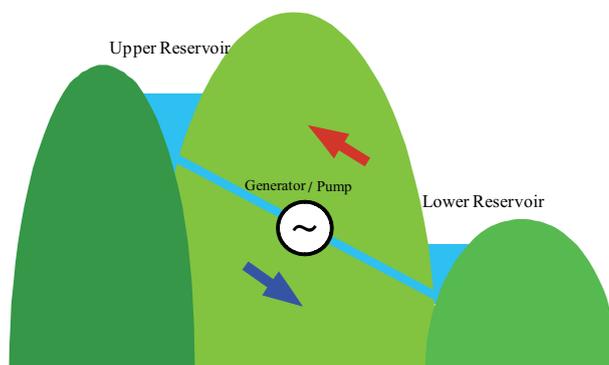


図 2.6: 揚水発電所の概要

日本の電力消費のピークは夏期の昼間に現れ、その需要は都市部に集中している。その為に、発電設備の総量と発電電力量の比である、発電設備の年負荷率が 52.2 % 程度（日本の電力会社 10 社の 2004 年度送電端における値）と設備利用効率が悪い [10]。図 2.7 は、東京電力（株）の夏の最大需要の 1 日における電力日負荷曲線を示したものである。ピーク需要の 6,400 万 kW に対して、深夜の最低需要はその 40 % 程度と、1 日の間における変動が非常に大きい。このような需要の変動に対応できる電源として、火力発電機は柔軟な負荷追従特性を持ち、DSS(Daily Start Stop) 対応発電所は、朝方の電力需要の立ち上がりに合わせて起動し、夜間に電力需要が減少すると停止する。揚水発電所は、更にこの昼間と夜間の電力需要の差を埋めるべく、夜間に揚水運転を行い、水を汲み上げておき昼間のピーク需要時に発電を行う。そのため揚水発電所の設備利用率は非常に低い。日本における水資源は諸外国に比べて貧弱であるが、山間が多いため高低差が取りやすく、揚水発電所は各地に建設されている。

揚水発電所によって前述の負荷平準化が進めば、昼間と夜間の電力需要の差が縮まり、火力発電機を削減し代わりに出力が固定の原子力発電の導入比率を高める事もできる。また、揚水発電所は停止状態から起動して、電力系統に並列するまでに要する時間が短く、通常の揚水発電所で 5 分程度、後述の最新型可変速揚水発電所で 2 分 30 秒である [11]。そのため他の発電所に事故が発生した場合や、予期しない需要の変動等で供給力が不足した時でも即座に発電を開始できるので、電力系統の予備力としての役割もある。

揚水発電所の種類

従来の揚水発電所の発電電動機は一般的に同期機が広く用いられてきた。そのため、発電機として動作する際には出力調整が可能であるが、電動機として動作する揚水運用時には、定格入力での揚水を行う事しかできない。一方、近年は夜間調整能力の確保のため、揚水発電所の発電電動機に誘導機を採用し、揚水運用時においても、入力電力を变化

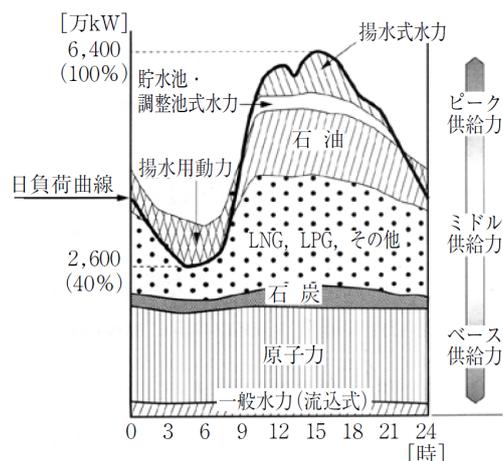


図 2.7: 日負荷曲線 [10]

させる事ができる可変速揚水発電所が増えてきており、近年新設される揚水発電所は、その殆どが可変速機を有している。そのため、本論文で扱う揚水発電所も可変速揚水発電所として取り扱うことにする。

本論文で提案する揚水発電所の運用

本論文においては、揚水発電所に対して前節で説明した役割に加えて、余剰電力の吸収を揚水発電所によって担うことを考える。余剰電力を揚水発電所にて吸収する事を考えると、昼間時に揚水運転を行う事になり、その運用計画は従来から大幅に変更する事になる。揚水発電所の運用計画を大幅に変更した場合、系統全体の予備力としての役割を維持できるかという問題点が出てくる。すなわち揚水発電所の運用計画変更による系統全体の供給信頼度への影響が懸念されるということである。そこで本論文では、揚水発電所の運用計画の変更の供給信頼度への影響を算出する手法を提案し、シミュレーションによる検討を行うものとする。

2.5 電力系統の信頼度

日本の電力系統は一般的に諸外国に比べて信頼度が高いと言われている。電力系統における信頼度とは、電力を需要家に十分な信頼性をもって安定して供給できる指標であると言える。信頼性とは需要家サイドと供給者サイドの両方から考える事ができる [12]。需要家サイドから見た信頼性の高い電力系統とは、良質の電気（周波数・電圧・高調波等）を途切れることなく供給できる系統である。一方供給者サイドから見た信頼性の高い系統とは端的に言えば、なるべく低いコストで、また安定して系統運用が出来るような系統をさす。一般的に、信頼度と言えば需要家サイドから見た供給信頼度の事をさし、古くから議論がなされてきた。定量化された供給信頼度の指標としては表 2.1 に挙げるような物がある。

本論文においては、系統全体で供給支障が発生する確率を評価するために、信頼度の指標として LOLP(Loss of Load Probability) を用いることとした。

表 2.1: 電力系統における信頼度基準

評価指標	日本語訳	単位
Expected Power Not Supplied (EPNS)	供給支障電力	[MW/year]
Expected Energy Not Supplied (EENS)	供給支障電力量	[MWh/year]
Loss of Load Duration (LOLD)	供給支障時間	[minutes/year]
Loss of Load Expectation (LOLE)	供給支障期待値	[day/year]
Loss of Load Probability (LOLP)	供給支障確率	-
Loss of Load Frequency (LOLF)	供給支障頻度	[times/year]

2.6 電力系統の予備力

一般に電力会社は供給信頼度の維持のために、予備力と呼ばれる余剰の発電設備を保有している。予備力とは景気変動・事故などを原因として需要超過が発生した際にも電力の供給不足の発生を防ぎ、安定した供給を維持するために予測した最大電力負荷需要を上回って保有する供給力のことである。予備力を保有することで、万が一最大需要の予測を誤り、予測以上の需要が発生した場合でも供給不足の発生を防ぐことが出来る。また、発電機の故障等で供給力が低下した場合も同様である。一般に供給予備力を増加させるほど停電が起こる確率が減少して供給支障発生率は減少するが、同時に普段は利用されない余剰の発電設備を多く持つこととなり、設備費、維持費の増大などを招き不経済である。表 2.2 に電力系統における予備力について纏めた。

表 2.2: 電力系統における予備力

名称	定義	備考
供給予備力	事故、渇水、需要の変動などの予測し得ない異常事態の発生があっても安定した供給を行うのを目途として、あらかじめ想定需要以上に保有する予備力	
待機予備力	起動から全負荷を取るまでに数時間程度を要する供給予備力	停止待機中の火力をいう
運転予備力	即時に発電可能なもの及び短時間内(10分程度以内)で起動して負荷をとり待機予備力が起動して負荷をとる時間まで継続して発電しうる供給予備力	部分負荷運転中の発電機余力、停止待機中の水力およびガスタービンをいう
瞬動予備力	電源脱落時の急激な周波数低下に対して即時に応動を開始し、急速に出力を上昇して(10秒程度以内)他の運転予備力が発動されるまでの時間、継続して自動発電可能な供給予備力	ガバナーフリー運転中の発電機のガバナーフリー分余力などをいう

本論文では、1時間単位の需給バランスを扱うため、表 2.2 における運転予備力および待機予備力について考察を行い、短周期の変動に対する瞬動予備力に関しては考慮しない。

2.7 供給支障発生要因

電力系統における供給支障が発生する要因としては、以下の様なものが挙げられる。

供給不足

1. 発電機の故障による運転停止

地震や落雷などの天変地異による予期しない故障が発電所に発生した場合など、運転可能な発電機の台数が減少して供給力が低下する場合。

2. 送電線故障

台風・地滑りなどによる送電線の倒壊、変圧器・遮断器などの変電所設備の故障などの原因により、必要な電力を需要地に送電できなくなる場合。とりわけ遠隔地にある発電所から需要地へ向かう送電線（電源線）で故障が発生した場合、発電したエネルギーの行き場がなくなるため発電所を停止しなければならず、供給バランスに与える影響は深刻である。

3. 電力需要の変動

景気の変動による、工場等の大口需要家の需要の変動や、猛暑・寒波のためにエアコンの消費電力が急増する場合、特定の社会行事等により電力消費量が急増する場合などである

4. 再生可能エネルギーの変動

PV や風力発電等の再生可能エネルギー電源が大量導入された場合には、その出力変動幅が無視できないほど大きくなる。

本論文においては、これらの供給力不足発生要因のうち、1,3,4 を考慮に入れてシミュレーションを行う事とする。2 の送電線故障による供給支障を考慮するためには、送電線潮流制約を含んだ発電計画の作成が必要であるが、本論文はまず需給の一致の原則を先に考慮するため、送電線の故障は考慮しない。

余剰電力

1. 軽負荷期における PV の発電

PV が大量導入された場合には、春の電力需要の小さい期間の週末や、正月、ゴールデンウィークなどに、PV の発電電力量がシステムの最低出力を上回る恐れがある。

2. 夜間・深夜帯の下げ代不足

深夜帯においては電力需要が小さいため、火力機の起動台数も少ない。そのため、火力機の出力低下方向の予備力である下げ代が不足する。PV は深夜に発電不可能であるが風力発電は深夜でも発電を行うため、下げ代不足によって風力発電の連系量は制限されている。

本論文においては、PV の出力は電力系統側から制御できないため、ある時間断面においてその時点で起動している全発電機の最低出力の和と PV の出力を足したものが、全負

荷需要を上回っている場合においては供給過剰による支障が発生していると定義した。このように定義した理由は、供給過剰が発生した場合における電力系統への影響を考えると、需給バランスを保てない場合においてはいずれかの発電装置を系統から解列する必要が出てくるが、余剰が発生するような場面においては、火力機の調整能力は殆ど無いと言ってよく、そうするとPVを系統から解列せざるを得ない。しかしながらPVは一般的に需要家の近傍に設置されているため、PVを解列するとなるとその近傍の需要家を系統から解列することとなり、供給支障が発生する。この様に余剰電力問題も供給支障の一種であると考えることができる。

第3章 シミュレーション手法

3.1 シミュレーション条件

本論文においては需給の一致のみを評価対象とするため、シミュレーションの刻み幅は1時間単位とした。従来の揚水発電所運用計画は基本的に1日単位で負荷平準化を行うものであったが、余剰電力の発生を考慮すると、電力需要が小さくなる週末の土曜日や日曜日にPVの余剰を揚水発電所で吸収して、平日のピーク負荷時に発電を行う等の運用計画が考えられる。そのため、本論文においては週間運用計画を作成するものとした。すなわち、シミュレーション期間は24時間×7日の168時間となる。なお、前述の通り余剰電力を考慮した運用計画を作成するために、余剰が発生する可能性の高い週末の軽負荷の日からシミュレーションを開始する。すなわち、シミュレーションは土曜日深夜0時から翌週の金曜日の24時まで行うことになる。想定する電力負荷状態として、年間を通じて最も電力負荷需要が大きくなる夏期と、最も需要の小さくなる春期の2週間分について検討を行う事にした。

3.2 モデル系統

モデル系統として、本論文では、IEEE 24-bus Reliability Test System (RTS)[13]を一部改変して用いた。このモデル系統は、信頼度評価の為に広く用いられており14か所の発電所に32台の発電機があり、1箇所の調相設備、および24か所の母線が38本の送電線で結ばれている。本論文では需給バランスのみを考慮するため、潮流制約は考慮しない。本論文においては、このモデル系統のうち発電機データ及び負荷需要データを用いている。このモデル系統の電源構成と、その変更点を表3.1にまとめた。

表 3.1: 電源構成

Type		Given	Modified
Thermal	Oil	1031	1031
	Coal	1274	1274
Nuclear		800	800
Hydro	Conventional	300	200
	Pumped Storage	-	300
Total		3405	3605

電源構成としては、火力発電が全体の供給力の6割以上を担い、原子力が25%、自流水力が1割程度となっている。本論文においては水力発電所のうち100MWを削減し、その代わりに300MWの揚水発電所があると仮定した。

電力負荷需要

RTS には 1 年間 365 日分の負荷需要が 1 時間断面で作成できるようなデータが与えられている。このデータは年間のピーク需要が発生する時間断面を 1 とし、それに対する割合が 8760 時間分与えられている。この中から、我が国の実情に合わせて夏期の 8 月第 2 週の水曜日にピーク負荷が現れるように設定した。そうすると相対的に年間で最も軽負荷となるのは春期の 5 月第 2 週となる。本論文においては、これらの 2 週分において検討を行う。図 3.1 に重負荷期と軽負荷期の週間電力需要を示す。RTS にて与えられていたデータは元々ピーク負荷が 2805MW であったが、そうすると、ピーク需要に対して設備が過剰であるため、式 (3.1) の様に換算した。我が国の設備予備力は 5~15% 程度であるため [14]、改変後の全設備容量 3605MW に対し、夏期ピーク需要を 3200MW とした。

$$L_t = L_{gt} \times \frac{L_{\text{peak}}}{2805} \quad (3.1)$$

ただし、

L_t : 改変後の時刻 t における電力負荷需要

L_{gt} : モデル系統における時刻 t の電力負荷需要

L_{peak} : 本論文で設定した電力需要のピーク

上式にて換算した、夏期及び春期の負荷電力需要を図 3.1 に示す。

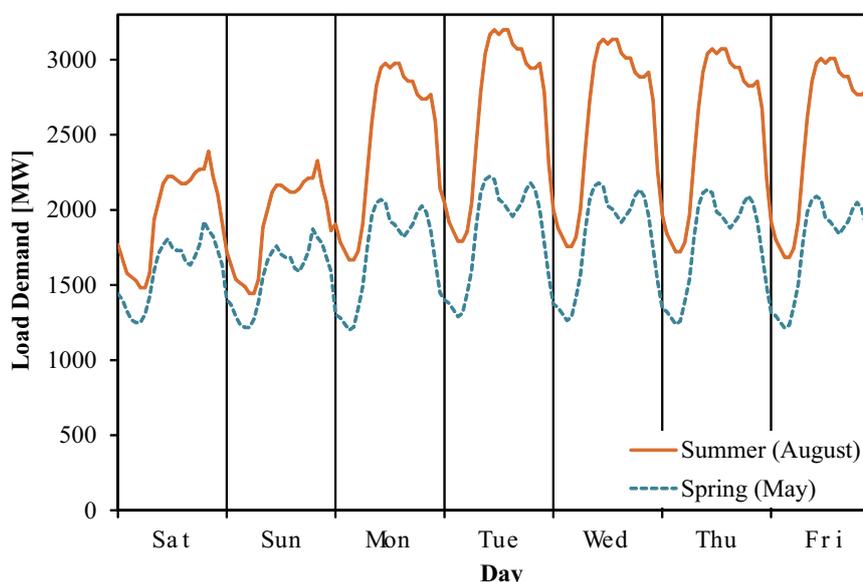


図 3.1: RTS の週間負荷電力需要曲線 (夏期と春期)

発電機データ

RTS にて与えられている各発電機容量と平均故障間隔、平均復旧時間を表 3.2 に示す。

表 3.2: RTS の発電機データ (一部改変)

Generator Group	Type	No. of Unit	Cap. of each Unit[MW]	MTBF [h]	MTTR [h]
1	Thermal (Oil)	5	12	5000	20
2	Thermal (Oil)	4	20	3000	50
3	Hydro	4	50	5000	40
4	Pumped Storage Hydro	1	300	-	-
5	Thermal (Coal)	4	76	3926	48
6	Thermal (Oil)	3	100	3926	48
7	Thermal (Coal)	4	155	4110	89
8	Thermal (Oil)	3	197	4110	89
9	Thermal (Coal)	1	350	5541	111
10	Nuclear	2	400	7000	168

火力発電機データ

RTS にて与えられている各火力発電機の定格出力及び最低出力、燃料費関数及び起動費を表 3.3 に示す。

表 3.3: RTS の火力機特性

Type	No. of Unit	Maximum Output [MW]	Minimum Output [MW]	Merit Order	Cost Curve [\$/hr]			Startup Cost [\$]
					F(P) = a*P^2+b*P+c			
					a	b	c	
Thermal (Oil)	5	12	6	16-20	0.0646	16.8899	49.7108	181.6416
Thermal (Oil)	4	20	10	21-24	0.025	43.5	200	13.356
Thermal (Coal)	4	76	38	6-9	0.0533	9.2374	164.3492	1111.4208
Thermal (Oil)	3	100	50	13-15	0.0224	19.7128	287.4982	1511.8992
Thermal (Coal)	4	155	77.5	2-5	0.0067	10.2202	207.1786	1777.1544
Thermal (Oil)	3	197	98.5	10-12	0.0081	20.2909	378.5918	2070.18
Thermal (Coal)	1	350	175	1	0.0032	10.102	350.6398	8331.9264

PV 導入量

当然ながらモデル系統においては、PV の導入に関しては考慮されていない。本論文では PV 導入量は 0MW ~ 1000MW をパラメータとして設定した。最大電力需要 3200MW に対して PV1000MW 導入という量は、第 2.1 節で示した日本における PV 最大導入目標の値に対して若干多い割合である。

揚水発電所の取り扱い

前述の通り、モデル系統に対して 300MW の揚水発電所が系統にあると仮定している。本論文では揚水発電所は純揚水式と仮定し、上池及び下池に河川などからの水の流入は無いものとする。また、上池と下池の間の水の往来は理想的であるとし、発電 揚水 発電のサイクルで水の流出や蒸発は無いものとする。また、降雨による水量の変化も考慮しない。

一般的に揚水発電所の上池の容量は、満水時から定格出力で発電を開始すると 6~8 時間発電可能である [11]。本論文では、上池の貯水可能量は定格発電出力時で 7 時間連続発電可能であるとする。これを電気エネルギーに換算し、 $300\text{MW} \times 7 \text{時間} = 2100\text{MWh}$ とする。

揚水発電所の総合効率 η_t は一般的に、式 (3.2) の様にあらわされる。

$$\eta_t = \eta_g \eta_p \frac{H_g}{H_p} \quad (3.2)$$

ただし、

η_g : 発電運転時効率

η_p : 揚水運転時効率

H_g : 有効落差

H_p : 全揚程

一般的に η_t の値は、65~70% である。本論文においては $\eta_t = 70\%$ とした。また、発電時の定格出力と揚水時の定格入力に等しいものとする。簡略化のために揚水発電所の効率を発電運転時において 1 と規格化する。すなわち発電運転時に使用する単位時間あたりの貯水量 C_{gen} は式 (3.3) の様に発電出力 P_{gen} と等しいものとし、揚水運転時には式 (3.4) の様に揚水動力 P_{pump} に総合効率 η_t を乗じる事で、単位時間あたりの汲み上げ貯水量 C_{pump} を計算することとする。

発電時

$$C_{\text{gen}} = P_{\text{gen}} \quad (3.3)$$

揚水時

$$C_{\text{pump}} = P_{\text{pump}} \times \eta_t \quad (3.4)$$

本論文においては揚水発電所は可変速機を有するものであると仮定し、その発電出力及び揚水動力は定格電力内で自由に变化することができるものとした。また、揚水発電所の出力は発電を正とし、揚水時の入力は負の出力として表現する。

3.3 供給信頼度評価モデル

本論文で提案する、供給信頼度評価モデルにおける信頼度算出フローを図 3.2 に示す。このモデルは電力系統の信頼度評価をモンテカルロシミュレーションによって実行する。

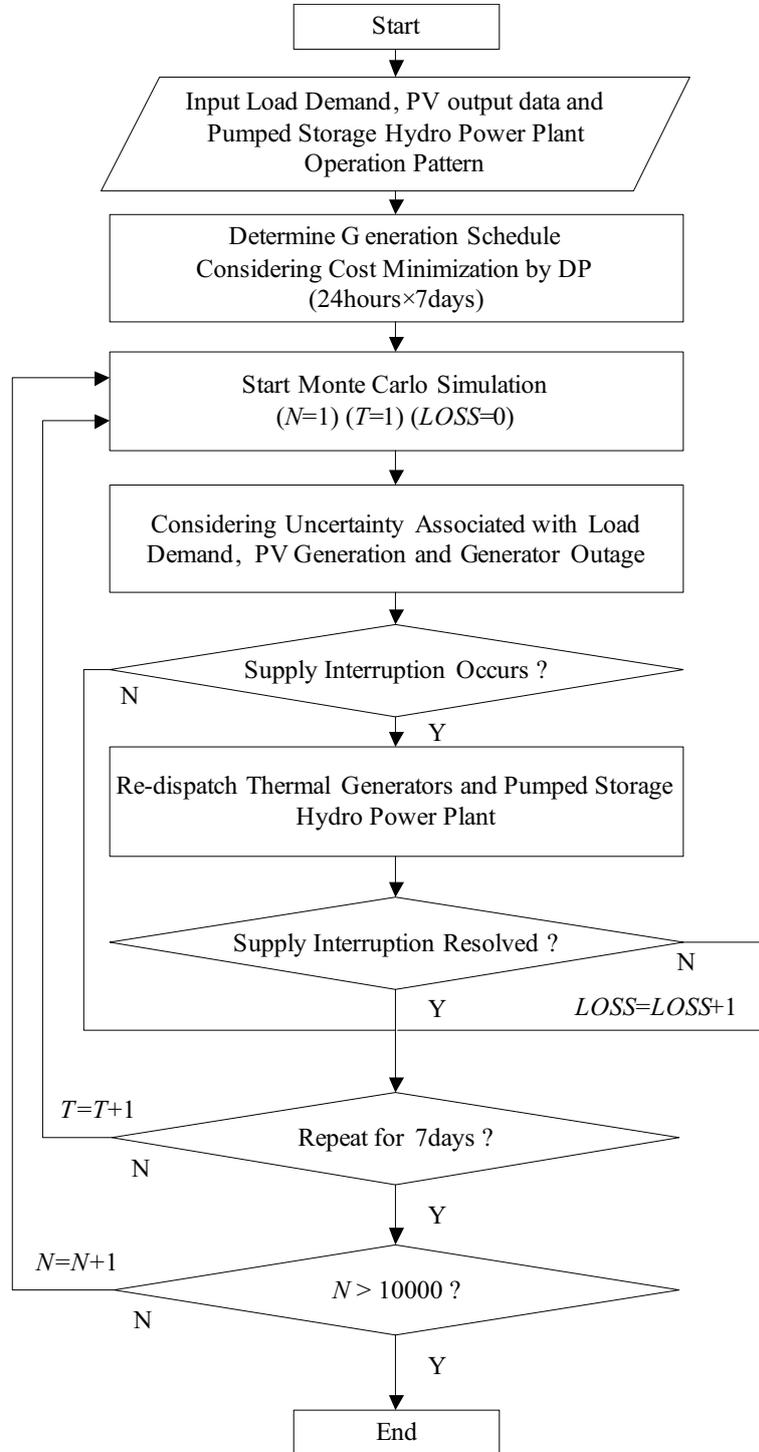


図 3.2: 供給信頼度評価モデルのフローチャート

Step1 : データ入力

最初に、シミュレーションに必要なデータを入力する。季節とPV導入量を設定し、それに合わせた電力負荷需要データ及びPV出力データ、そして揚水発電所の週間運用計画を入力する。

Step2 : 週間火力機発電計画作成

1週間分の揚水発電所以外の発電所の発電計画を作成する。本論文においては原子力発電所と自流式水力発電所は常に一定出力で運転を行うと仮定する。そのため発電計画の作成には電力負荷需要からPV出力、揚水発電所出力、原子力発電所および自流式水力発電所の定格出力を差し引いた需要に対して、コスト最小化となる火力機発電計画を作成する。

Step3 : モンテカルロシミュレーションの開始

試行回数 $N = 1$ 、時刻 $T = 1$ 、供給支障発生回数 $LOSS = 0$ としてモンテカルロシミュレーションを開始する。

Step4 : 不確実性を有する要素の変動を発生させる

本論文においては、不確実性を有する要素として、電力負荷需要の変動、PVの出力変動、発電機の故障の3種類を取り扱う。不確実性の模擬は乱数を用いてランダムに変動を発生させる。

Step5 : 供給支障発生時の発電機再配分

ランダムに変動を発生させると、供給不足もしくは供給過剰による供給支障が発生する可能性がある。もし時刻 $T = t$ において、供給支障が発生した場合には、まず起動している火力機の出力を、それぞれの上下限内で調整を行う。それでも供給支障が解消しない場合には、揚水発電所を用いて支障の解消を行う。揚水発電所を用いても供給支障の解消が不可能な場合には、その時刻 $T = t$ においては供給支障が発生しているとし、 $LOSS = LOSS + 1$ とする。なお、時刻 $T = t$ にて発電機故障が発生した場合、時刻 $T = t$ で起動している発電機及び揚水発電所しか再配分には使えないものとする。ただし時刻 $T = t + 1$ においては、他の火力発電機が起動し、故障した発電機の持ち替えを行うものとしている。

Step6 : 繰り返し計算

時刻 $T = t$ の演算が終了したら、時刻 $T = t + 1$ として Step3 に戻る。 $T = 168$ に達したら、その時点での LOLP を算出して、 $N = N + 1$ として次の試行に移行する。試行回数 N は LOLP の収束性を調べ、10000 回まで繰り返す事とした。

3.3.1 週間発電計画の作成

電力系統の発電計画作成は、まず年間および月間計画において、電源および送配電設備の定期点検・作業計画を作成した上で、需要予測に基づいて週間および翌日計画を作成する。発電所の運用計画は、電力需要予測に基づき、燃料費単価の低いベース電源となる原子力発電や流れ込み式水力発電から順次需要に合わせて発電を行う。その上で火力発電及び貯水池式水力を含む揚水式発電を需要の変動に合わせて運用を行う。本論文においては、原子力発電および水力発電は常に一定出力で運用を行うものとし、週間発電計画において

は火力発電所及び揚水発電所の運用計画を作成するものとする。本論文の主な目的は揚水発電所運用計画の最適化である。そのため、まずは揚水発電所運用計画を予め何らかの手法で与えておき、その揚水発電所運用計画に合わせて火力機の運用計画を作成することを考える。ここで火力機の運用計画を作成するためには、まずどの時間でどの火力機を起動もしくは停止しておくかという起動停止問題と、起動している発電機の中でどの様に出力を配分するのかという非線形計画問題の混合整数計画問題となる。発電機の起動停止の組み合わせは、厳密に最適な解を求めるためには各時刻で全発電機の起動停止の組み合わせを考慮する必要があり、膨大な時間がかかる。例えば前述の通り、本論文では 24 台の火力機を含むモデル系統を扱うが、これらの発電機の起動停止の組み合わせは $2^{24} \approx 1.6 \times 10^7$ 通りもの組み合わせがあり、厳密に最適な発電機の組み合わせの求解は現在の計算機の性能をもってしても、困難である。本論文では厳密に最適な発電機起動停止計画の求解が目的ではないので、発電機の起動停止の組み合わせには優先順位法 [12] を用いて計算の簡略化を図る。

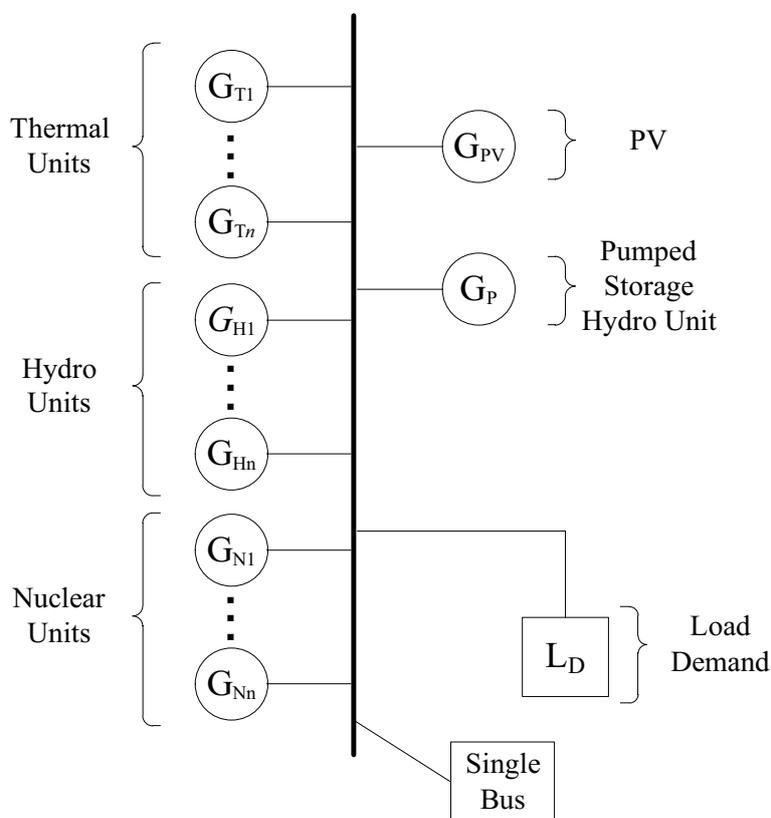


図 3.3: 負荷 L_D の単一の母線に接続された各種の発電機

本論文においては需給の一致のみを評価するために、送電線の制約を考慮しない。この事は、図 3.3 に示した単一の母線に全ての発電所が接続されていることと同義である。

PV の出力

PV の出力は、発電計画作成時点においては図 3.4 の様に理想的に発電を行うものとして計画を作成する。

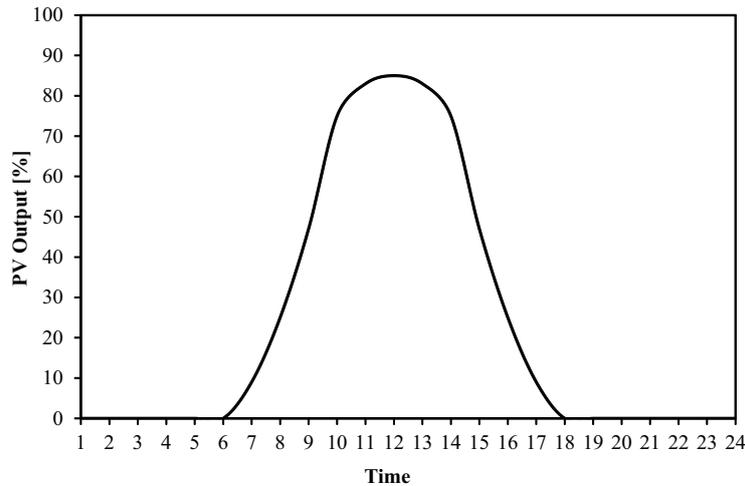


図 3.4: 理想的な PV 出力曲線

燃料費関数と起動費

火力発電機の経済負荷配分問題を解くときには式 (3.5) の様な燃料費関数を用いて、火力機出力と燃料費の関係を近似する。

$$F_i = a^i P^2 + b^i P + c^i \quad (3.5)$$

式 (3.5) は純然たる燃料費のみを表しているが、実際に発電を行うには、燃料費のほかにも様々な経費が必要となる。例えば発電所を運用するための運転員の人件費は所内の動力費、発電機の起動停止に伴う燃料費、点検費用などの運転保守費などである。厳密に経済負荷配分を計算するにあたっては、これらの費用を発電所の出力の関数として表す必要があるが、一意に扱うのは困難である。本論文においては、式 (3.5) の燃料費関数の他に、発電機の起動に伴う起動費のみを考慮に入れる。

火力発電機を起動するには、ボイラに点火してから蒸気を発生しタービンを回転させ、発電を行う。すなわち大規模発電機になればなるほど、起動する迄に時間がかかる上に、燃料を消費する。ここで、火力機が完全に停止している状態から系統に並列するまでにかかる起動費を S_0 とすると、火力機を再起動するにかかるコスト $S(\tau)$ は一般的に停止後の時間 τ によって式 (3.6) の様に表される。

$$S(\tau) = S_0(1 - e^{-\alpha\tau}) \quad (3.6)$$

以上のように火力機を起動停止するには費用がかかるので、系統の負荷が小さくなくても、すぐに再び負荷が大きくなるような場合は、その都度火力機を停止せずに、低負荷のため多少効率が悪化しても、系統に並列し運転していた方が結果として燃料費が少なくなる。なお、本論文においては火力機の起動費は式 (3.6) によらず、常に S_0 であるとしている。

週間発電計画の定式化

週間の火力機発電計画は以下の様に定式化できる。

Minimize:

$$\Phi = \sum_{t=1}^{168} \sum_{i=1}^N \{u_t^i F^i(P_t^i) + u_t^i (1 - u_{t-1}^i) S^i\} \quad (3.7)$$

Subject to:

$$L_t = \sum_{i=1}^N P_t^i + P_N + P_H + PV_t \quad (3.8)$$

$$P_{\min}^i \leq P_t^i \leq P_{\max}^i \quad (3.9)$$

ただし

Φ : 系統全体の週間火力機燃料費

N : 系統の全火力機の台数

F^i : 火力機 i の燃料費関数

P_t^i : 時刻 t における火力機 i の出力

u_t^i : 時刻 t における火力機 i の状態変数 (1:起動 0:停止)

S^i : 火力機 i の起動費

L_t : 時刻 t における負荷電力需要

P_N : 原子力発電機の定格出力 (一定)

P_H : 水力発電機の定格出力 (一定)

PV_t : 時刻 t における PV の理想的な出力

P_{\min}^i : 火力機 i の最低出力

P_{\max}^i : 火力機 i の最大出力

優先順位法

前述の通り、各時間断面における火力機の起動停止の組合せは膨大であるため、あらかじめ優先順位を決定しておき、その優先順位に基づいて火力機を起動していく。一般的に、火力機は定格出力時に効率が最もよくなるため、この時の発電単価 C_R が最も安いものから順に運転していく。ここで C_R は式 (3.10) であらわされる。

$$C_R = \frac{F^i(P_{\max}^i)}{P_{\max}^i} \quad (3.10)$$

各時間断面における起動停止計画は、式 (3.10) で決定した起動順位に従って火力機を順次起動していき、その時間断面における電力需要を満たす起動台数の候補を決定する。以上のように優先順位法は固定の優先順位を用いるため、作成された計画は運用者にとって理解しやすく、高速にかつ簡便に計画を作成することができる。

動的計画法

本論文では、各時間断面における優先順位法による火力機の起動台数の候補の決定に動的計画法 (Dynamic Programming:DP) を用いた。

DP は、R.Bellman により提案された最適化問題解法の一つであり、問題に微分可能性などの特別な条件を必要としない適用範囲の広い手法である [15]。そこでは、次に掲げる Bellman の最適性原理が理論的のみならず、数値解法上も最も重要となる。

原理 (Principle of Optimality)

An optimal policy has the property that whatever the initial state and initial decision are, the remaining decisions must constitute an optimal policy with regard to the state from the first decision.

Bellman の最適性原理は、DP のアルゴリズムの基礎となる。これを発電機起動停止問題に適用する場合、最適性原理は次のように読み替えることができる。とある時刻 t における発電機起動台数が n であるとき、そこから先の時刻 $t+1$ 以降の最適な計画は $t-1$ までと無関係に定まる。更に、時刻 $t-1$ の発電機起動台数が m であるとき、そこから時刻 t に移行する際に $n-m$ 台を起動するという制御入力 u を採用したとき、 n から後の最適軌道・評価値は m や u に無関係に定まるから、 $t-1$ の評価値に t における評価値を加えたものを用いればよい。

故に、各ステージにおける部分制御入力 u の探索を行って、順に時間を遡行する形で、各ステージにおける部分最適制御入力を定めていけば、対象となる全てのステージ・状態における最適制御入力が決まり、最終的に任意の状態量からの最適軌道を求めることが出来る。

この事を図 3.5 に示す例を用いて説明する。図中に各時刻において発電機の出力上下限制約を満たす計画候補が並べてある。上段の数値はその時刻における、対象時間の燃料費であり、下段は最終時刻からその計画に至るまでのトータルの燃料費が示してある。最終時刻から時刻 t の各計画候補までの燃料費は確定しているとして、時刻 $t-1$ の各候補に対して最小コストとなるルートを求める。例えば時刻 t における起動台数 3 台による最終時刻からのトータルの燃料費は 40820 であるが、ここから $t-1$ に移行する際には起動台数の候補が 2 台~4 台の 3 つの候補がある。起動台数 2 台の計画に遷移する時は、時刻 $t-1$ から t の間で発電機が起動することになるので、起動費が発生する。同様に発電機 4 台の計画に移行するには、時刻 $t-1$ から t で起動費は発生しないが発電機 4 台で負荷配分を行うと、 $t-1$ における燃料費が増大するため、発電機 3 台の計画に至るのが、時刻 $t-1$ における燃料費最小ルートである。これを最終時刻から開始時刻まで繰り返す事によって、燃料費最小のルートが求まる。

なお、本論文においては、火力機は常に最低 1 台は起動しているものとした。

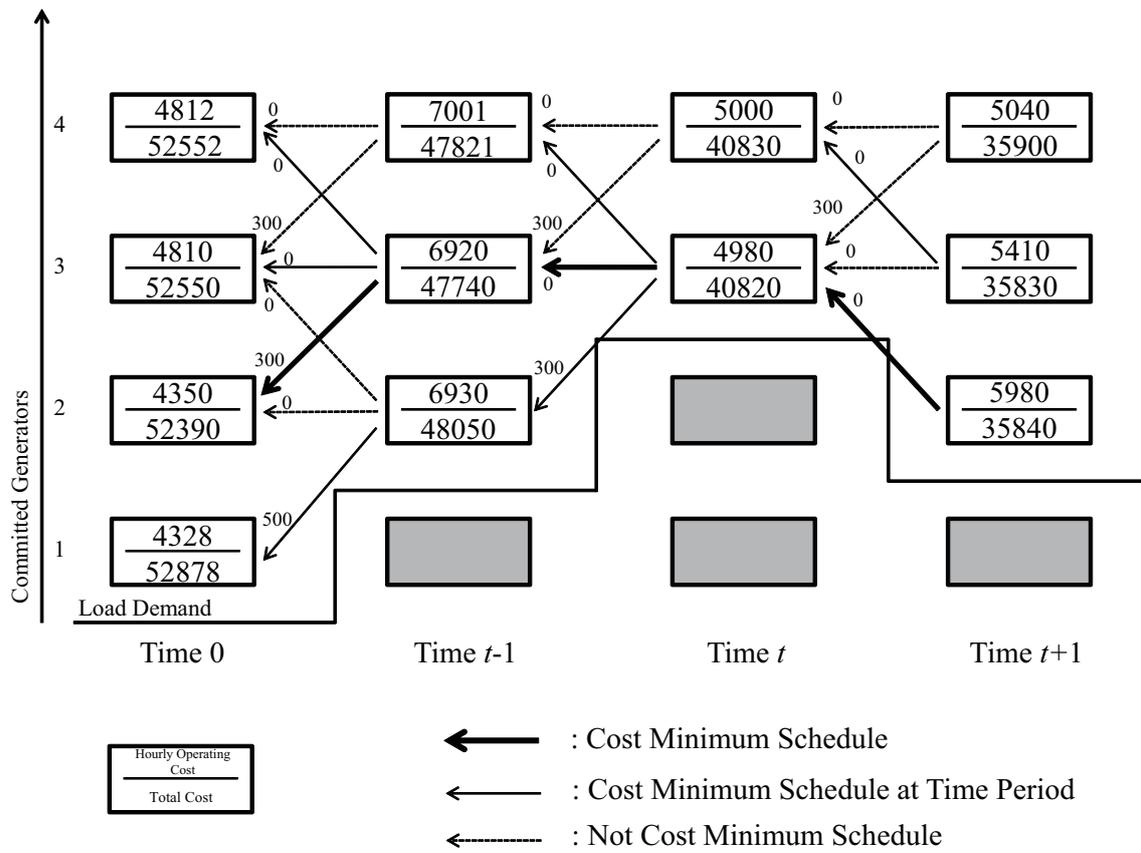


図 3.5: DP による燃料費最小化ルート探索

3.3.2 確率的変動モデル

モンテカルロシミュレーションは各時刻及び各試行回数において、乱数を用いてランダムに変動を発生させる。

電力負荷需要変動

電力負荷需要の変動は正規分布に基づく乱数を用いた。乱数の平均は1、標準偏差は3%とした。各時間断面における変動を考慮した電力需要 L_{dt} は式 (3.11) によりあらわされる。

$$L_{dt} = L_{gt} * F \quad (3.11)$$

ただし

L_{gt} : モデル系統によって与えられた負荷電力需要

F : 平均1、標準偏差3%の正規分布にもとづく乱数

PV 出力変動

PV の出力変動も各時間断面において、乱数を使って模擬する。各時間断面における PV の出力 PV_{dt} は式 (3.12) の様に、天候に応じて乱数を乗じる。

$$PV_{dt} = PV_{gt} * F \quad (3.12)$$

ただし

PV_{gt} : 時刻 t における理想的な PV 出力

F : 天候に応じた乱数

天候による式 (3.12) の F は表 3.4 に示した、正規分布に基づく乱数による値とした。

表 3.4: 天候に応じた乱数の値

Weather	Average	Standard Deviation [%]
Sunny	1	3
Cloudy	0.5	20
Rainy	0.1	0.03

本論文においては、天候の予測は完全に不可能であると仮定し、また天候は各時間断面においてランダムに1/3の確率で変動するものとした。

乱数のパラメータ設定には、PVの設備利用率が12%程度[16]であるため、その値に近づけるように設定した。設備利用率とは式(3.13)で表される様に、年間の実際の発電電力量を、定格出力における年間発電電力量で除した値である。

$$E_f = \frac{E_y}{P_r \times 365 \times 24} \quad (3.13)$$

ただし

E_f : 設備利用率

E_y : 年間発電電力量

P_r : 定格発電電力

PV は日中しか発電できない上、その発電量は日射量に強く依存するため、設備利用率は他の発電所に比べて非常に低い。各天候における変動成分を除いた PV の出力を図 3.6 に示す。

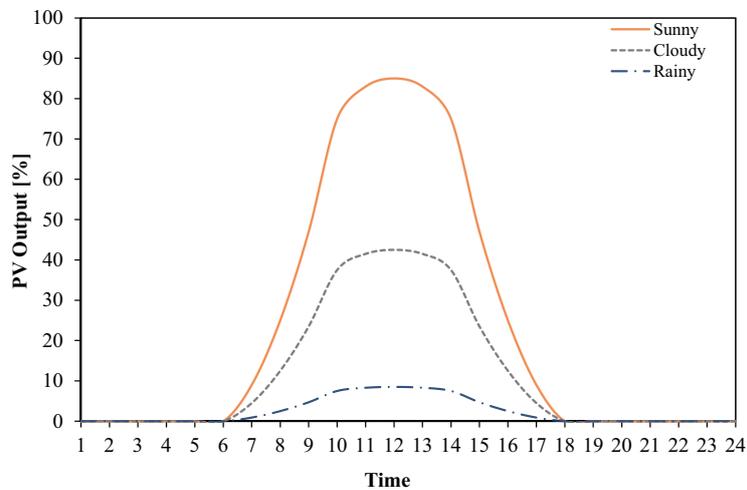


図 3.6: 各天候における PV 出力

発電機故障の模擬

発電機の故障は各発電機の故障率 λ_i で、故障するものとした。同様に故障した発電機は μ_i の復旧率で復旧するものとする。各発電機の故障率、復旧率は式 (3.14) で与えられる。

$$\lambda_i = \frac{1}{MTBF^i}, \quad \mu_i = \frac{1}{MTTR^i} \quad (3.14)$$

ただし

$MTBF^i$: 発電機 i の平均故障間隔 (Mean Time Between Failure)

$MTTR^i$: 発電機 i の平均修理時間 (Mean Time To Repair)

3.3.3 供給支障発生時の発電機再配分

もし、時刻 t で供給支障が発生した場合には、まず時刻 t で起動している火力機の出力をその出力上下限内で調整する。例えば、図 3.7 に示す様に、時刻 t において発電機 3 に故

障が発生し、供給力不足となった場合には、他の火力機が最大出力まで出力を調整する。火力機の調整幅のみで支障が解消できない場合には、さらに揚水発電所を緊急時制御として、発電運転させる。需要の変動やPVの出力変動が発生した場合も同様に対処する。もし余剰電力が生じた場合は、起動している火力機を最低出力まで低下させ、それでも余剰が解消しなかった場合には、揚水発電所で緊急時制御として揚水運転を行う。この2段階の再配分を行っても、供給支障が解消できなかった場合は、時刻 t は供給支障発生とカウントする。

時刻 t で故障した発電機は式 (3.14) に示す、発電機復旧率 μ で復旧するものとする。発電機が復旧するまでは、時刻 $t+1$ 以降にて他の発電機が起動する。この起動する発電機は式 (3.10) に示す優先順位の順番に起動していき、その時間断面の負荷電力需要を満たすまで起動する。もし、起動できる発電機が無い場合には揚水発電所のみが補償に使える事になる。

また、揚水発電所を緊急時制御として運用計画と異なる運用を行った場合には貯水量が変化し、本来運用を行う予定だった時間帯において、貯水量の不足もしくは満水が発生し、計画通りの運用が行えなくなる可能性がある。しかしながら緊急制御を行い、貯水量が本来の量から変化した場合において、どの時間断面までに計画通り戻すのかという問題は、モンテカルロシミュレーション中において逐一最適化問題を解く事になり、計算時間の観点から現実的ではない。そのため、本論文においては、緊急制御を行った場合においても、それ以後は貯水量制約に範囲内で計画通りの運用を行うものとした。

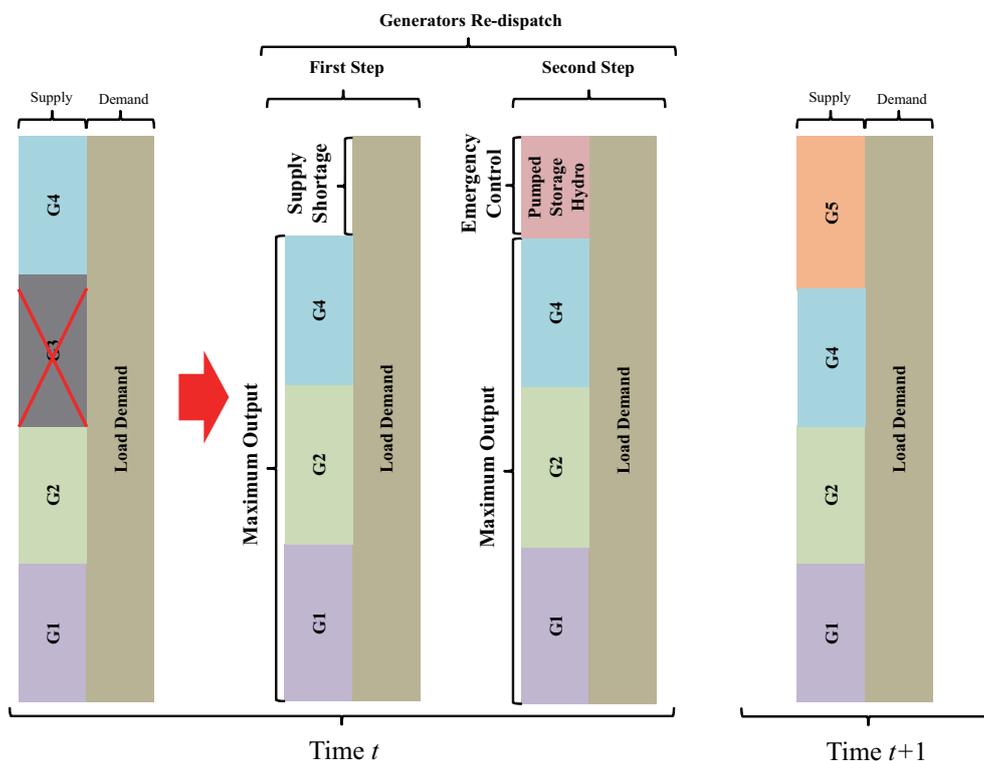


図 3.7: 供給支障発生時の発電機再配分の様子

揚水発電所の調整力

揚水発電所の緊急時制御の調整力は、その時間断面における運用状態によって3種類に場合分けできる。それぞれの場合における出力増加方向の調整余力である上げ代 P_{up} と、出力減少方向の調整余力である下げ代 P_{down} を式 (3.15) ~ (3.20) に示す。

揚水発電所計画が無い時

$$P_{\text{up}} = \min \{P_{\text{rated}}, C_{t-1}\} \quad (3.15)$$

$$P_{\text{down}} = \min \left\{ P_{\text{rated}}, \frac{C_{\text{max}} - C_{t-1}}{\eta_t} \right\} \quad (3.16)$$

揚水発電所計画が揚水時

$$P_{\text{up}} = \min \{P_{\text{rated}}, C_{t-1} - P_{\text{sche}}\} \quad (3.17)$$

$$P_{\text{down}} = \min \left\{ P_{\text{rated}} + P_{\text{sche}}, \frac{C_{\text{max}} - C_{t-1}}{\eta_t} \right\} \quad (3.18)$$

揚水発電所計画が発電時

$$P_{\text{up}} = \min \{P_{\text{rated}} - P_{\text{sche}}, C_{t-1}\} \quad (3.19)$$

$$P_{\text{down}} = \min \left\{ P_{\text{rated}}, \frac{C_{\text{max}} - C_{t-1}}{\eta_t} \right\} + P_{\text{sche}} \quad (3.20)$$

ただし

C_t : 時刻 t における揚水発電所上池貯水量

C_{max} : 揚水発電所上池容量

P_{sche} : 時刻 t における揚水発電所運用計画

P_{rated} : 揚水発電所定格出力

η_t : 揚水発電所総合効率

LOLP の算出

本論文では供給信頼度の指標として LOLP (Loss of Load Probability) を用いる。LOLP は、全試行における供給支障発生時間の和 $LOSS$ と試行回数 C 及び、シミュレーション期間 $TIME$ より、式 (3.21) で求まる。

$$LOLP = \frac{LOSS}{C \times TIME} \quad (3.21)$$

第4章 固定の揚水発電所運用計画に対する供給信頼度解析

本節では前節にて提案した供給信頼度評価モデルを用いて、固定の揚水運用計画を作成し RTS 系統の供給信頼度の評価を行う。

4.1 揚水発電所を除いた場合における信頼度解析

まず、モデル系統の基礎的な信頼度解析を行うために、モデル系統から揚水発電所を除外し、火力・水力・原子力の3種の発電所のみで発電計画を作成した場合における信頼度解析結果と作成された運用計画を PV 導入量毎に示す。本論文では、この基礎的な信頼度解析をベースケースと呼ぶ。

ベースケースにおける LOLP

ベースケースにおける PV 導入量毎の LOLP 算出結果を図 4.1 に示す。

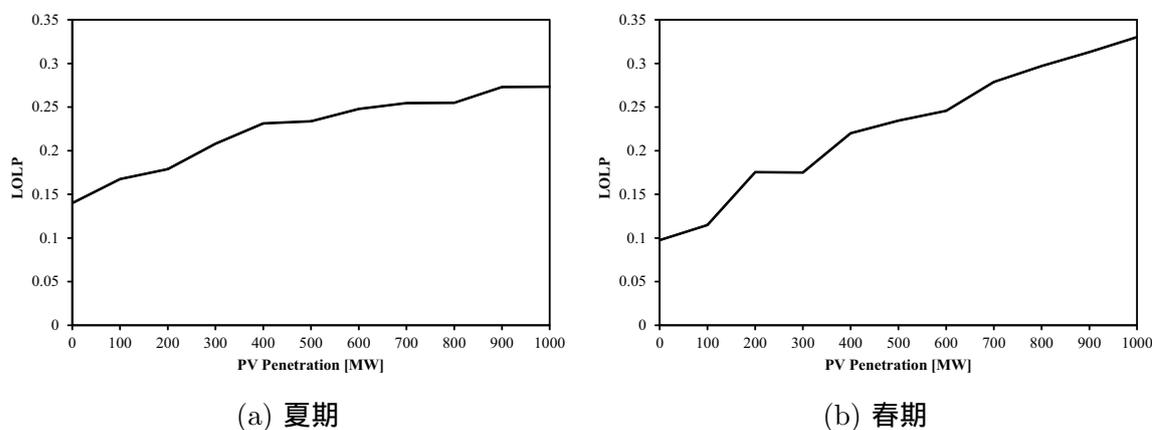


図 4.1: ベースケースにおける PV 導入量と LOLP

夏期および春期共に、PV 導入量が増加するにつれて、LOLP は悪化する。またそれぞれ PV 導入量が 0MW 時点における LOLP は夏期が約 0.14、春期が 0.1 と大きな値となっているが、これは系統に予備力を持っていないためである。供給支障発生の詳細な様子を解析するために、各時間断面における支障発生率を夏期と春期のそれぞれ、PV 導入量 0MW と 1000MW について図 4.2 ~ 4.5 に示す。

各時間断面毎の支障発生の様子

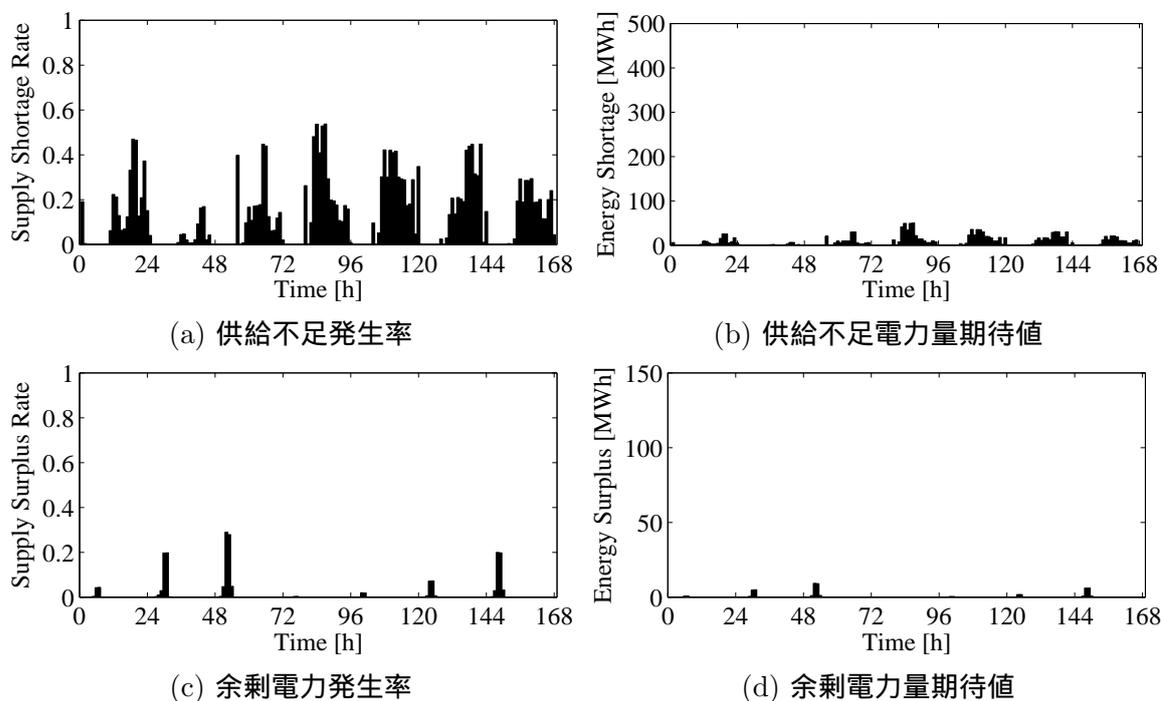


図 4.2: 各時間断面毎の支障発生の様子 (ベースケース)【夏期 PV0MW】

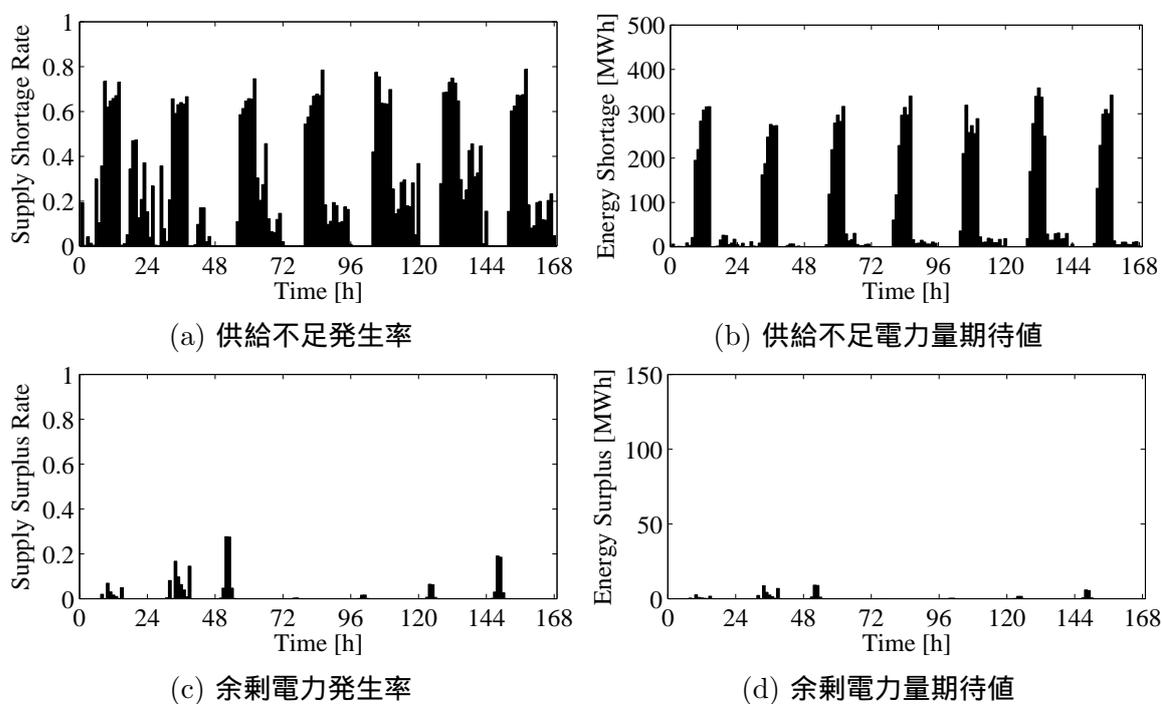


図 4.3: 各時間断面毎の支障発生の様子 (ベースケース)【夏期 PV1000MW】

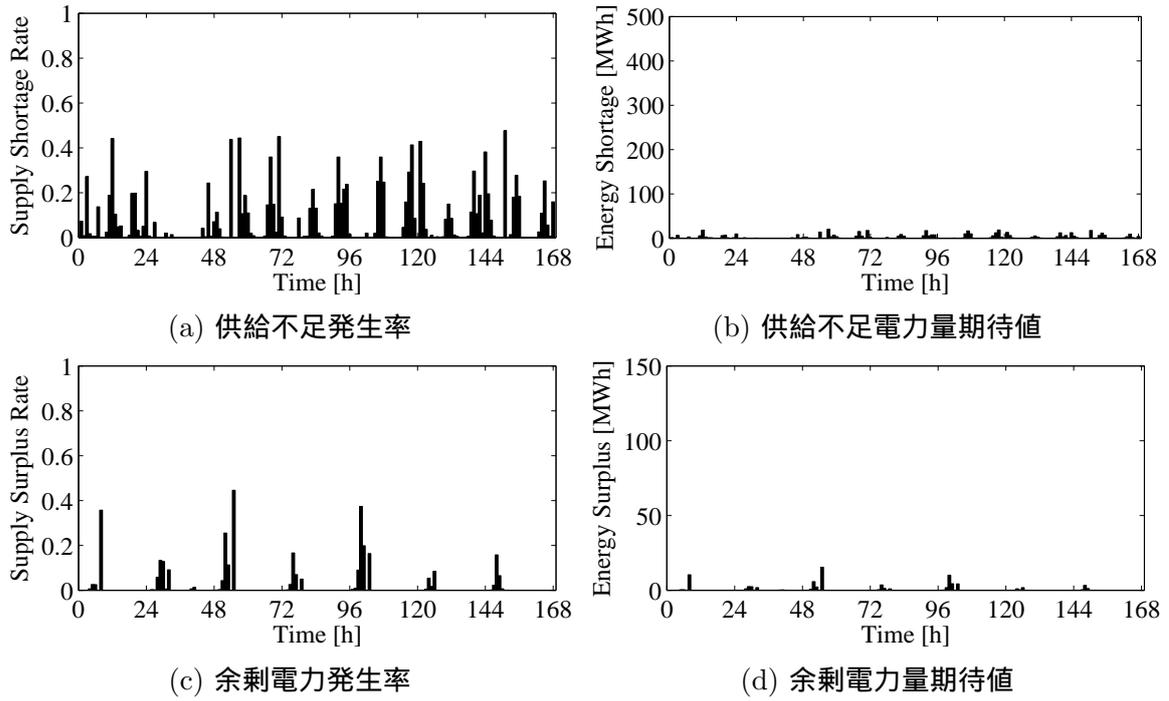


図 4.4: 各時間断面毎の支障発生の様子 (ベースケース)【春期 PV0MW】

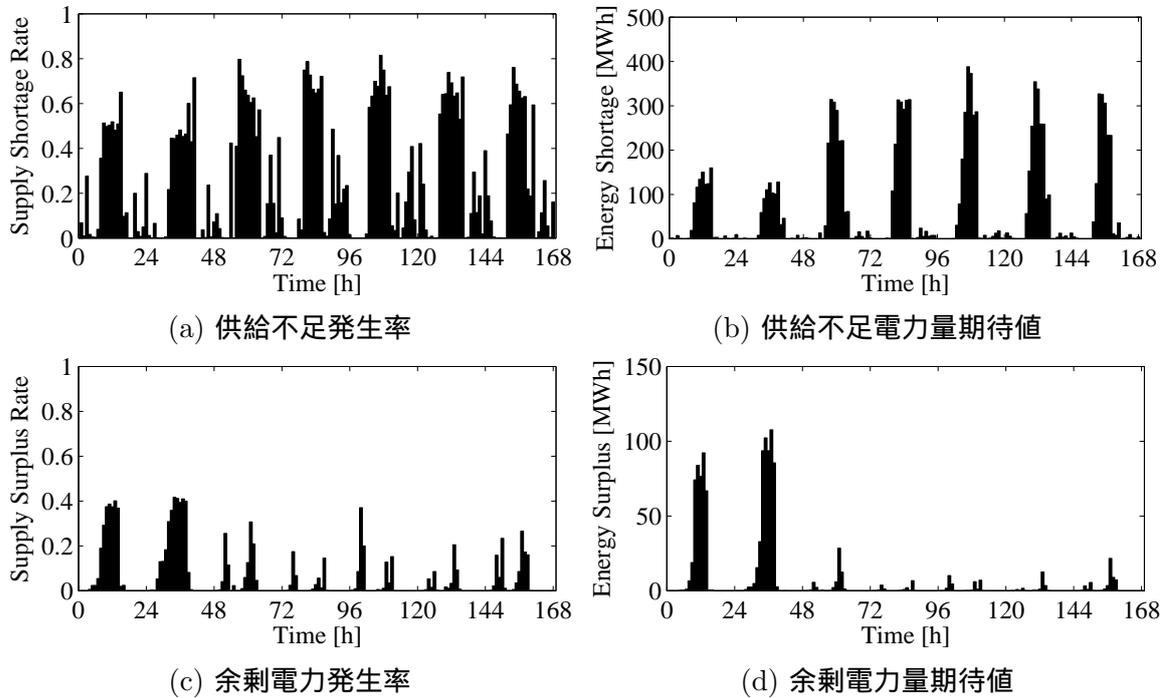


図 4.5: 各時間断面毎の支障発生の様子 (ベースケース)【春期 PV1000MW】

ベースケースにおいては火力機の起動停止計画作成時に、予備力を全く考慮していないため、電力需要の変動に対する予備力が、それぞれの時間断面で起動している火力機の出力上下限内のみとなる。そのため、例えば図 4.2 の夏期 PV0MW 時点においても、特に電力需要の大きい昼間時において供給支障が多発している。図 4.3 の夏期 PV1000MW 時点になると、PV の不確実性のため、昼間時の支障が更に大きくなる。また、夏期は電力需要が大きいにも関わらず、一部余剰電力が発生しているが、これは主に深夜の電力需要が昼間よりも低い時間断面にとどまっている。図 4.4 の春期になると、電力需要が夏期よりも小さいため、供給不足電力量に関しては小さくなる。しかしながら予備力不足からくる支障率は、軽負荷期であるにも関わらず、所々で発生している。図 4.5 の PV 導入量 1000MW 時点では、土曜日及び日曜日の昼間時に供給不足及び余剰電力の双方が発生している。

ベースケースにおける週間燃料費

ベースケースにおいて、発電計画作成時点における週間燃料費を図 4.6 に示す。

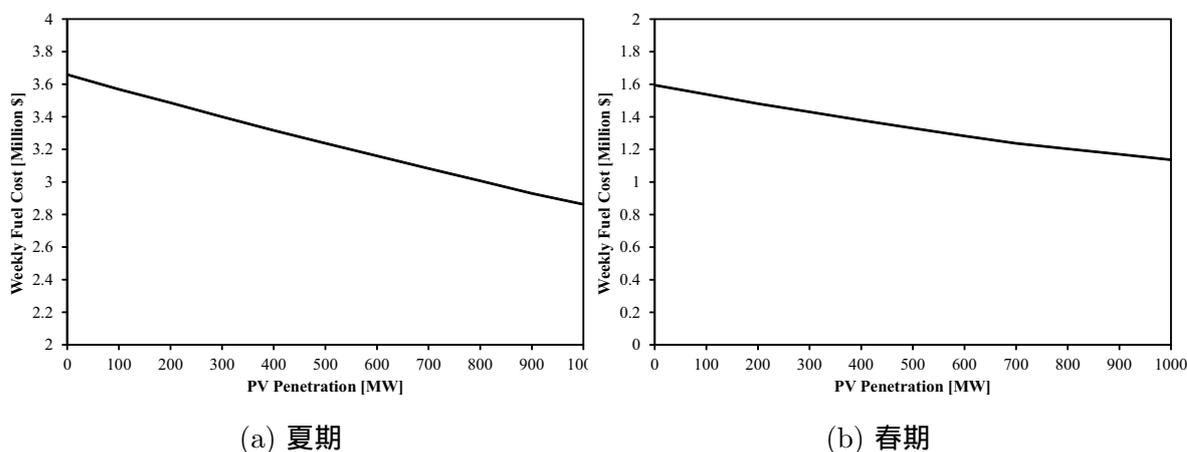


図 4.6: ベースケースにおける PV 導入量と週間燃料費

週間燃料費は PV 導入量が増加するに従って、減少している。これは発電計画作成時に、PV が理想的に発電すると仮定しているからである。図 4.6 (a) の夏期に対して、図 4.6 (b) の春期の方が PV 導入量に対する燃料費の削減幅が小さくなっている。これは、夏期においては、昼間の電力需要の大きい時間断面においては、優先順位法で起動順位が低い発電機まで起動して電力需要を賄う必要があるためである。すなわち、発電電力量あたりの燃料費が増大することとなる。PV が理想的に発電すると、その分で優先順位の低い発電機が代替できるため、燃料費は大きく減少する。春期においては、PV が導入されていない場合においても、電力需要が小さいため、優先順位が高い発電電力量あたりの燃料費が低い発電機のみで運用されていたため、PV 導入による燃料費の削減幅が小さくなる。

4.2 固定の揚水発電所運用計画に対する信頼度解析

本節では、あらかじめ揚水発電所運用計画を作成し、その運用計画に対する供給信頼度を算出し評価を行う。

3節で述べた通り、従来から電力系統で一般的に行われている揚水発電所の運用は、深夜に揚水運転を行い日中の電力需要ピーク時に発電を行うものである。これを固定パターン A とする。それに対し余剰電力の発生を考慮し、昼間は図 3.4 の PV 出力曲線に合わせて揚水運転を行い、電力需要から PV 出力を差し引いた需要のピークとなる夕方以降の時間帯で発電を行うパターンを本論文で提案する。これを固定パターン B とした。これにより PV による余剰電力を揚水によって吸収する事が期待できる。本節では固定パターン A および固定パターン B、そして揚水発電所を計画的に運用しない場合における 3 通りのケースに対する信頼度を供給信頼度評価モデルにおいて評価を行う。

固定パターン A 及び B における日間揚水発電所出力を図 4.7 に、日間揚水発電所上池貯水量の変化を図 4.8 に示す。なお、固定パターンは曜日に関わらず、毎日同じ運用を行うと仮定した。1 週間における上池貯水量の変化を図 4.9 に示す。

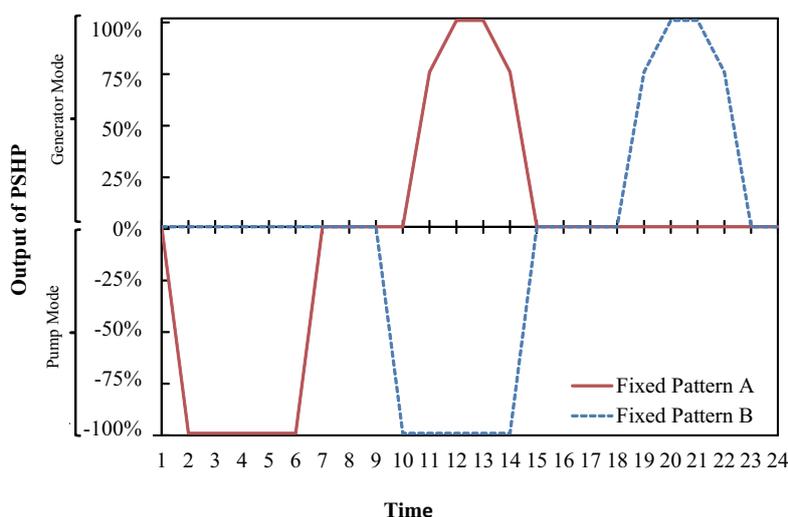


図 4.7: 固定運用計画における日間揚水発電所出力

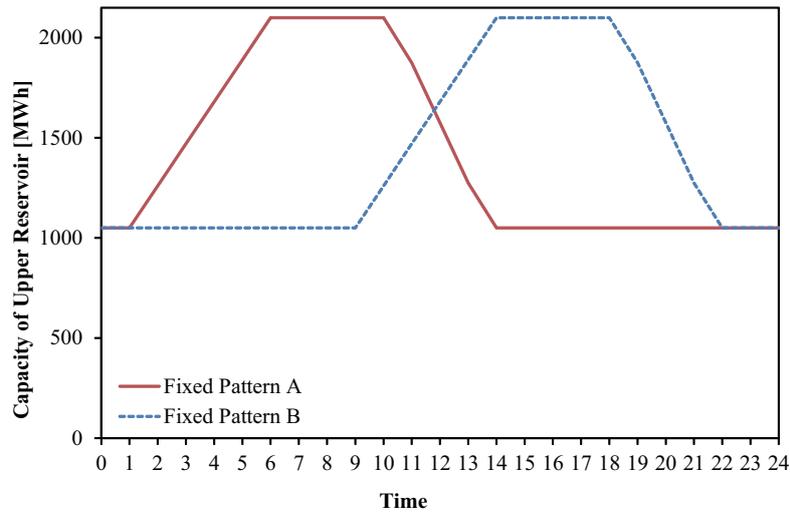


図 4.8: 固定運用計画における日間揚水発電所上池貯水量

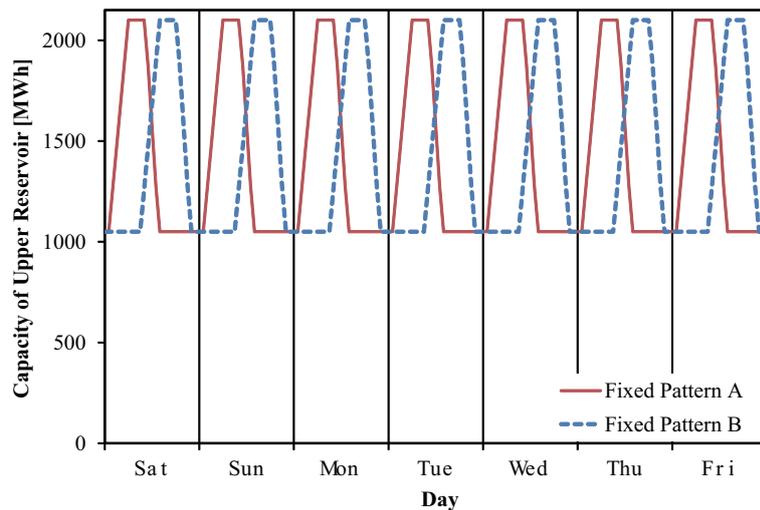


図 4.9: 固定運用計画における週間揚水発電所上池貯水量

固定パターン A、固定パターン B 共に、運用計画時点においてシミュレーション開始時の上池貯水量は全容量の 50% であるとした。上池貯水量が電力量換算で 2100MWh なので、シミュレーション期間開始時の土曜日 0 時における貯水量は 1050MWh となる。また、シミュレーション期間終了時の金曜日 24 時の時点で上池貯水量が開始時と等しく 1050MWh になるように週間計画を作成した。これは、週間だけでなく継続的な揚水発電所運用ができる様に考慮したためである。

固定の揚水発電所運用計画における週間発電計画

固定の運用計画に対する、系統の週間発電計画を夏期と春期のそれぞれ、PV 導入量 0MW と 1000MW について図 4.10 ~ 4.12 に示す。

運用計画無し

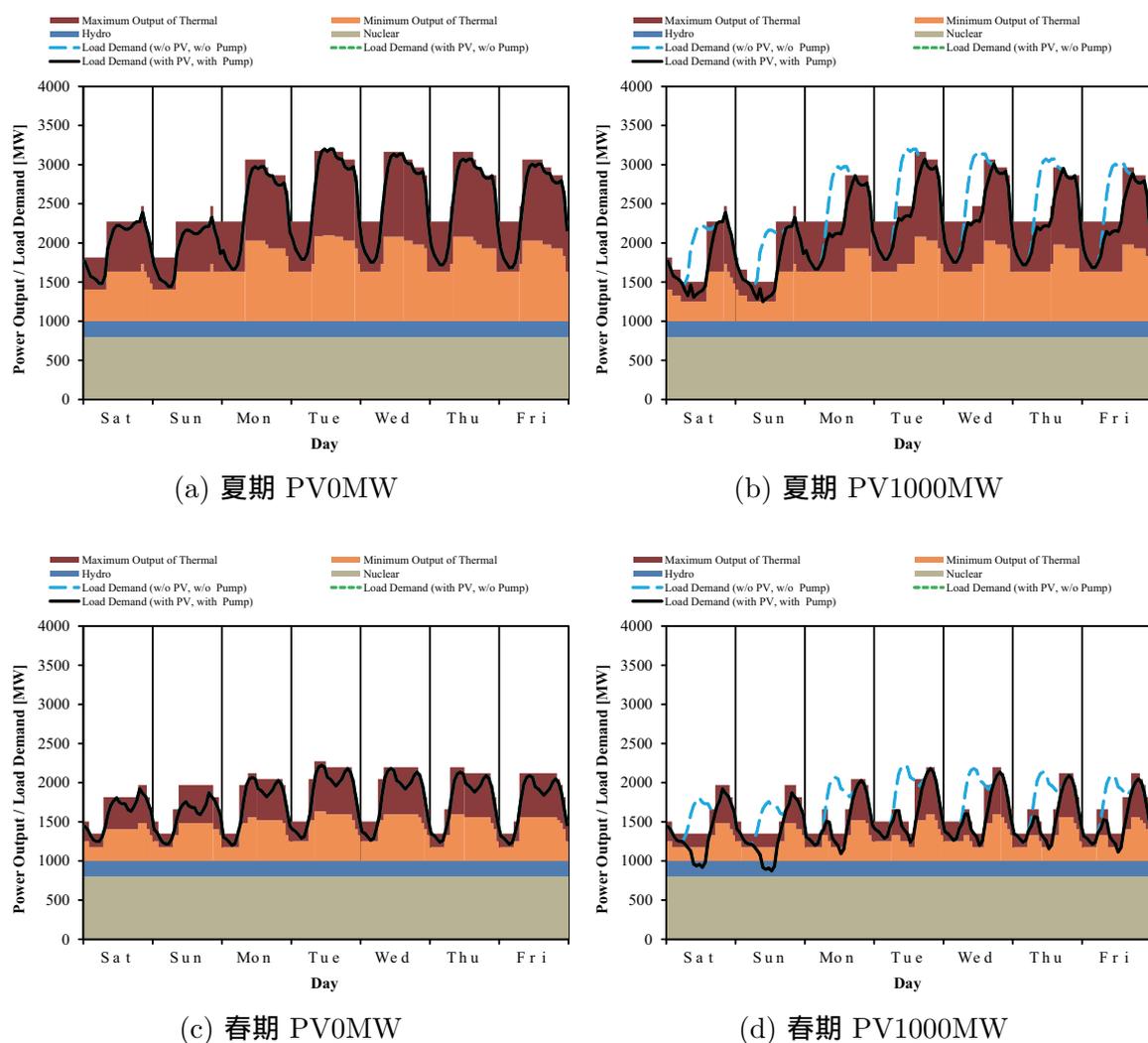


図 4.10: 揚水発電所運用計画における週間発電計画 (運用計画なし)

揚水発電所運用計画無しの場合には、図 4.10 (a) 及び図 4.10 (c) の夏期と春期のそれぞれ PV 導入 0MW 時点では、電力需要に対して、発電機の出力上限が近くなるように計画が作成されている。これは 3.3.1 節で示したコスト最小化に基づいて火力機計画が作成されているためであり、更に予備力を本節では考慮していないためである。一方、図 4.10 (b) 及び図 4.10 (d) の PV1000MW 導入に対しては、青破線で示した電力需要に対し、黒実線で示した PV が理想的に出力するとした時の差引電力需要に対して最大出力が一致するように計画が作成されている。当然ながら、モンテカルロシミュレーションによって PV の

出力は大きく変動するため、もしPVの出力が低下した場合には揚水発電所以外の予備力は無いことになる。

固定パターン A

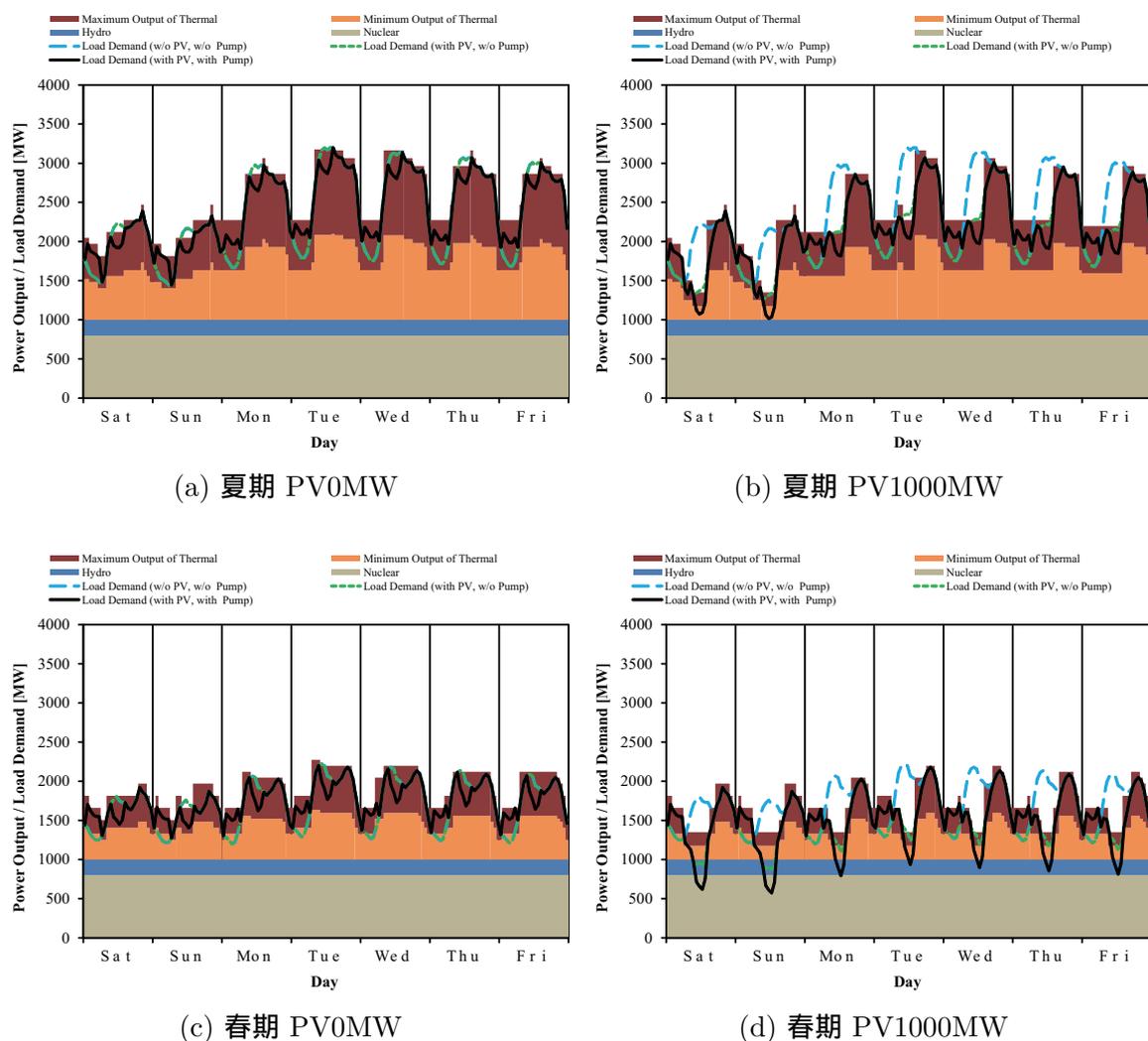


図 4.11: 揚水発電所運用計画における週間発電計画 (固定パターン A)

固定パターン A においては、深夜に揚水運転を行い昼間に発電を行うため、図 4.11 (a) の夏期 PV 0 MW では昼間のピーク需要が一部削減され、深夜の需要が底上げされていることが見て取れる。しかしながら図 4.11 (b) の PV 導入 1000MW においては、計画上 PV が昼間に発電を行うため揚水運用によるピークカットの効果は少ない。更に土曜日及び日曜日において PV が発電する昼間において、更に揚水発電所が発電を行う事になるため、PV との差引需要が発電機の最低出力を下回り、余剰電力が発生する。このような場合は、モンテカルロシミュレーションにおいては余剰電力が発生した場合にはただちに揚水運転を停止することとなる。図 4.11 (d) の春期の PV 導入 1000MW 時点にてにおいても同様に土曜日、日曜日のみならず平日にも PV+揚水の差引需要が最低出力を下回り、計画通りの運用は困難であることが見て取れる。

固定パターン B

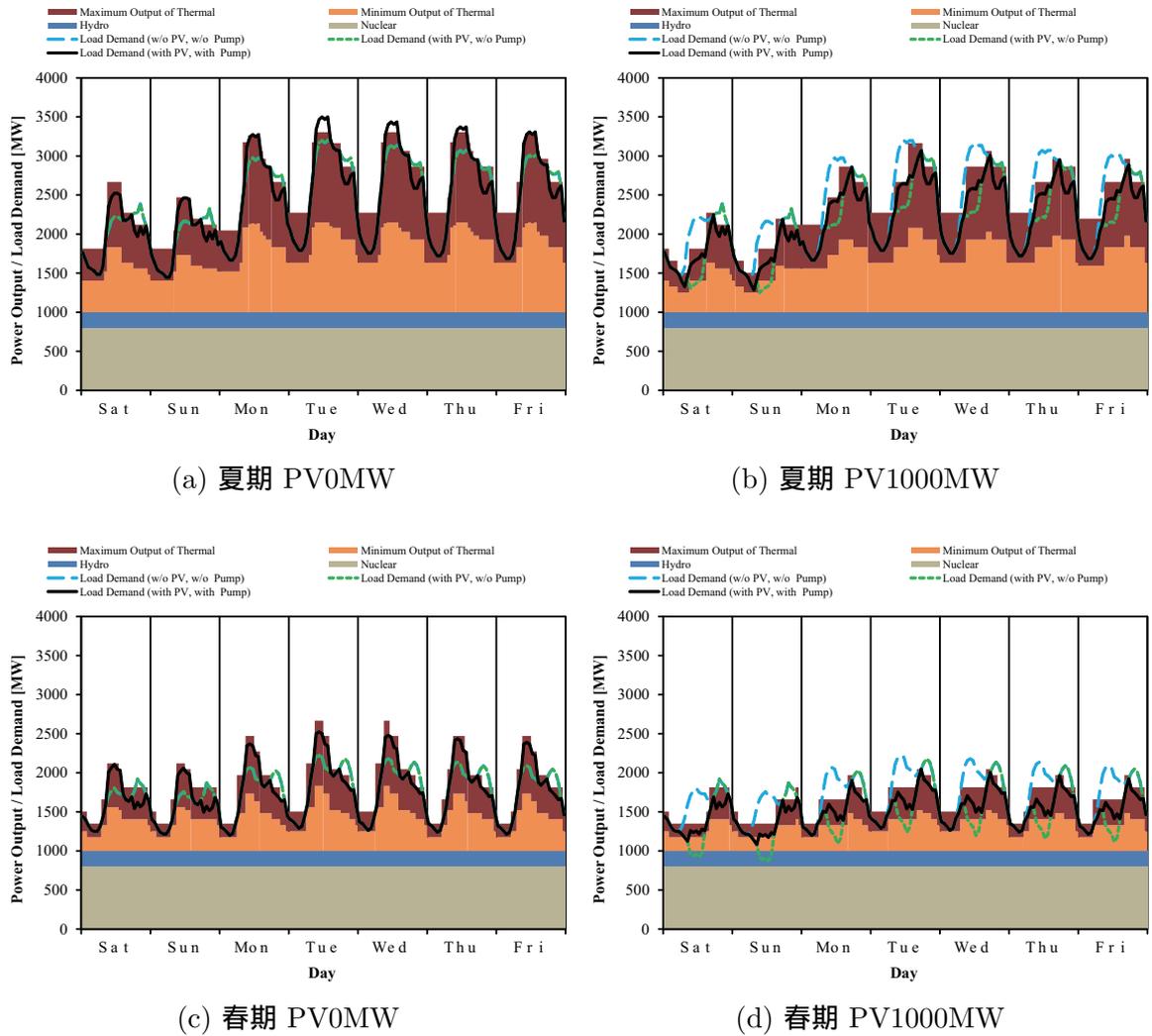


図 4.12: 揚水発電所運用計画における週間発電計画 (固定パターン B)

固定パターン B においては、昼間時に揚水運転を行う計画であるため、図 4.12 (a) の夏期 PV0MW 時点では、火曜日～木曜日の昼間において揚水動力と負荷電力需要の和が全発電機の最大出力を上回ってしまい、揚水運転が不可能となってしまう。図 4.12 (b) の PV 導入 1000MW 時点においては、PV が出力する昼間に揚水運転を行い、夜間に発電することで負荷平準化ができています。また図 4.12 (d) の春期 PV 導入 1000MW においては、昼間揚水運転を行う事によって、余剰電力の解消ができています。しかしながら、上池貯水量の制約から揚水開始時間を 9 時からとしたため、土曜日および日曜日の午前 8 時時点で若干の余剰が生じてしまう。

固定の運用計画に対する LOLP

各固定の運用計画における LOLP を図 4.13 ~ 4.14 に示す。

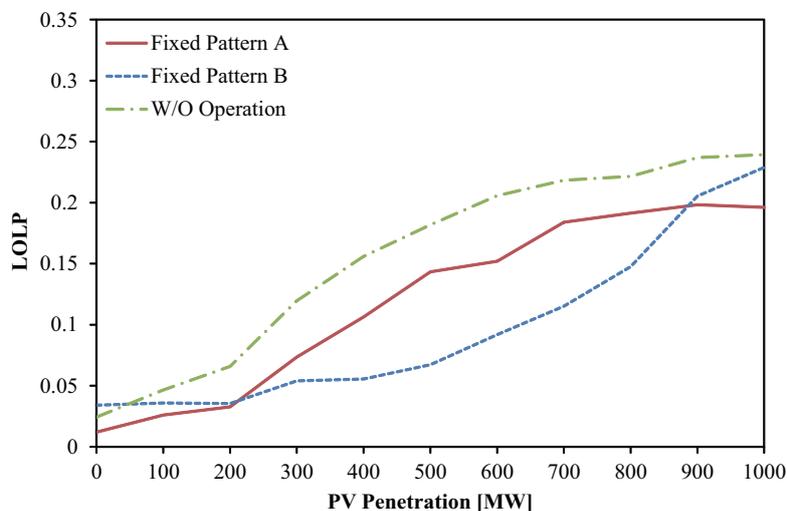


図 4.13: 各固定運用計画における LOLP 【夏期】

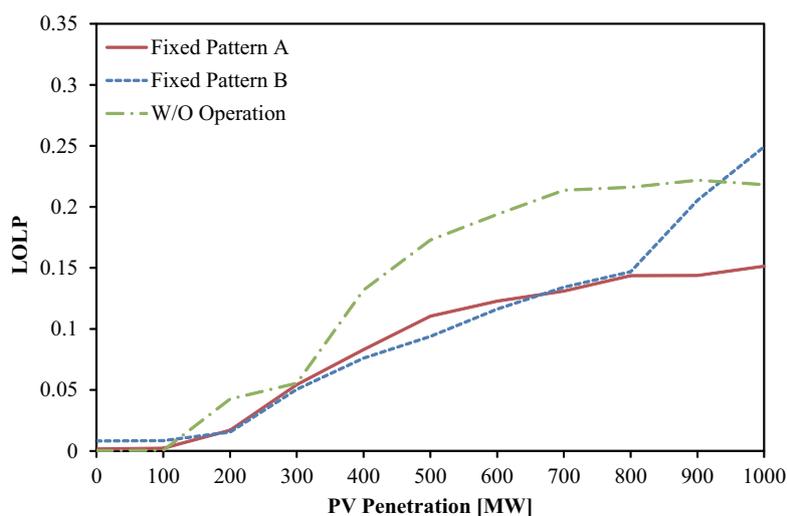


図 4.14: 各固定運用計画における LOLP 【春期】

図 4.13 の夏期においては、まず PV 導入量 0MW 時点では、昼間発電を行う固定パターン A が LOLP が最小となった。しかしながら、PV 導入量が増加していくと、固定パターン B の方が LOLP が良くなる。PV 導入量 1000MW になると再び固定パターン A が最小となった。運用計画無しの場合は PV 導入量 100MW 以降で LOLP が最も大きい。図 4.14 の春期においては、PV 導入量 0MW 時点では、運用無し若しくは固定パターン A が LOLP 最小である。固定パターン B はこれらよりも若干 LOLP が大きい。PV 導入量が増えていくと 300MW ~ 600MW 導入時点においては固定パターン B の方が LOLP が小さいが、PV 導入量 800 ~ 1000MW になると急激に LOLP が増大する。運用計画無しの場合は春期と同様に、PV 導入量 100MW 以降で LOLP が最も大きい。

各時間断面毎の支障発生の様子

前節における結果を考察するために、各運用計画における実際に揚水発電所がどの様に運用されたかを表すモンテカルロシミュレーションの全通りの揚水発電所運用実績と、各時間断面毎の支障発生の様子を図 4.15 ~ 図 4.29 に示す。

運用計画なし

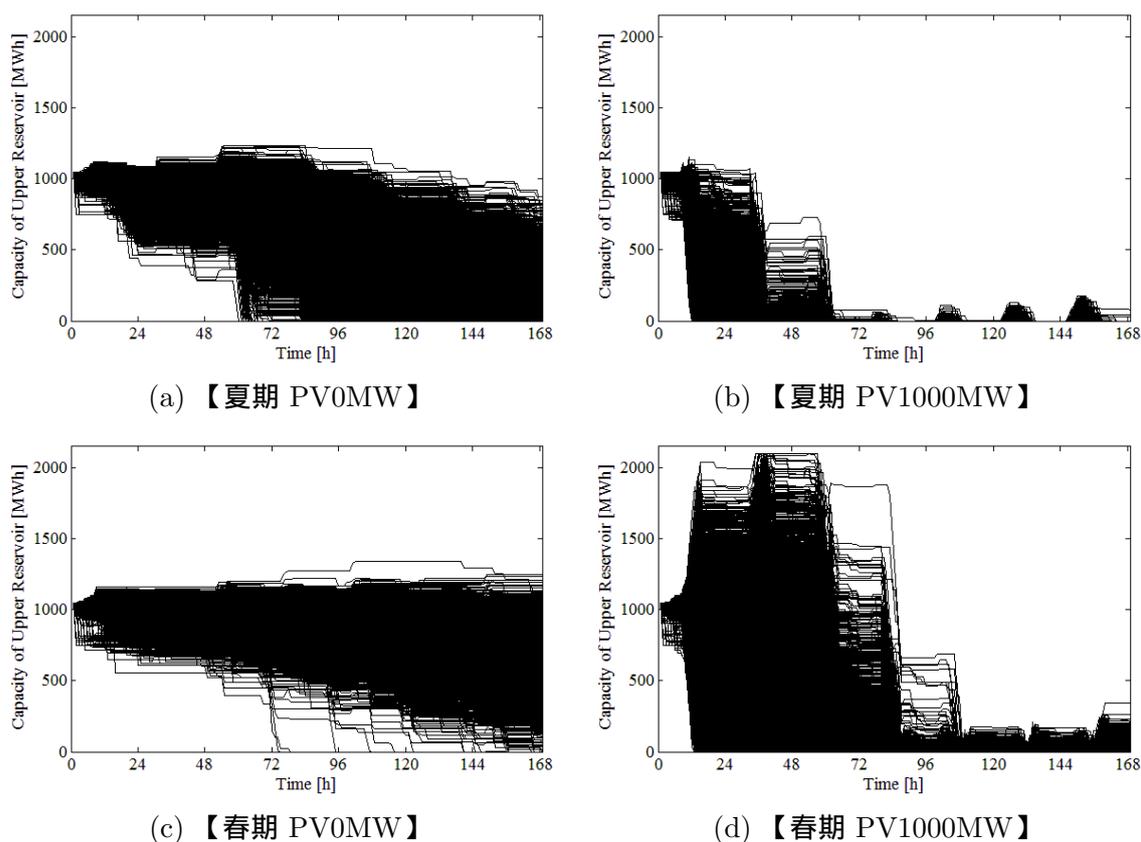


図 4.15: 揚水発電所運用実績 (運用計画なし)

図 4.15 (a) の夏期 PV0MW 導入時には、主に平日昼間に供給不足が発生する確率が高く、その様な場合には揚水発電所は緊急制御として発電を行う。そのため、特に月曜日昼間において顕著に貯水量の分布が少なくなっている。そうすると週の終わりにかけて徐々に貯水量が減って行くため揚水発電所の発電余力がなくなっていく。そのため図 4.16 (a) の供給不足発生率は週の終わりになるにつれて増加していく。図 4.15 (b) の夏期 PV1000MW 導入時には、PV の出力減少に対応するため、揚水発電所貯水量は大きく減少し、平日に入る前に殆どのケースで貯水量が空に近くなってしまふ。そうするとそれ以降は緊急発電を行う事ができなくなってしまふため、図 4.17 (a) の供給不足発生率は非常に高くなる。図 4.15 (c) の春期 PV0MW 導入時には、供給不足が殆ど発生せず、揚水発電所貯水量は穏やかに変化していく。図 4.15 (d) の春期 PV1000MW 導入時には、まず土曜日・日曜日において、PV の出力によって供給不足及び余剰電力の両方が生じる恐れがあるため、揚

水発電所貯水量は0MWh 付近から、満水の2100MWh まで幅広い分布を見せている。平日に入ると不足発生率が高くなるため、貯水量が減少し、供給不足発生が増加する。

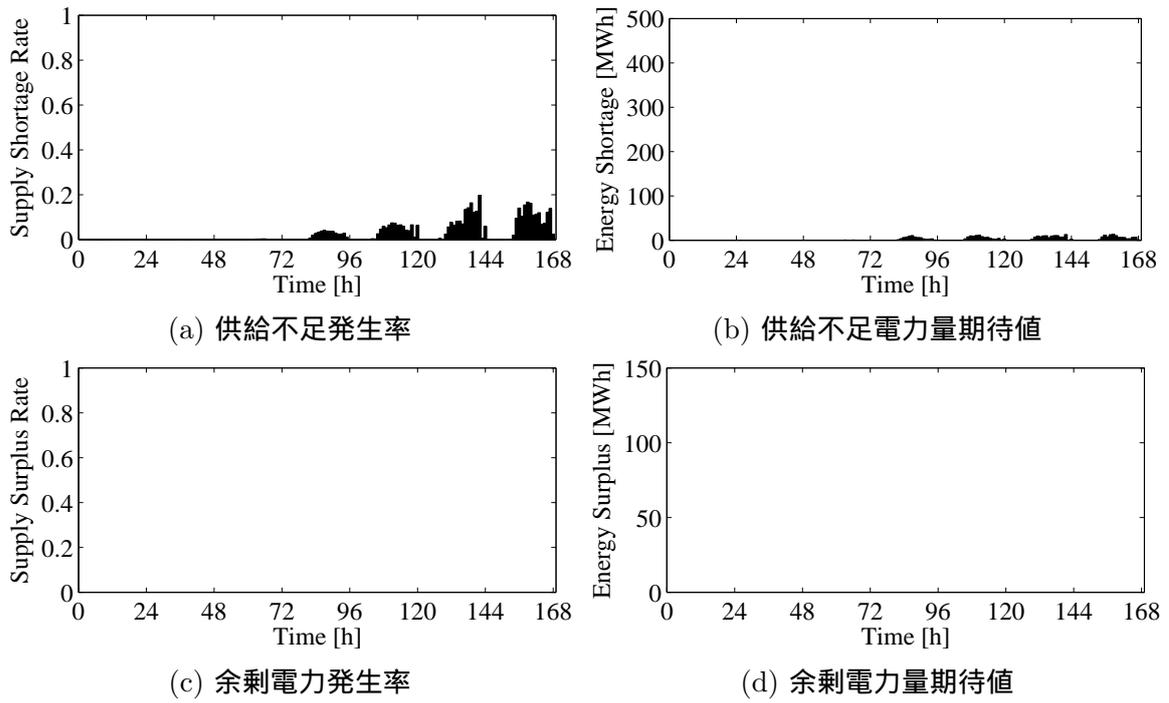


図 4.16: 各時間断面毎の支障発生の様子 (運用計画なし)【夏期 PV0MW】

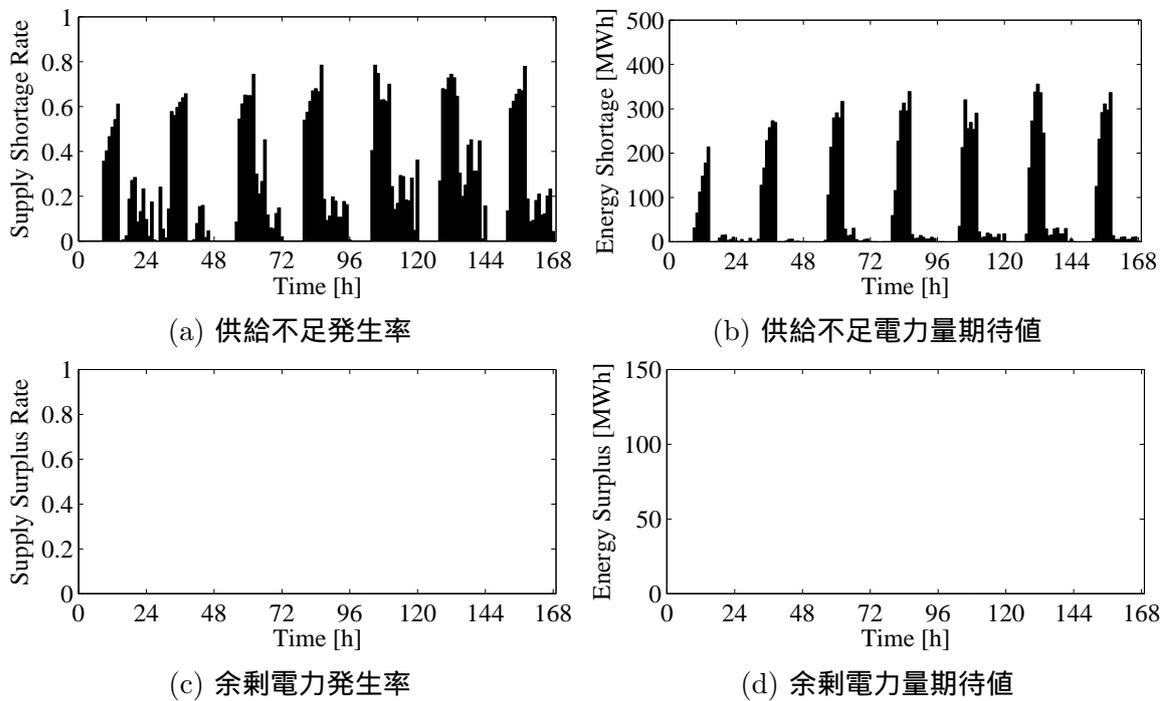
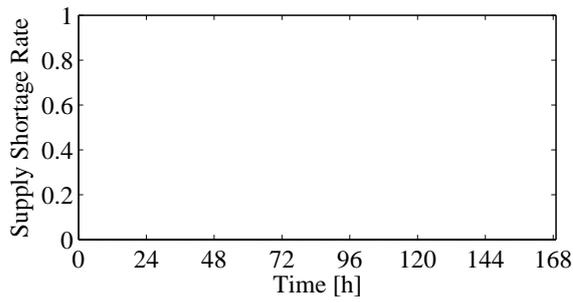
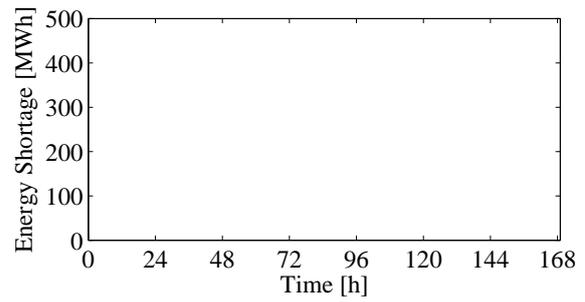


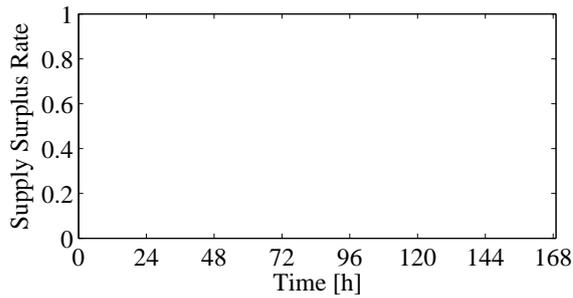
図 4.17: 各時間断面毎の支障発生の様子 (運用計画なし)【夏期 PV1000MW】



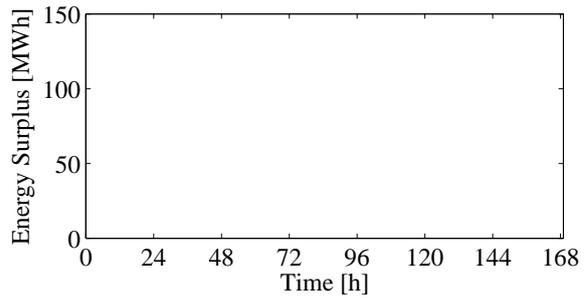
(a) 供給不足発生率



(b) 供給不足電力量期待値

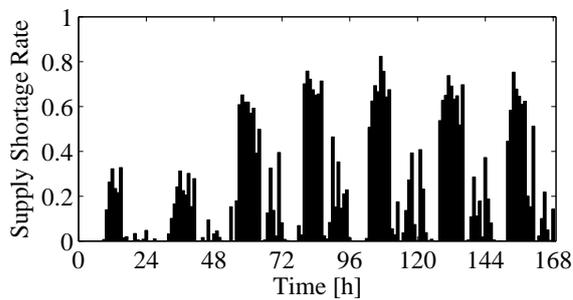


(c) 余剰電力発生率

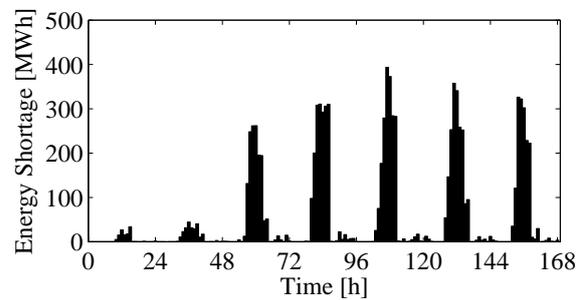


(d) 余剰電力量期待値

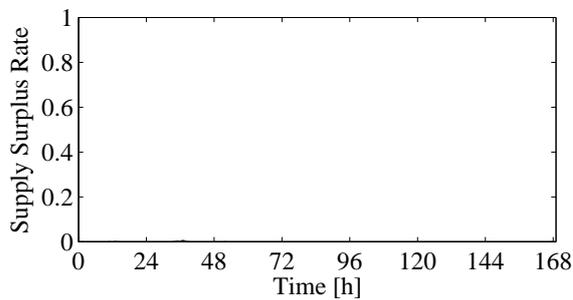
図 4.18: 各時間断面毎の支障発生の様子 (運用計画なし)【春期 PV0MW】



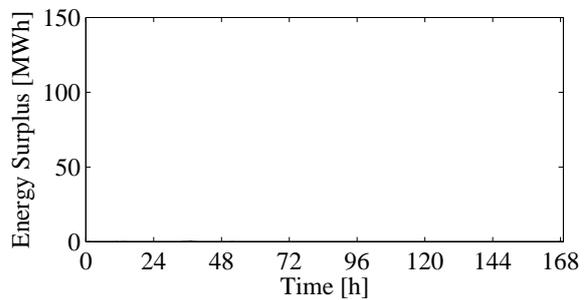
(a) 供給不足発生率



(b) 供給不足電力量期待値



(c) 余剰電力発生率



(d) 余剰電力量期待値

図 4.19: 各時間断面毎の支障発生の様子 (運用計画なし)【春期 PV100MW】

固定パターン A

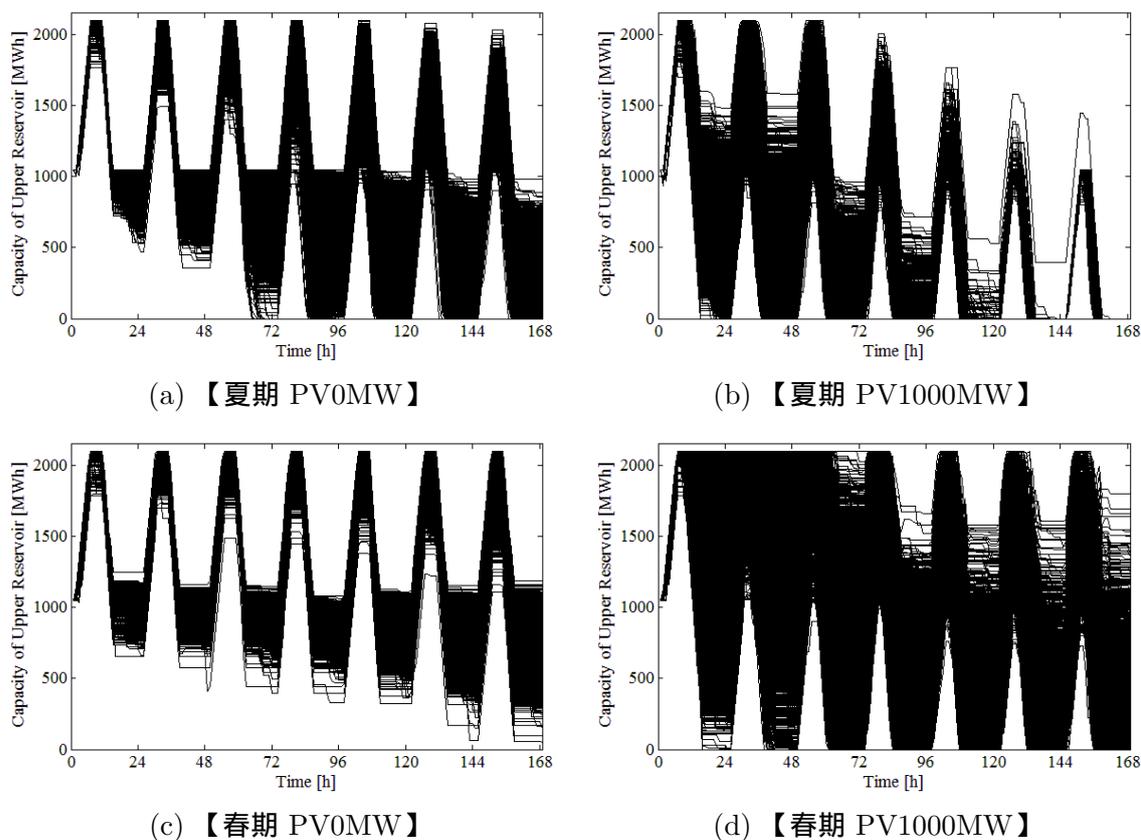


図 4.20: 揚水発電所運用実績 (固定パターン A)

昼間時に発電を行い、夜間に揚水運転を行う固定パターン A においては、図 4.20 (a) の夏期 PV 導入量 0MW 時点においては、パターン通りの貯水量となっている確率が比較的高い。図 4.20 (c) の春期 PV0MW についても同様である。一方、図 4.20 (b) の PV 導入量 1000MW になると、昼間の PV 出力低下の不確実性に対応するために徐々に貯水量が減少していく。図 4.22 (a) の供給不足発生率を見ると、昼間時に揚水発電所が発電を行うにも関わらず昼間時の不足発生率が高い。これは PV と揚水発電所が昼間に発電を行うと仮定して火力機計画を作成しているため、PV の出力が低下するとそれを補填する予備力が無くなるためである。図 4.20 (d) 春期の PV 導入量 1000MW となると、土曜日・日曜日で余剰電力が発生するために、計画で発電を行うとしていた昼間に、緊急制御によって発電が停止され、深夜に汲み上げた貯水量が満水に近いままになってしまい、余剰吸収に対する余力が無くなってしまい、図 4.24 (c) 余剰発生率が高くなる。

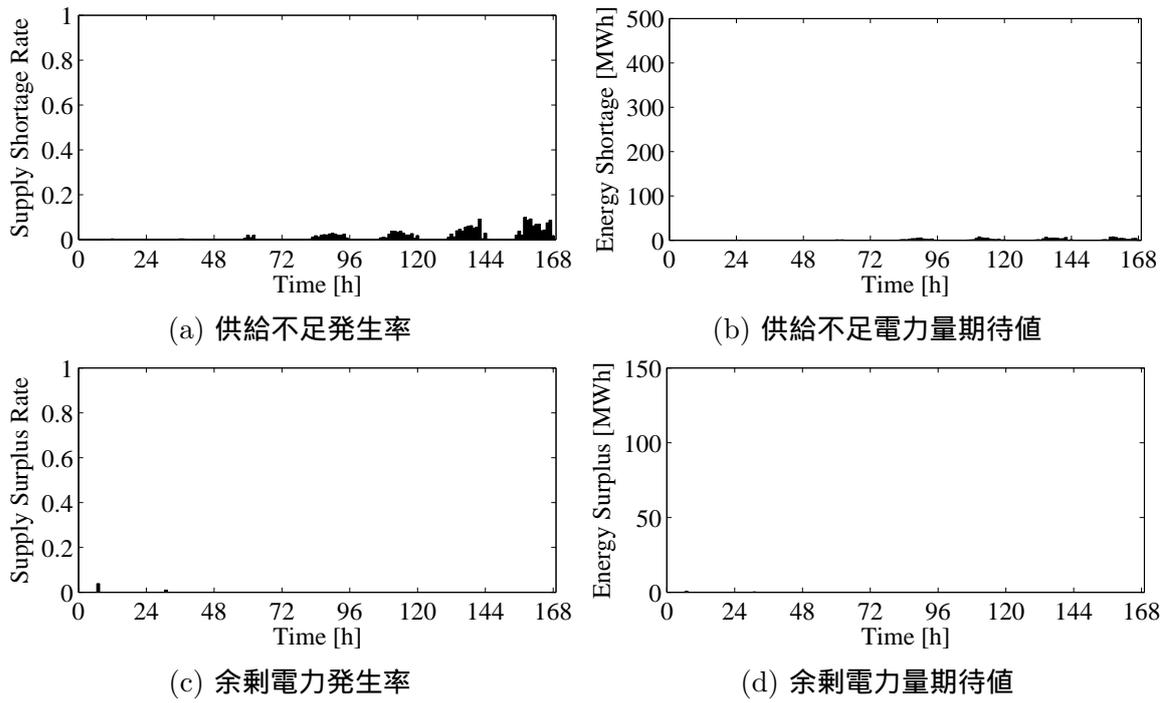


図 4.21: 各時間断面毎の支障発生の様子 (固定パターン A)【夏期 PV0MW】

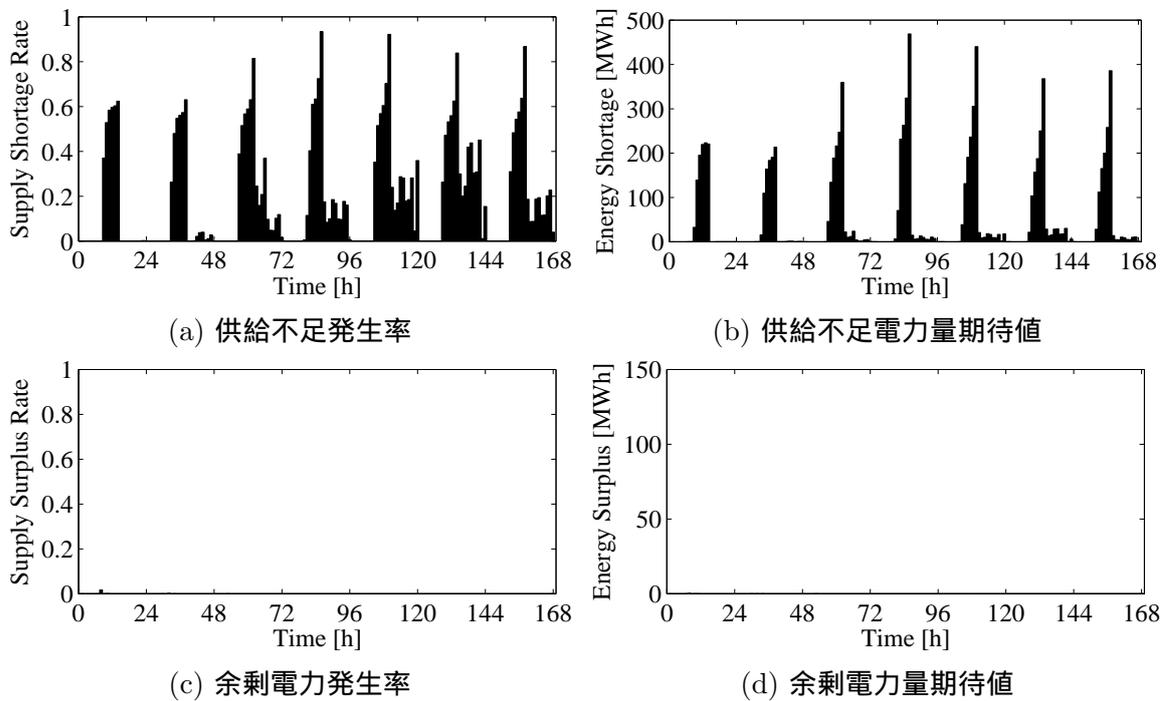


図 4.22: 各時間断面毎の支障発生の様子 (固定パターン A)【夏期 PV1000MW】

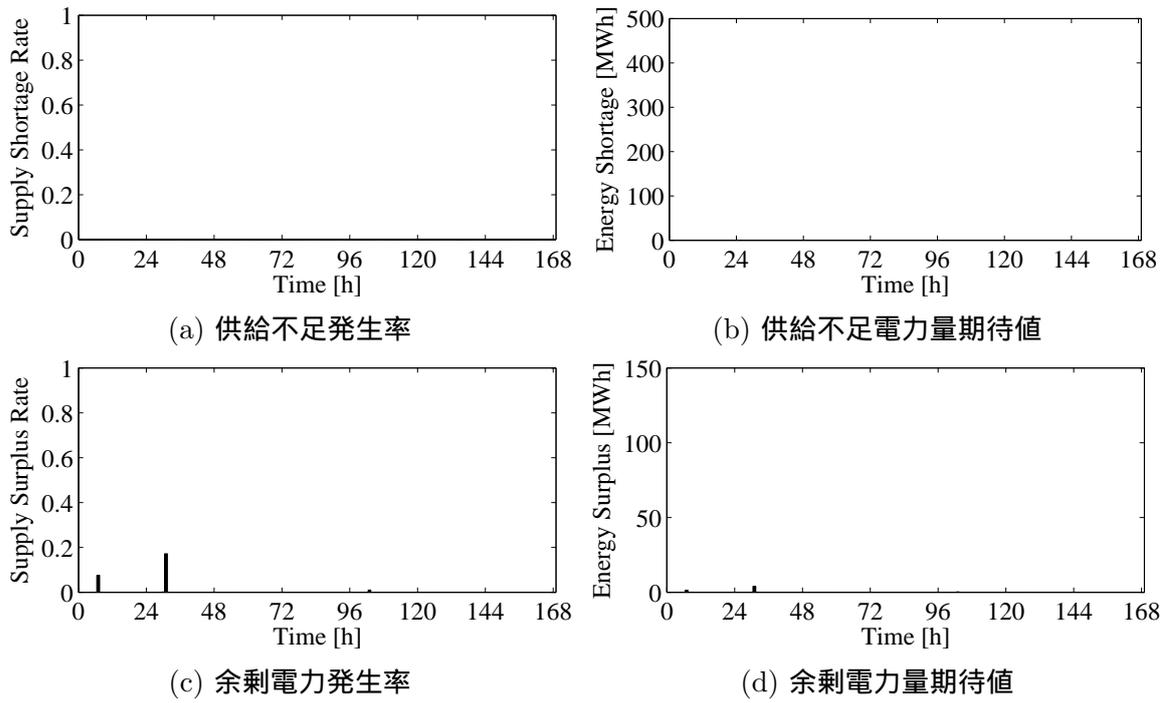


図 4.23: 各時間断面毎の支障発生の様子 (固定パターン A)【春期 PV0MW】

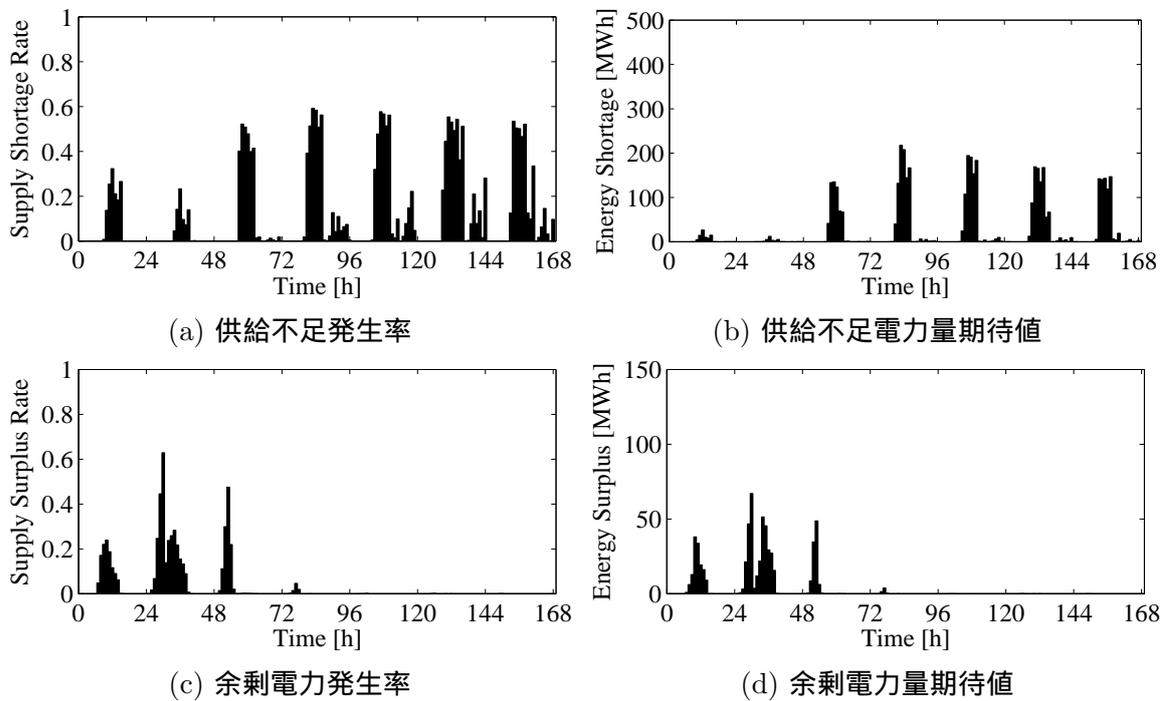


図 4.24: 各時間断面毎の支障発生の様子 (固定パターン A)【春期 PV1000MW】

固定パターン B

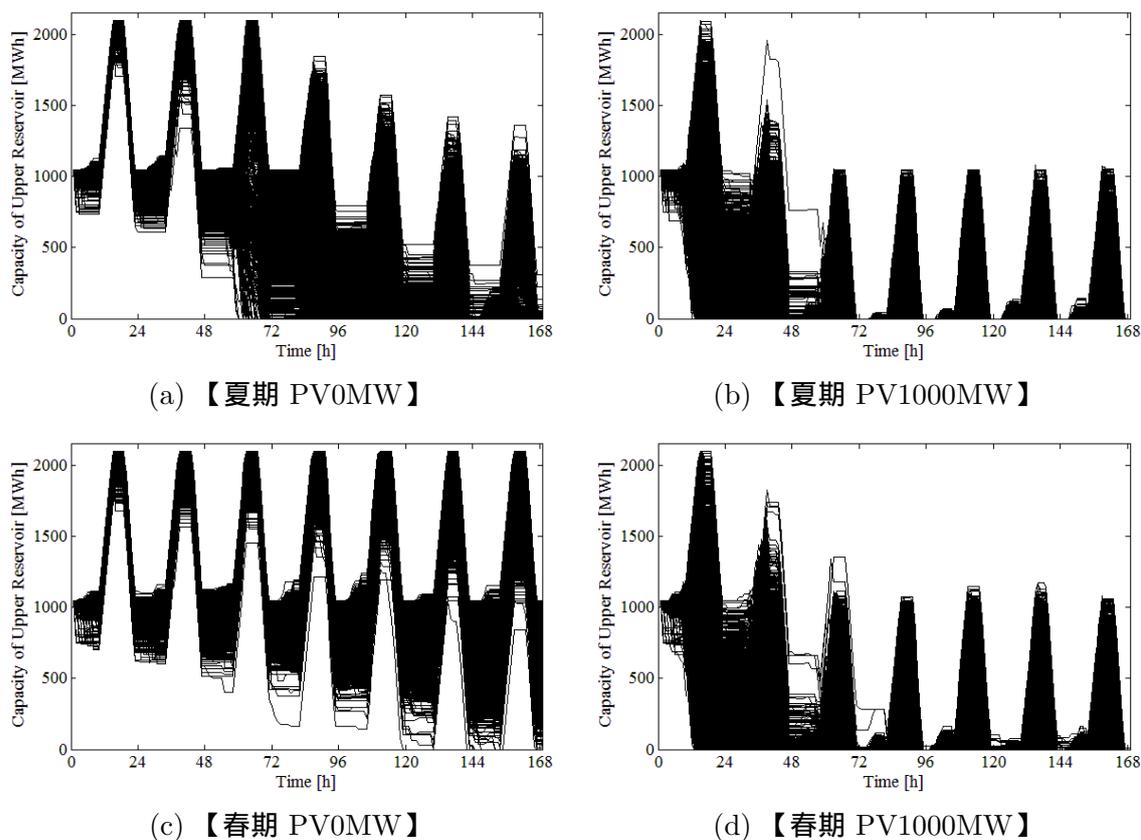


図 4.25: 揚水発電所運用実績 (固定パターン B)

昼間時に揚水運転を行う固定パターン B においては、図 4.25 (a) の夏期 PV 導入量 0MW 時点では、土曜日・日曜日にはパターン通りの運用が行われているが、平日になると昼間時に電力需要と揚水動力の和が全発電機の最大出力を上回ってしまうため、汲み上げが出来なくなる。そのため図 4.26 (a) の供給支障発生率が、本来揚水発電所が発電を行う予定だった夜間帯において高くなる。図 4.25 (b) の PV 導入量 1000MW 時点になると土曜日に貯水量分布が大きく広がるが、日曜日～月曜日の深夜の時点で貯水量はほぼ空になってしまう。これは昼間時に揚水運転を行うとしているため、PV の出力が低下した場合には揚水運転を停止し、それでも供給力不足の場合には、揚水発電所が緊急制御として発電を行うためである。そのため、PV 出力が低下すると昼間時においても貯水量不足から供給支障が発生し、本来発電を行う予定だった夜間帯においても貯水量不足から発電ができず、支障発生となってしまふ。春期になると PV 導入量 0MW 時点においても図 4.28 (a) の支障発生率が夜間において固定パターン A や運用計画無しよりも高くなる。PV 導入量 1000MW になると、昼間時の不足発生率は夏期よりも低くなるが、これは電力需要の小ささからくるものである。夜間の支障発生率は夏期同様に非常に高い。全部の条件に通じて言える事は、固定パターン B は余剰電力の発生がほとんど起きていないことである。すなわち昼間時に揚水運転を行う事が余剰電力解消に効果的であるが、供給不足に新たに対応しなくてはならないという事である。

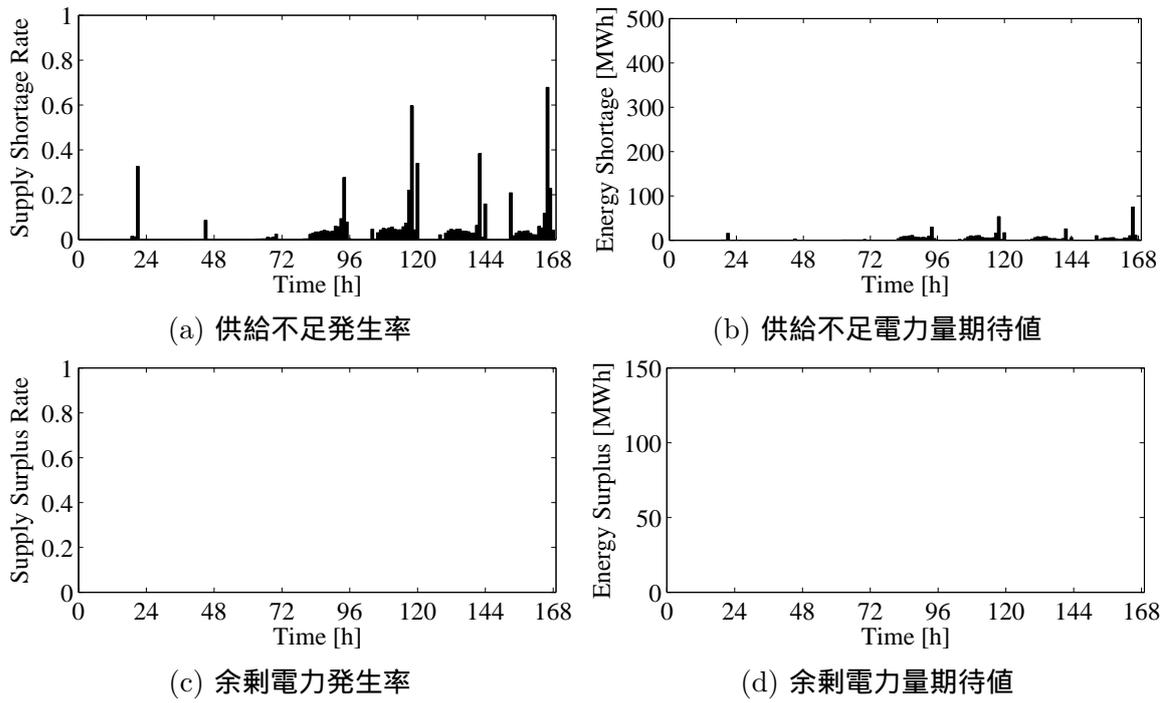


図 4.26: 各時間断面毎の支障発生の様子 (固定パターン B)【夏期 PV0MW】

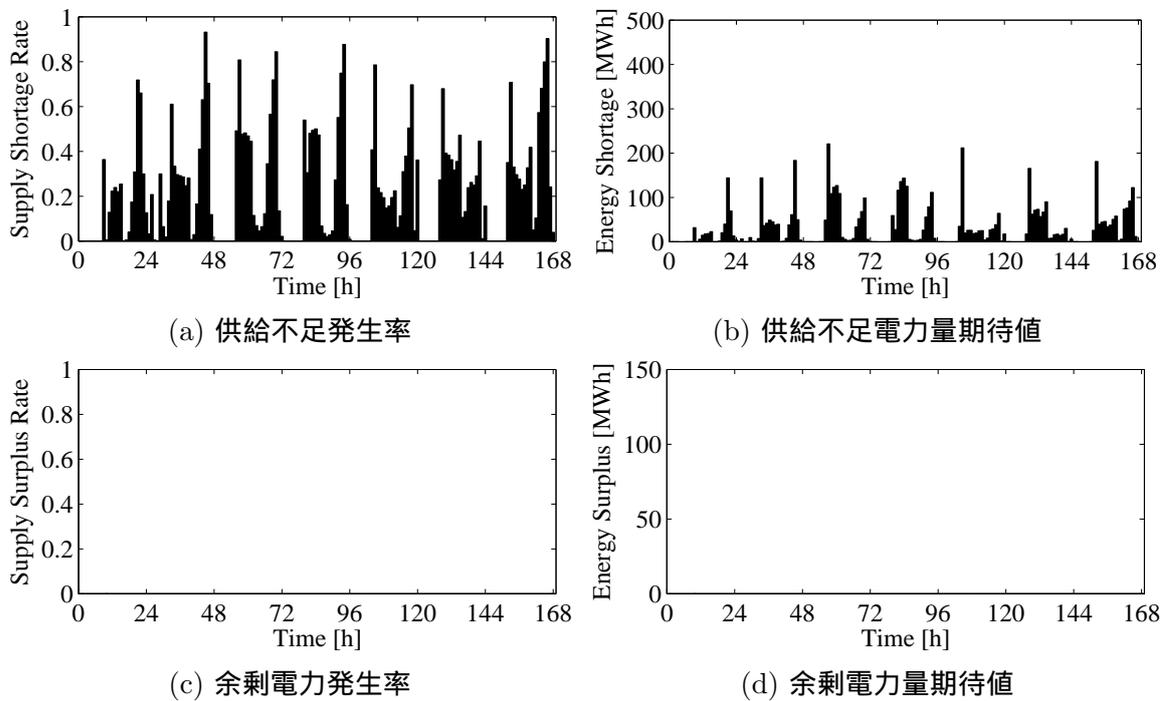


図 4.27: 各時間断面毎の支障発生の様子 (固定パターン B)【夏期 PV1000MW】

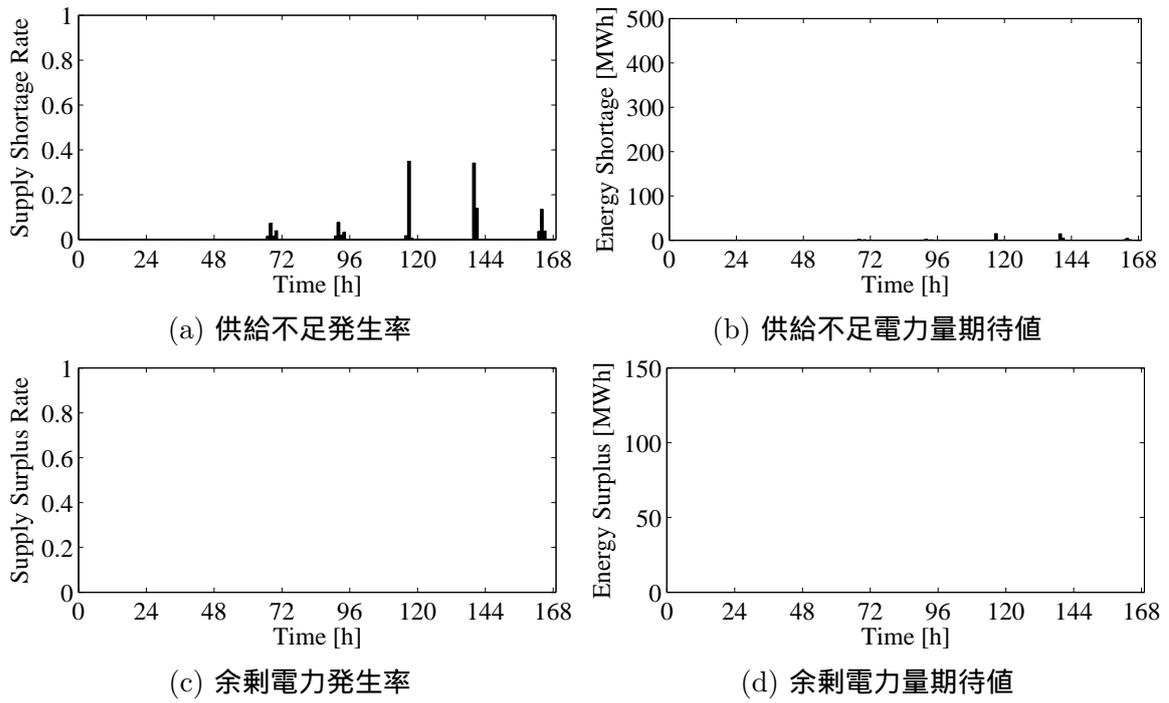


図 4.28: 各時間断面毎の支障発生の様子 (固定パターン B)【春期 PV0MW】

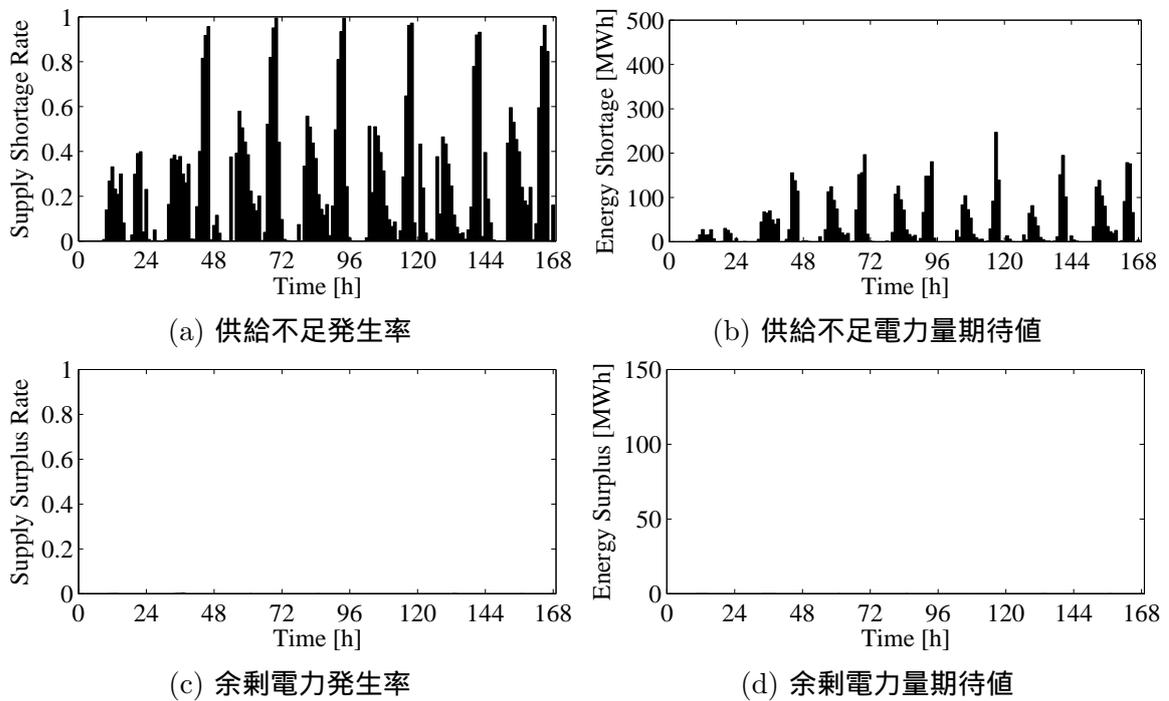


図 4.29: 各時間断面毎の支障発生の様子 (固定パターン B)【春期 PV100MW】

4.3 各固定運用計画における週間燃料費

各固定運用計画の発電計画作成時点における週間燃料費を季節毎に図 4.30 ~ 4.31 に示す。

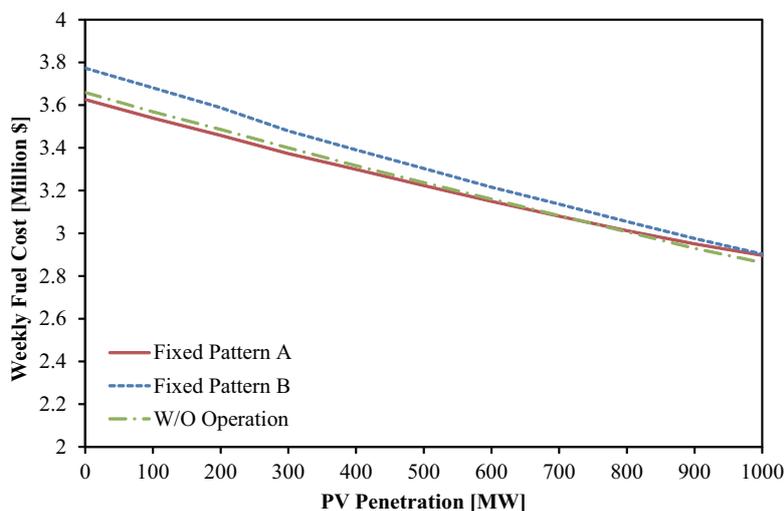


図 4.30: 各固定運用計画における PV 導入量と週間燃料費【夏期】

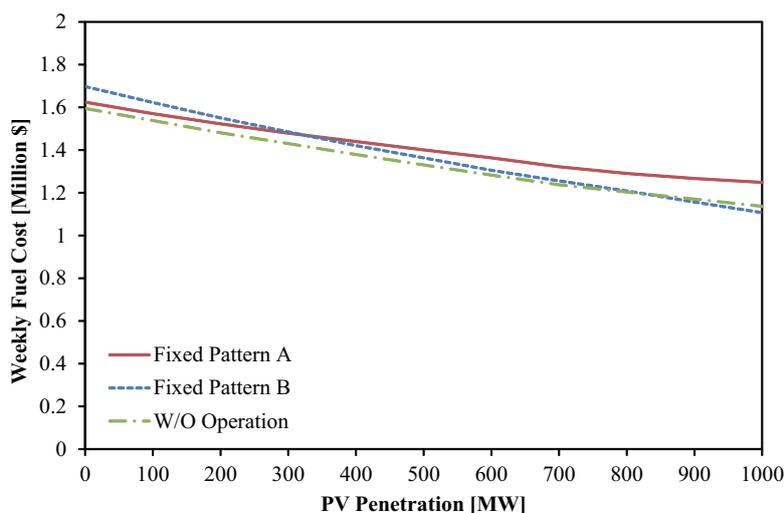


図 4.31: 各固定運用計画における PV 導入量と週間燃料費【春期】

図 4.30 の夏期において、PV 導入量 0MW では固定パターン A が一番燃料費が低く、負荷平準化の効果が表れている。昼間時に揚水運転を行う固定パターン B については運用計画無しの場合よりも大幅に燃料費が増大している。一方 PV 導入量が増加してくると固定パターン A と B の差は徐々に縮まり、代わりに運用計画無しの方が燃料費が低くなる。これは、PV 導入によって電力需要の高低差が小さくなるためである。図 4.31 の春期になると、PV 導入量 0MW では運用計画無しが一番燃料費が低い。PV 導入量が増加してくると固定パターン B の方が燃料費が低くなる。これは昼間の PV との差し引き需要が小さくなり相対的に夕方以降との電力需要の高低差が大きくなるため、差し引き需要の小さい昼間に揚水を行い、夕方以降に発電を行う事によって負荷平準化効果があるためである。

4.4 計画時点での燃料費と燃料費の実績値

前節で示した週間燃料費は発電計画作成時点における、PV が理想的に出力をするという仮定に基づいた週間燃料費である。しかしながらモンテカルロシミュレーションを行うと、PV 出力低下時には火力機の負荷配分が変動する。すると当然ながら実際の運用における週間燃料費は計画よりも増大する事になる。そのため不確実性を考慮した燃料費という概念を本論文では用い、その算出にはモンテカルロシミュレーション中に経済負荷配分を行いその試行回数にいて算出された週間燃料費の平均をとって不確実性を考慮した燃料費とする。ただし発電機の故障が発生した場合には、まず停電が起きたことに対する社会的コストと、他の発電機を起動するためのコスト、そしてそれらの発電機は燃料費が故障した発電機より高くなるため（優先順位が低い）その分の増分コストまで考慮に入れなければならない、一意に定めるのは困難である。そこで発電機故障が発生していない時間断面におけるコストのみを計算対象としている。週間燃料費の実績値を図 4.32～4.33 に示す。

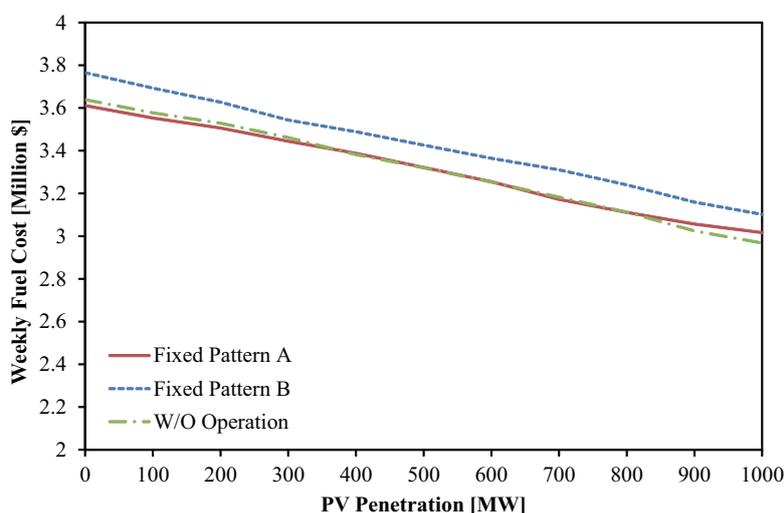


図 4.32: 各固定運用計画における PV 導入量と週間燃料費（実績値）【夏期】

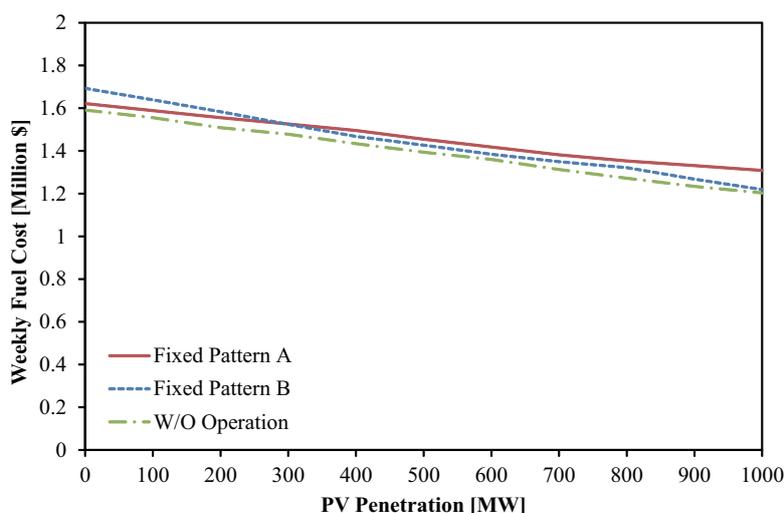


図 4.33: 各固定運用計画における PV 導入量と週間燃料費（実績値）【春期】

計画時点での燃料費と、燃料費の実績値を比較すると、夏期・春期ともにPV導入量が増加するに従って、PVによる燃料費の減少幅は小さくなる。不確実性を考慮した事で、PV出力低下時の発電計画時に対する燃料費の増加分が、この違いとなる。一方で、各運用計画毎の相対的な燃料費の関係には大きな差はない。

図4.30～4.33の週間燃料費と、図4.13～図4.14のLOLPの関係を比較すると、各季節・PV導入量においてLOLPが良好な運用計画と週間燃料費が小さくなる運用計画は異なっており、これらの関係は相反する事が結果よりわかる。

4.5 モンテカルロシミュレーションにおける試行回数

モンテカルロシミュレーションの試行回数は結果に大きな影響を与えるため、必要繰り返し回数を適切に定める必要がある。試行回数が多ければ多いほど精度よく LOLP を求めることが出来るが、試行回数が多すぎると計算時間が増大し、計算機のメモリがオーバーフローし計算不能になってしまう。ここでは本章で扱う種々の揚水発電所運用計画及び、系統から揚水発電所を除いたベースケースに対して、夏期及び春期の PV 導入量 0MW 及び 1000MW のそれぞれにおいて、LOLP の収束の様子を示す。

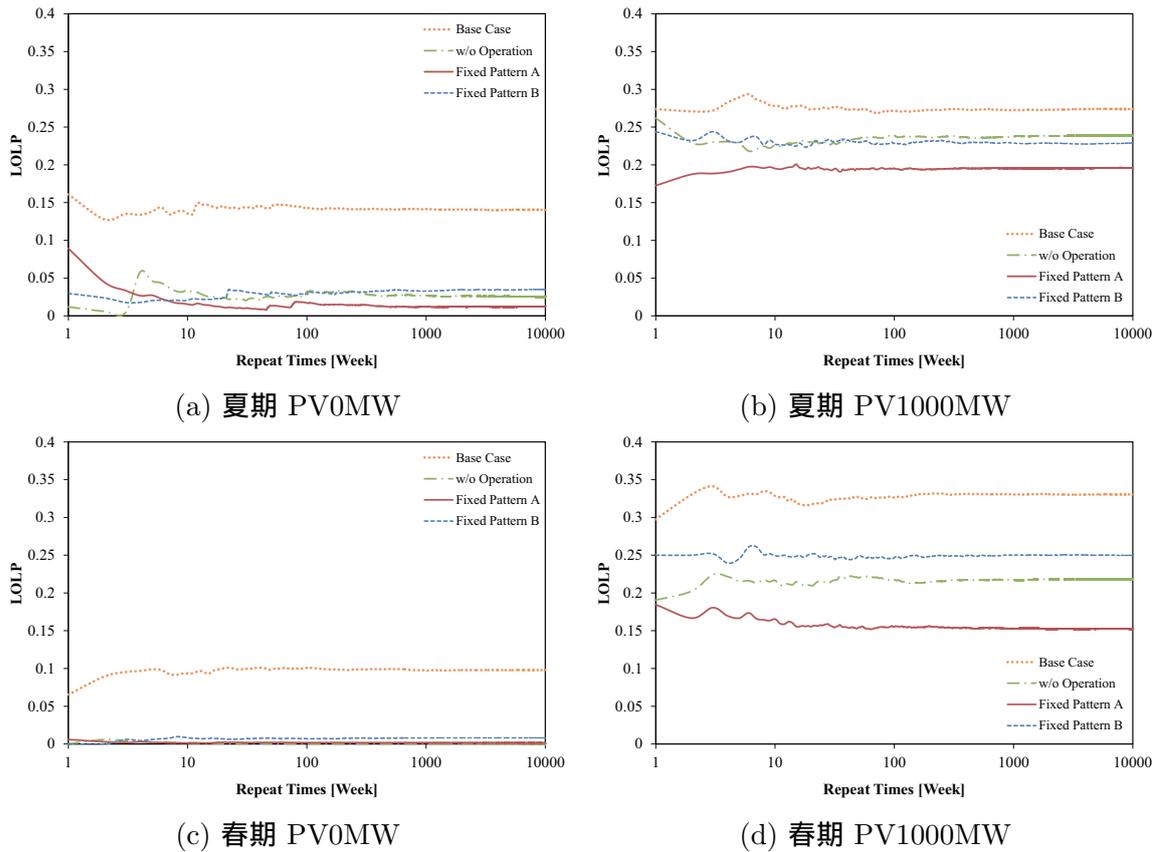


図 4.34: 試行回数と LOLP 収束の様子

図 4.34 より、LOLP はおおむね 2000 回程度で収束している。しかしながら、LOLP の他、EENS や揚水発電所運用実績等のデータを取得することを考え、本論文におけるモンテカルロシミュレーションの試行回数は 10000 回とした。

4.6 まとめ

本章では、前節で提案した供給信頼度評価モデルを用い、予め決定しておいた揚水発電所運用計画を与えてその供給信頼度と週間燃料費評価を行った。その結果各季節及び各PV導入量毎に、最適な揚水発電所運用計画は大きく異なることが判明した。また、同時に供給信頼度の向上と週間燃料費の削減は相反する要素であることもシミュレーション結果より判明した。

次節においては相反するこれらの要素に対して、パレート解の概念を導入し多目的最適化問題としての最適揚水発電所運用計画について述べる。

第5章 最適揚水発電所運用計画

本節では、供給信頼度の確保と燃料費の削減の双方を考慮した最適な揚水発電所運用計画の作成手法について検討を行う。揚水発電所を用いて不確実性への対応と経済性の向上の双方を満たすには、相反する目的の最適化という多目的最適化問題となる。

5.1 多目的最適化問題とは

前節において揚水発電所を用いた種々の運用計画に対して、供給信頼度を向上させるにはその分燃料費が増大することが判明した。すなわち、揚水発電所を用いて供給信頼度を向上させることと、燃料費を削減することは相反する事象である。このような相反する問題の最適解は一意に定まらず、単一の目的関数のみで最適化するのは困難である。このような問題の事を多目的最適化問題と呼ぶ。多目的最適化問題において全ての目的関数の評価値が最良であるような最適解を求めることはできない。そのため、多目的最適化ではパレート最適解という概念を導入し、競合関係にある目的関数の関係を求める。

パレート最適解

パレート最適解とは、ある目的関数の値を良好な方向に探索するためには、少なくとも1つの他の目的関数の評価値を悪化させなければならない解の集合である。

一般に n 個の決定変数を有する、 k 個の互いに競合する目的関数を持つ多目的最適化問題は、 m 個の制約条件のもと以下のように定式化できる。

Minimize:

$$f_i(x_1, x_2, \dots, x_n) \quad (i = 1, 2, \dots, k) \quad (5.1)$$

Subject to:

$$g_j(x_1, x_2, \dots, x_n) \leq 0 \quad (j = 1, 2, \dots, m) \quad (5.2)$$

多目的最適化問題では、全ての目的関数 $f_i(x)$ を同時に最小化することはできない。これは、目的関数の間にトレードオフの関係が存在するためである。前述の通り、多目的最適化問題において全目的において最良の解は存在しないことを意味してる。パレート最適解は、多目的最適化問題における解の優劣関係により定義される。多目的最適化問題における解の優劣関係の定義を以下に示す。

$x^1, x^2 \in \vartheta(x = (x_1, x_2, \dots, x_n))$ とするとき、解の優越関係は、全目的が目的関数の最小化であるとする、

a) $f_i(x^1) \leq f_i(x^2) (\forall i = 1, \dots, k)$ のとき、 x^1 は x^2 に優越するという。

b) $f_i(x^1) < f_i(x^2) (\forall i = 1, \dots, k)$ のとき、 x^1 は x^2 に強く優越するという。

もし、 x^1 が x^2 に優越しているならば、 x^1 の方が x^2 より良好な解であると言える。多目的最適化問題では、このような他のどの解にも優越されていないような解の探索を行う。

次に、この優越関係に基づく、パレート最適解の定義について以下に示す。

$x^0 \in \vartheta$ のとき、

a) x^0 に強く優越する $x \in \vartheta$ が存在しないとき、 x^0 を弱パレート最適解という。

b) x^0 に優越する $x \in \vartheta$ が存在しないとき、 x^0 をパレート最適解という。

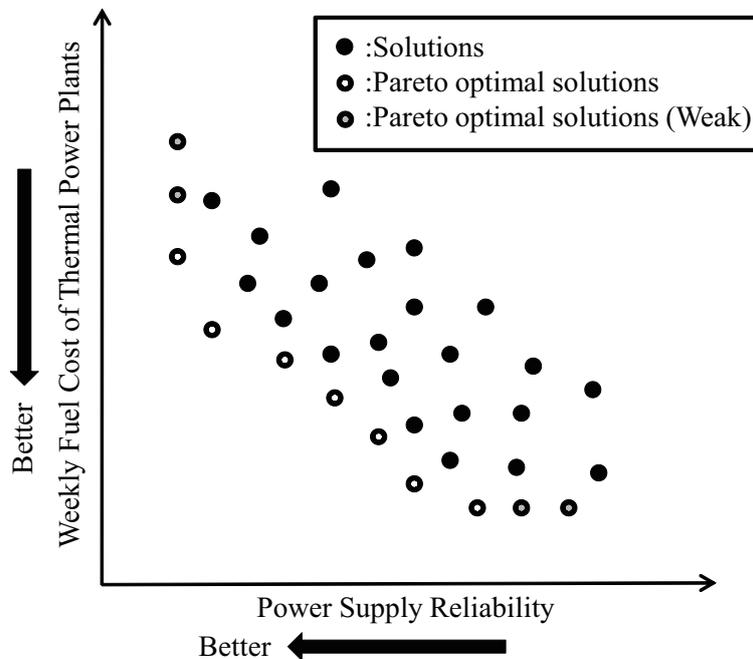


図 5.1: 本論文におけるパレート最適解の概念図

図 5.1 に本論文における 2 つの目的関数によるパレート最適解の概念を示す。図において白点がパレート最適解を表し、灰点が弱パレート最適解を示している。パレート最適解の集合が形成する面のことをパレート最適フロントと呼ぶ。多目的最適化問題では、このパレート最適解の求解を目的とする。

5.2 多目的最適化問題の解法

従来から行われてきた多目的最適化問題に対する解法は、複数の目的関数を任意の重み付け係数を用いて単一の目的関数に集約する重み付けパラメータ法や、1 つの目的関

数以外を、制約条件とする制約法などが知られている [17]。しかしながら、これらの手法は無数にあるパレート解集合の中からある 1 つの解しか求めることができず、何らかの形で各目的関数の優先度を定義する必要がある。

これに対して、進化的計算を応用した多目的最適化が近年注目を浴びている。これまでに進化的計算として様々なアルゴリズムが提案・研究されてきたが、特に遺伝的アルゴリズム (Genetic Algorithm: GA) を多目的最適化問題に適用した多目的 GA は最も数多く研究されている。

5.3 遺伝的アルゴリズム (GA)

遺伝的アルゴリズム (Genetic Algorithm: GA) は生物が環境に適合して進化していく過程を計算機プログラムによって模倣した最適化アルゴリズムである。GA は 1960 年代頃から Holland らによって提案され [18]、計算機能力の進化と共に盛んに研究が行われるようになり、現在では工学的に多方面に応用されている。自然界における生物の進化過程では、ある世代における個体の集合の中で、より環境に適合した個体が高い確率で生き残り子孫を残す。

この自然のメカニズムを計算機プログラムでモデル化する。集合の中に個体に対して環境に適合しているかを評価する値を適合度と言う。適合度は最適化問題における目的関数と読み替えることができる。GA において、各個体は決定変数の値を標準化した染色体として文字列で表現する。そして個体の集団のことを母集団と呼ぶ。GA はこの母集団に対して選択 (Selection)、交叉 (Crossover)、突然変異 (Mutation) などの遺伝的操作を繰り返すことによって解探索を行う。この一連の遺伝的操作の繰り返しを世代と呼び、探索が終了するまでに繰り返す世代を世代数と呼ぶ。図 5.2 に GA の概念図を示す。

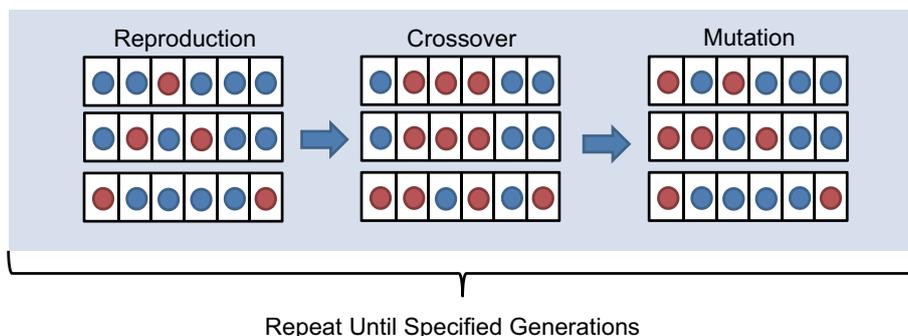


図 5.2: GA の概念図

5.3.1 GA の計算手順

GA の計算フローチャートを図 5.3 に示し、それぞれの操作について簡単に説明する .

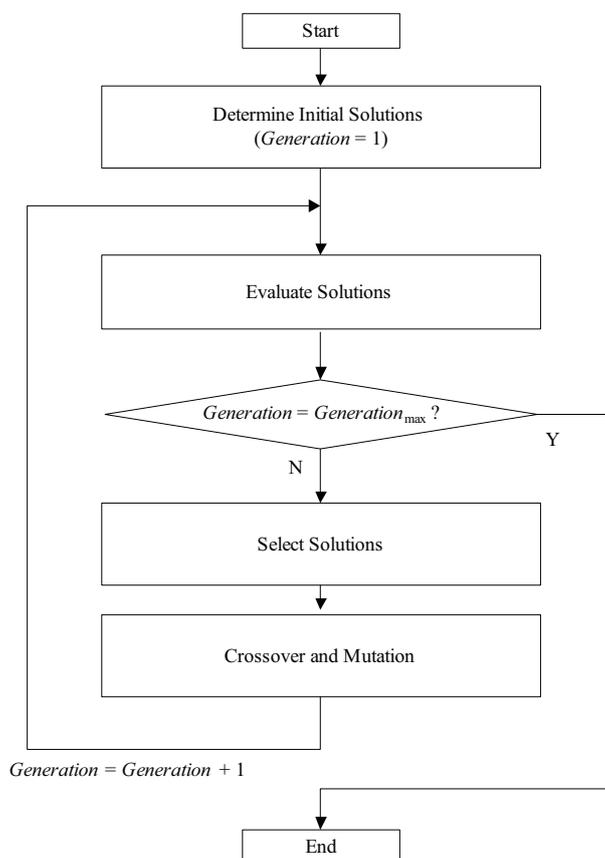


図 5.3: GA のフローチャート

Step1 : 初期解の集団生成

初期解の生成は、あらかじめ設定された集団の数だけランダムに個体を生成する。ここで生成した個体の集団を初期解の集団と呼ぶ。

Step2 : 解の評価

この操作は、各個体の持つ染色体をデコードして個体の評価値 (Evaluation Value) を求めるものである。この評価値をもとに個体の適合度を決定する。適合度は、個体とその環境にどの程度適合しているかを表す値であり、次世代への生き残りやすさを定量的に示している。そのため、適合度は選択操作の時に用いられる。適合度値が高いほど個体はその環境に適合していると見なす。すなわち最適解に近いということである。

Step3 : 選択

この操作は、生物の適者生存を模倣したものである。この操作では、まず各個体の適合度値から次世代への生き残りやすさを求め、これに基づいて次世代の母集団を形成する。

Step4 : 交叉

この操作は、生物の生殖を模倣したものである。この操作により、個体間で染色体情報が交換される。適合度が大きい個体の一部分同士が交叉すればより最適解に近い個体が得られる可能性が高くなる。個体集団のうち何割の個体が交叉するかを交叉率 (Crossover Rate) と呼ばれるパラメータによって定める。

Step5 : 突然変異

突然変異とは、染色体上の遺伝子を別の遺伝子に置き換える操作のことであり、自然界における DNA 複写の際に起こる異常にあたる。各染色体に対して何割の確率で突然変異が起きるのかを突然変異率 (Mutation Rate) と呼ばれるパラメータによって定める。

Step6 : 終了判定

あらかじめ、決められた終了条件を満たしていれば終了する。本論文においては終了判定は決められた世代数に達したら終了することとした。

5.4 GA による最適揚水発電所運用計画作成手法

5.4.1 運用計画の標本化

前述の通り、GA においては染色体の中の遺伝子に解を標本化する。本論文において解とは揚水発電所運用計画に他ならない。そこで、図 5.4 に示す様に、各時間断面における揚水発電所の出力を、発電運転の出力を 100%、75%、50%、25% の 4 段階とし、それに運転停止と揚水運転 (-100%) を加えた 6 段階に量子化した。これを 1 週間分並べて標本化した。

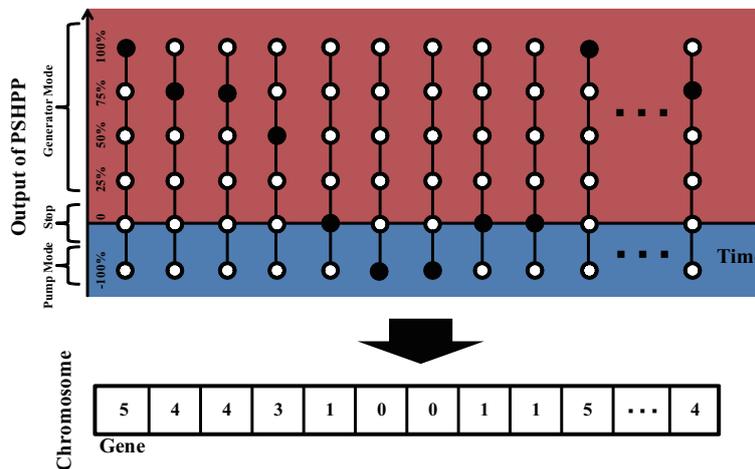


図 5.4: 運用計画の量子化

5.4.2 GA の多目的最適化問題への応用

GA の最適化は、単一の目的の最適化問題に対しては適合度がそのまま目的関数の値となるため、適合度が良い個体ほど目的関数の値が最良であると言える。しかしながら多目

的最適化問題に対しては、トレードオフの関係にある多数の目的関数に対して、一意に適合度を決定する手法が必要である。

本来、GA は1つの世代において多数の解を一度に評価するため、多目的最適化問題に対するパレート最適解の探索には適した手法であると言える。多目的GAでは、設計領域内に遺伝子を生成し、交叉により新たな遺伝子を発生させ何らかの方法で選択することにより、パレート最適解集合を探索する。GAの探索過程における、ある世代の集団の中で他のどの個体と比較しても優越されていない個体を、非劣解と呼び、非劣解の集合をパレート最適解へ近づけることが多目的GAの目的となる。GAを多目的最適化問題に対して適用する場合、この非劣解集合を適切に評価し次世代に残していくことが重要である。単一目的関数の最適化問題と異なり、その世代までに得られたパレート解全てが次世代へ残す解候補となるため、複数の評価値をもとに単一の適合度を求める必要がある。この点に関しては従来から種々の方法が提案・検討されてきているが、本論文においてはパレートのランキングに基づく方法 [19] を用いる。

パレート解のランキング手法

パレート解の評価にランキングの概念を導入し、一つの目的関数値に捉われずに、解評価を行う。ランキングの決定手法を以下に示す。

Step1 : 初期ランクの決定

現在のランクを $r = 1$ とする。ランク 1 はその世代までに得られたパレート最適解に対して割り当てられるランクの値である。

Step2 : 非劣個体の選択とランクの割り当て

全個体群 P の中から非劣個体を選択し、それらの個体のランクを r とする

Step3 : 非劣個体群の除去

Step2 で得られた非劣個体群を個体群 P から取り除き、現在のランクを $r = r + 1$ とする

Step4 : ランク付けの繰り返し

個体群 $P = \emptyset$ となり、全ての個体のランク付けが終了するまで Step2,3 を繰り返す。

上記手順によるランキングの例を図 5.5 に示す。パレート解中の非劣解であるパレート最適解に対してランク 1 が割り当てられ、以後順に 2、3、4 とランク付けされている様子がわかる。このランクを GA における適合度として扱う事で、次世代にパレート最適解に近い解を残すことができる。

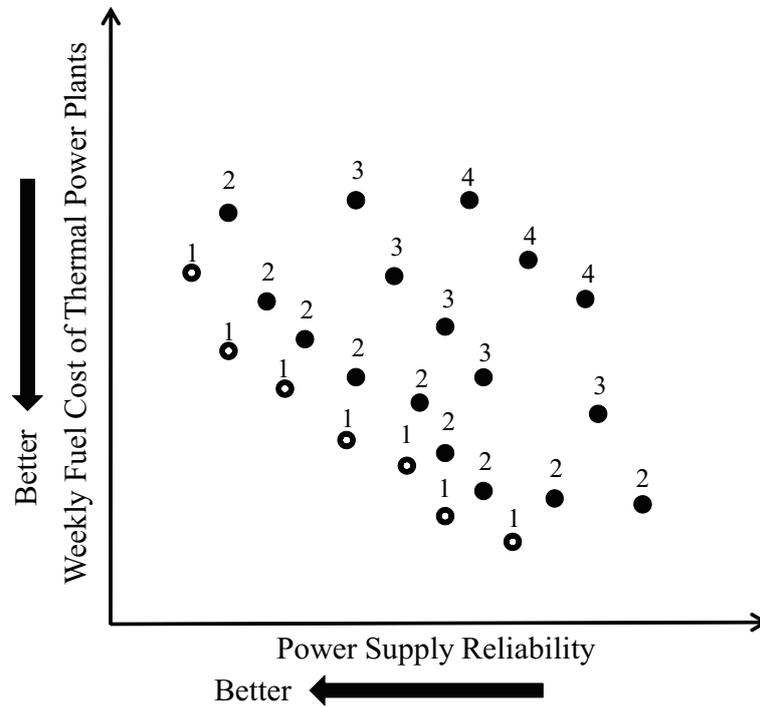


図 5.5: パレートランキングの概念図

子孫生成

次世代への子孫生成は、前節で述べたパレートランキングに基づいて選択を行う。

本論文ではルーレット選択を用いた。ルーレット選択とは、親世代の集団の中から適合度が高い順に並べる。親世代の集団数を g とし、その中から適合度が n 番目の個体が選ばれる確率 P_n を式 (5.3) で表されるように定める。

$$P_n = \frac{g - n + 1}{\sum_{k=1}^g k} \quad (5.3)$$

図 5.6 にルーレット選択の概念図を示す。

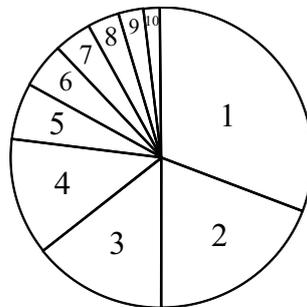


図 5.6: ルーレット選択の概念

ここでルーレット選択における適合度は、前節で用いたパレートランキングを用いる。パレートランキングを用いると同じ適合度の個体が多数存在することとなるが、本論文では簡単のため同じランクの個体はランダムに等しい確率で選択されるものとした。すなわち、ルーレット選択で決定するのは何番目のランクの解を選択するかという確率である。

パレート保存戦略

子孫生成の際に評価値が最良なものを無条件で次の世代に残す手法の事をエリート保存戦略という。多目的最適化におけるエリート保存戦略は、その時点で得られているパレート最適解を保存することになるので、パレート保存戦略と呼ばれることもある。単一目的のエリート保存戦略においては、エリート解は1つとなるため、子孫のうちの1個体をエリート解をそのまま保存すればよいが、パレート保存戦略においては1パレート解の個数が1世代の個体数を超えてしまう可能性がある。そこで、本論文ではパレート最適解を、その世代の遺伝子の集団とは別に保存する。前節に示した選択を行う際には、その時点で得られているパレート最適解の集合と、親世代の集合を合わせたものに対してランキングを行い、選択を行うものとした。

交叉

選択した親同士の遺伝子に対して交叉を実行し、多様な子世代の解を生成する。交叉手法には一点交叉や多点交叉、一様交叉等の手法があるが、本論文では一様交叉を用いた。一様交叉とは染色体の長さと同じ長さの2進数を一様乱数を用いて生成し、その2進数の値によってどちらの親の値を採るかを選択する。一様交叉は他の交叉手法に比べて偏りがなく子孫を生成できるという特徴を持つ [19]。

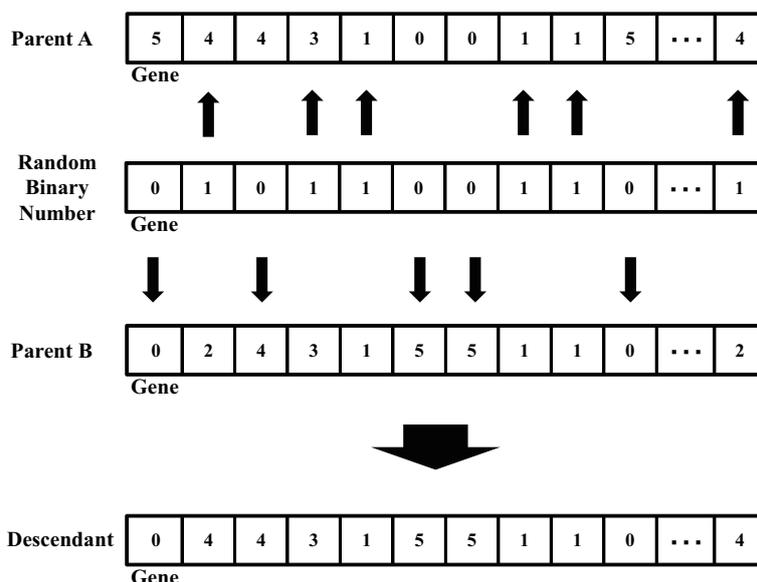


図 5.7: 一様交差

一様交叉の概念図を図 5.7 に示す。例えば 2 進数の値が 1 であれば、その時間断面の出力は親 A の値を採用し、0 であれば、親 B の値を採用する。この様にして子遺伝子を生成

するがここで貯水量制約を満たさなかった場合は、その遺伝子は致死遺伝子とし貯水量制約を満たすまで生成を繰り返す。

突然変異

この様に優秀な個体のみを交叉して得られた解は、局所解に陥りやすいので突然変異を行う。突然変異の手法として、次世代遺伝子生成時に突然変異率 μ で、運用計画をランダムに変更することで模擬をした。

世代の繰り返し

上記操作を繰り返し、子の遺伝子を親世代と同数生成し得られた各々の遺伝子に対して供給信頼度及び週間燃料費を評価し、パレート解を生成し、さらにその次の世代まで繰り返す。本論文においては、世代数 5000 まで計算を行った。

GA におけるパラメータを表 5.1 にまとめた。

表 5.1: GA のパラメータ

Repeat Generations C_{\max}	5000
No. of Genes at Each Generaion	64
Selection	Pareto Preservation Strategy Roulette Selection
Reproduction	Uniform Crossover Mutation
Mutation Rate m	0.05

5.5 GAによって得られたシミュレーション結果

GAにおける最適化を、夏期と春期のそれぞれPV導入量0MWと1000MWについて実行し、得られた解について検討を行う。

5.5.1 GAにて得られたパレート最適解集合

GAによって得られたパレート解の集合を図5.8~5.11に示す。縦軸は週間燃料費を、横軸はLOLPを表している。また比較のために、第4章で検討を行った固定パターンA及びBと運用計画なしの場合における値も図示している。

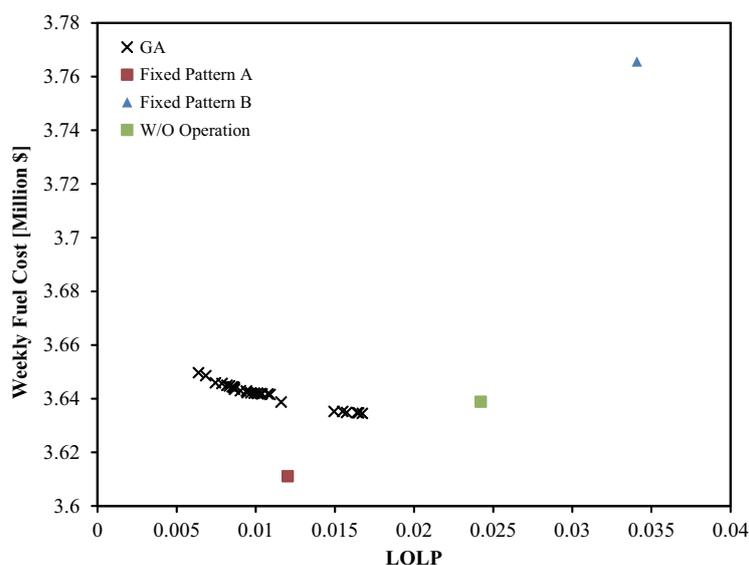


図 5.8: パレート最適解 【夏期 PV0MW】

図5.8の夏期PV導入量0MWの時点では、固定パターンよりも供給信頼度が良好な解が得られている。しかしながら固定パターンAよりも燃料費が小さい解を探索できていないのがわかる。すなわち、GAによって得られた解のうち、少なくとも固定パターンAの位置よりもLOLPが大きい解がパレート最適解とは言えない。図5.9の夏期PV導入量1000MW時点だと、多様な解が得られているが、固定パターンAが、GAで求めたパレート解の一部よりも優越しているにも関わらず、これを探索しきれていない。コスト最小の運用計画は運用計画無しと等しくなった。図5.10の春期PV導入量0MWでは、GAによる探索で得られたパレート解が1つのみという結果となった。これは運用計画無しと等しい結果である。図5.11の春期PV導入量1000MWにおいては固定パターンよりも良好なパレート解が得られていることがわかる。

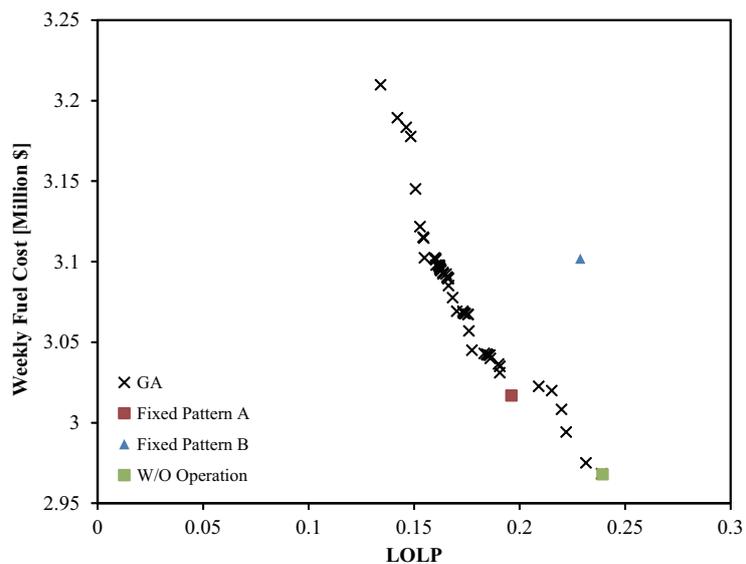


図 5.9: パレート最適解 【夏期 PV1000MW】

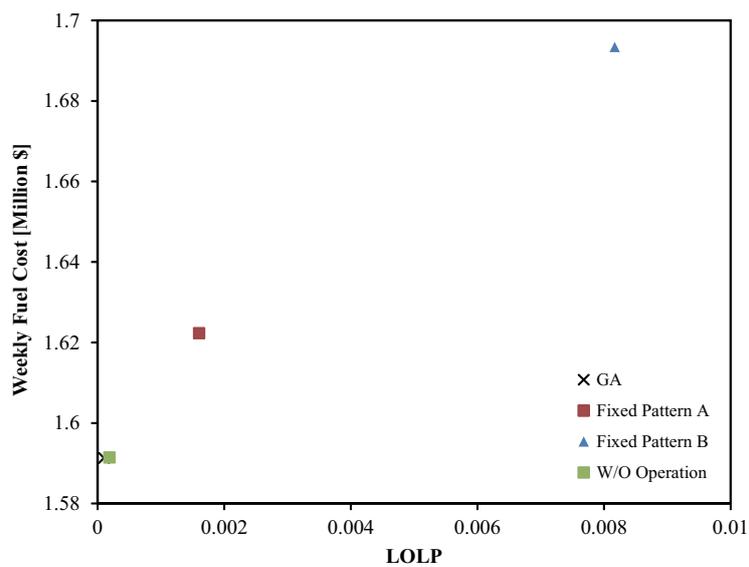


図 5.10: パレート最適解 【春期 PV0MW】

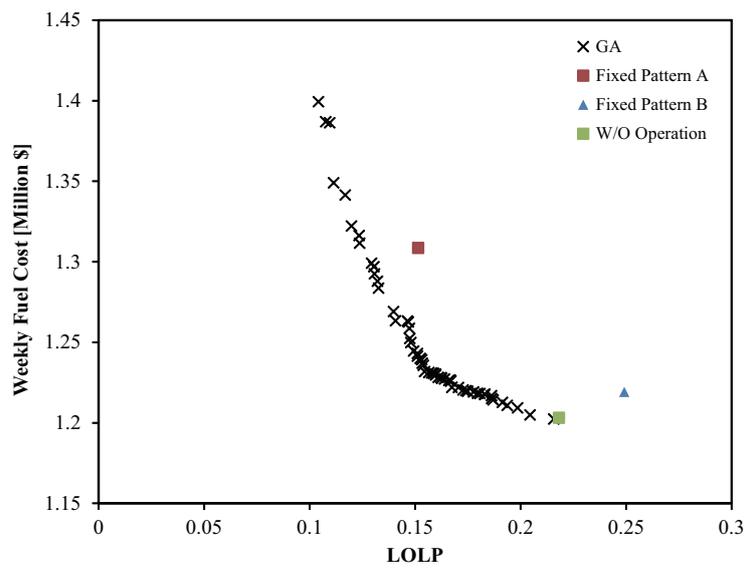


図 5.11: パレート最適解 【春期 PV1000MW】

5.5.2 作成された運用計画の例

GAによって作成された揚水発電所運用計画例を図5.12～5.15に示す。ここでは得られたパレート解の中からLOLPが最良だった個体と、週間燃料費が最小だった個体のみ抜き出した。

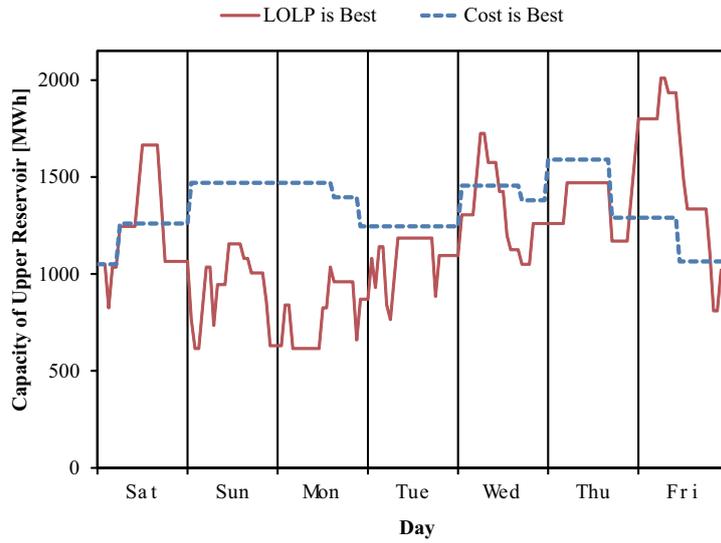


図 5.12: 揚水発電所運用計画例【夏期 PV0MW】

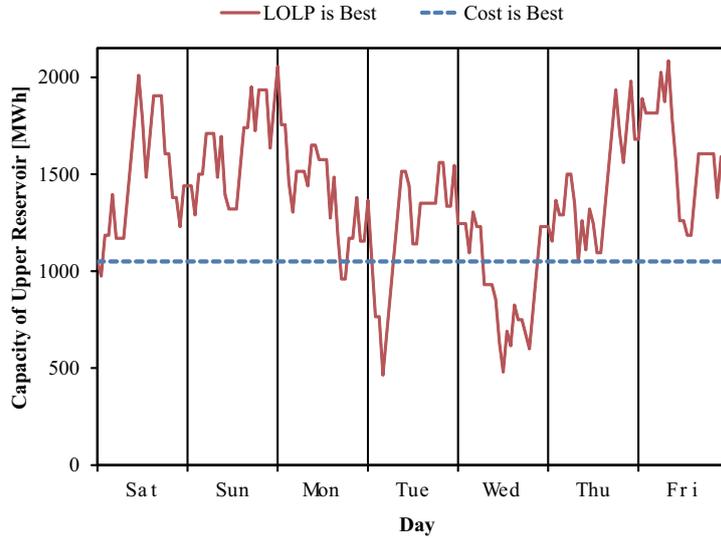


図 5.13: 揚水発電所運用計画例【夏期 PV1000MW】

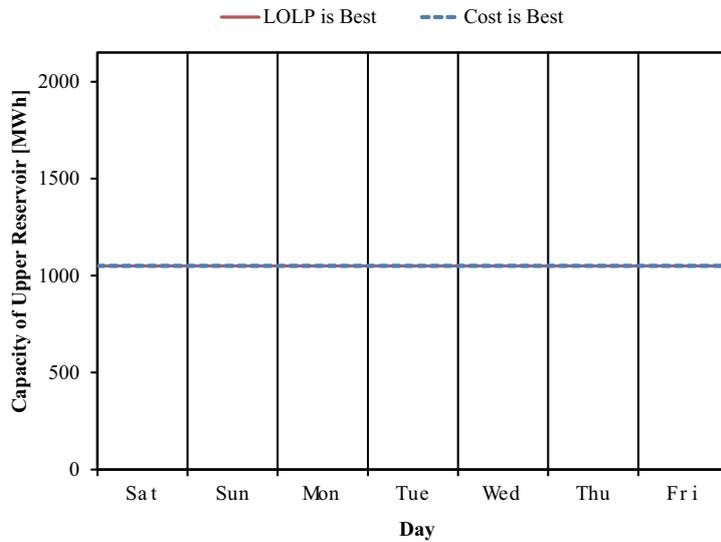


図 5.14: 揚水発電所運用計画例【春期 PV0MW】

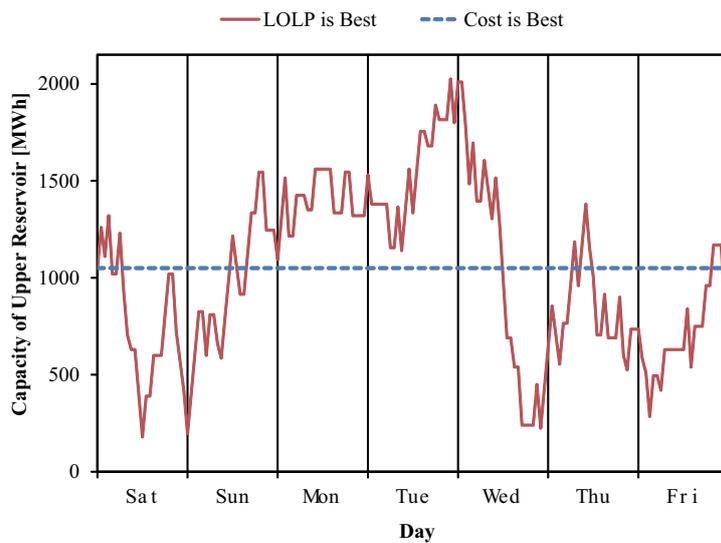


図 5.15: 揚水発電所運用計画例【春期 PV1000MW】

図 5.12 の夏期 PV 導入量 0MW においては燃料費が最小だった運用計画は重負荷期であるにもかかわらず、揚水発電所をあまり運用しない解となった。これは定性的に考えても負荷平準化にならないため、固定パターン A よりも燃料費が大きくなってしまっているのがわかる。図 5.13 の夏期 PV 導入量 1000MW においては LOLP 最小の解は揚水運転と発電の切替回数が非常に多くなり、これは現実的な解とは言い難い。図 5.14 の春期 PV 導入量 0MW においては、運用計画無しのみが得られた。図 5.15 の春期 PV 導入量 1000MW においても、LOLP 最小の解は揚水運転と発電の切替回数が非常に多く現実的ではない解となっている。

5.5.3 GA の探索の問題点

以上の結果より、GA による探索のみではパレート最適解が得られない事が判明した。この結果の原因として以下の様な物が挙げられる。

1. 計算世代数の不足

今回は繰り返し世代数を 5000 世代としたが、GA における繰り返し世代数が不足している可能性がある。この問題に対する解決策は繰り返し世代数を増加させる事である。しかしながら、5000 世代の繰り返し計算にはモンテカルロシミュレーションを 1 世代の個体数 (64 個体) × 世代数 (5000 世代) = 32 万回繰り返す事になる。GA の探索を 1 つのシミュレーション条件に対して 5000 世代実行するのに必要な計算時間は約 3.0×10^5 秒 3.5 日と、非常に時間がかかるため、これ以上世代数を増加させるのは困難である。

2. GA のパラメータの問題

GA における効率的な探索を行えるか否かは、表 5.1 に示した各パラメータが重要であり [19]、本論文においても試行錯誤的に幾つかのパラメータを試し、良好な物を用いている。このパラメータの最適化に関しても多くの研究がなされており、パラメータ選定の難しさを表している。本論文の目的は、GA のアルゴリズムの効率化では無いため、パラメータの最適化は行わない。

3. GA の探索能力の問題

GA はランダムに生成した解から、交叉や突然変異を経て最適化を行うアルゴリズムのため、大域的な探索 (Global Search) は得意とするものの、局所的な探索 (Local Search) は苦手であるという特徴を持つ。

特に本論文で扱う解は、1 週間 (=168 時間) の揚水発電所運用計画の最適化のため、5.4.1 節に示したように各時間断面において 6 段階の量子化を行っており、その組み合わせの数は約 5×10^{130} 通りにもものぼる。そうすると、大域的にどの辺りの時間帯で揚水運転するか、もしくは発電を行うのか、それとも運転しないのかという探索は GA は得意とするが、その中で何時にどの程度の出力をすればいいのかという様な探索は苦手である。そこで本論文では大域的探索が得意な GA による探索と他に、局所探索法を組合せる事を考える。

5.6 局所探索手法としてのタブーサーチ

局所探索法として、最も基本的なのは山登り法である。山登り法は初期解から近傍の解を探索しその評価値が良いものへと順に、現在の解を移動していく探索手法である。局所的な探索を順に行っていくため、少しずつではあるが確実に最適解を見つけることが出来るように思われるが、山登り法には致命的な欠点がある。

図 5.16 に示す様に、局所最適解と大域的最適解が存在するとする。1 の点の初期解から探索を開始し、2 の点で局所最適解を発見する。そうすると 3 の点で局所最適解よりも、評価値が悪い点が発見されると、2 の局所最適解で探索は終了してしまう。

本論文においては大域的探索の得意な GA と組み合わせるので、局所探索法としては基本的な山登り法でも良いかと思われるが、より効率的な探索を行うために、局所探索法においても局所最適解に陥りにくい手法を組合せる。

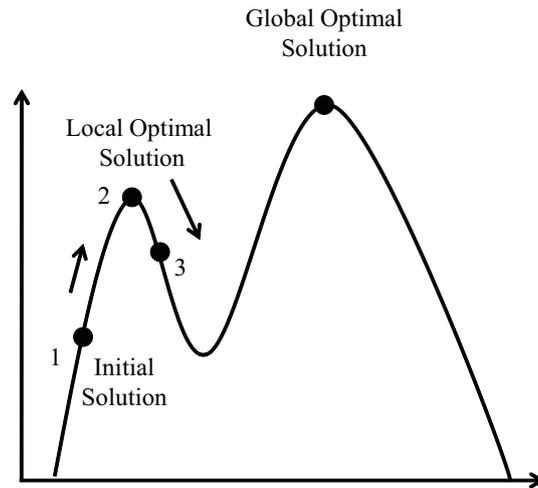


図 5.16: 山登り法の探索過程の概念図

5.6.1 TS の概略

本論文では局所探索法としてタブーサーチ (Tabu Search:TS) を組み合わせる事を提案する。TS とは局所最適解から脱出し、かつ同じ解の探索を回避するために、既に探索した解をタブーリストに登録し、その方向への探索を禁止しながら、現在解に対する複数の近傍解の中で目的関数値が最少となる近傍解の探索を繰り返して行く手法である。図 5.17 にタブーサーチの探索過程の概念を示し、それぞれの操作について簡単に説明する。

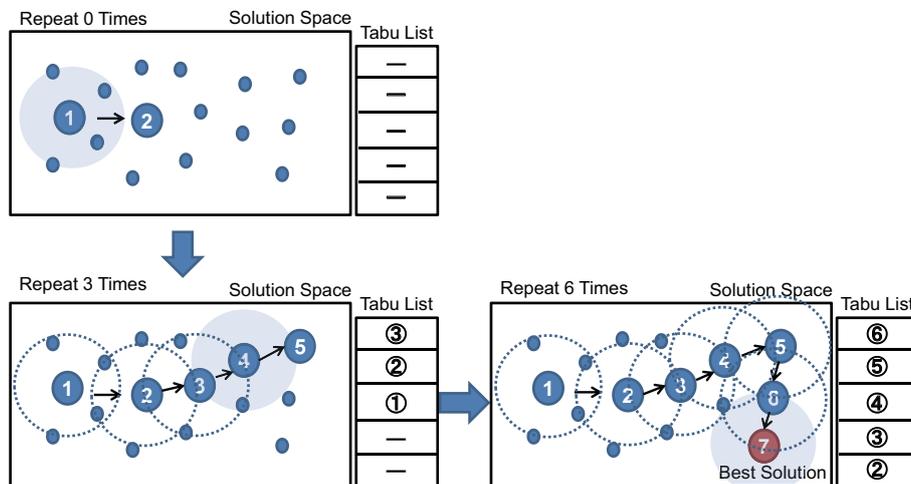


図 5.17: タブーサーチの探索過程の概念図

Step1: (初期設定)

タブーリスト T の長さ TL (タブーレングス) と繰り返し終了回数 h_{\max} を与える。初期解 x を与え、近似最適解 $x^* = x$ とする。繰り返し数 $h = 1$ とし、タブーリスト T を空にする。($T = \phi$)

Step2: (近傍解の探索)

タブーリスト T をチェックし、すべての近傍解の探索が禁止されているならば Step4 へ。そうでなければ、探索が禁止されていない近傍解 $x_k (k = 1, 2, \dots, M)$ (M : 近傍解の総数) の中で目的関数 $F(x_k)$ が最小となる近傍解 x_k を新しい現在解 x とする。

Step3: (最良解の格納)

もし、目的関数値 $F(x)$ がこれまでの探索で最少ならば、現在解 x を近似最適解 x^* として記憶する。

Step4: (終了判定とタブーリストの更新)

繰り返し数 h が h_{\max} と等しいか、あるいは、すべての近傍解の探索が禁止されているならば終了する。そうでなければ、最も古い探索禁止方向をタブーリスト T から除外し、新しい探索禁止方向をタブーリスト T に格納してから (タブーリストの更新) $h = h + 1$ として Step2 に戻る。

5.6.2 GA と TS を組み合わせた最適化手法

本論文では GA の最適化アルゴリズムの中に TS を組み込むこととした。GA と TS を組合せた探索のフローチャートを図 5.18 に示す。緑色で示した部分が GA のアルゴリズムであり、赤色で示した部分が TS のアルゴリズムである。

基本的な探索は GA をベースとしている。GA を一定世代繰り返したら、その世代で得られているパレート最適解を 1 つずつ選択し、その解を初期解として TS を実行する。ここでは GA を 100 世代実行したら TS を実行する事とした。TS は通常単一目的最適化手法なので、1 つのパレート最適解に対して図 5.19 に示す様に、燃料費最小化を目的関数とした TS と LOLP 最小化を目的関数とした TS をそれぞれ実行する。全てのパレート最適解について 2 通りの探索を終了したら、TS によって得られた解をパレート解に含め、その解集合の中から GA を再開する。

タブーサーチのパラメータを表に示す。なお近傍解の個数に関しては、GA と同じ計算機で評価を行う都合上 GA の 1 世代の個体数と同一にした方が計算効率が良いためである。

表 5.2: TS のパラメータ

Repeat Times of Tabu Search	10
No. of Neighborhood Solutions	64
Length of Tabu List	8

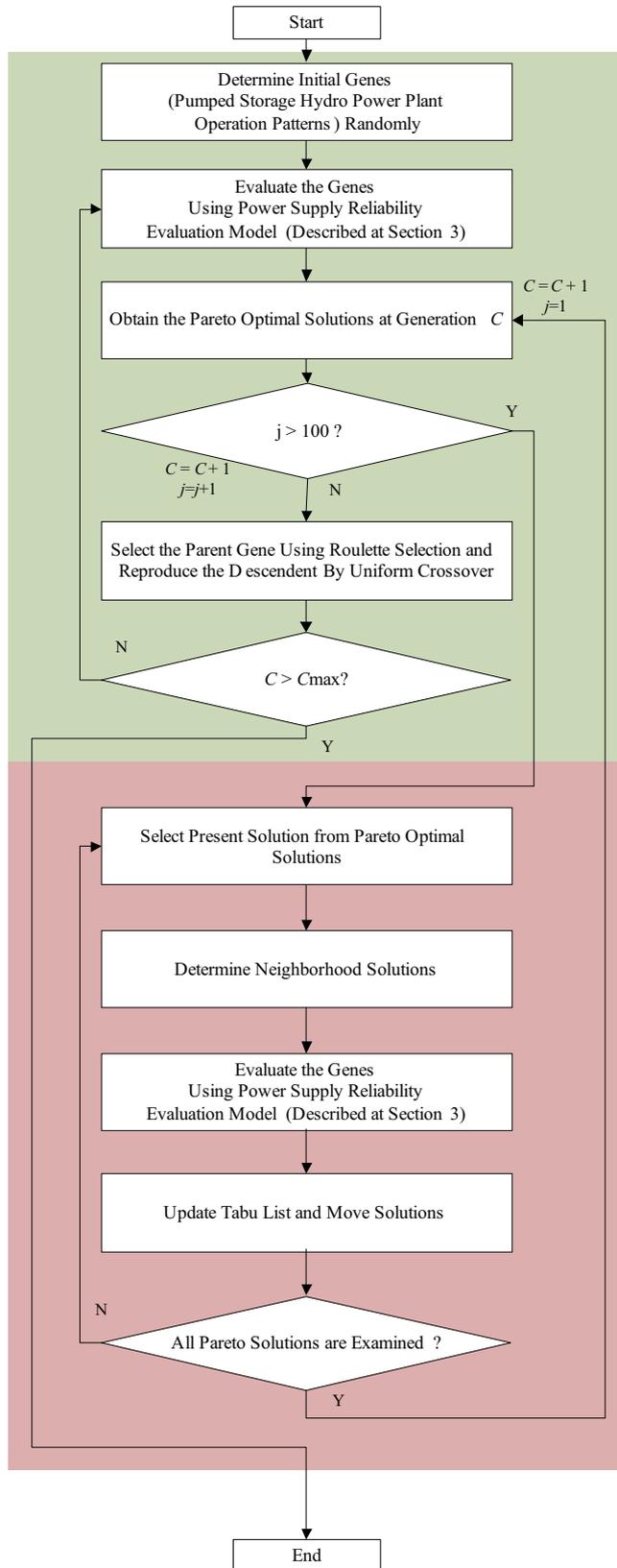


図 5.18: GA と TS を組み合わせた最適化手法

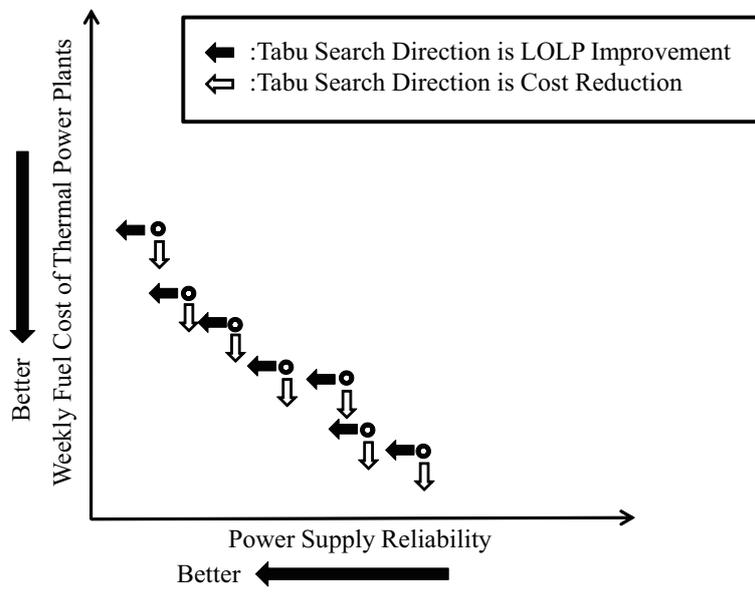


図 5.19: パレート解から TS を実行する概念図

5.7 GA+TSによるシミュレーション結果

GA と TS を組合せた手法による最適化を、夏期と春期のそれぞれ PV 導入量 0MW と 1000MW について実行し、得られた解について検討を行う。

5.7.1 GA+TS にて得られたパレート最適解集合

GA+TS によって得られたパレート解の集合を図 5.20 ~ 5.23 に示す。縦軸は週間燃料費を、横軸は LOLP を表している。また比較のために、GA のみによる結果と固定パターン A 及び B と運用計画なしの場合における値も図示している。

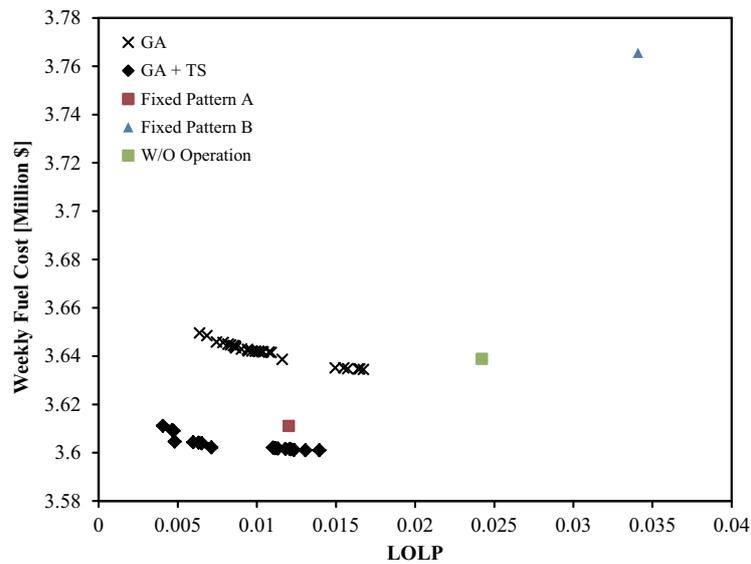


図 5.20: パレート最適解 【夏期 PV0MW】

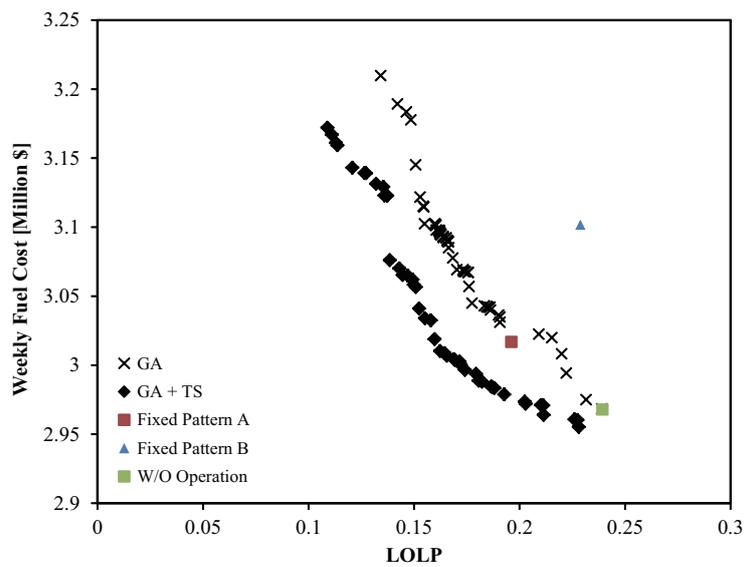


図 5.21: パレート最適解 【夏期 PV1000MW】

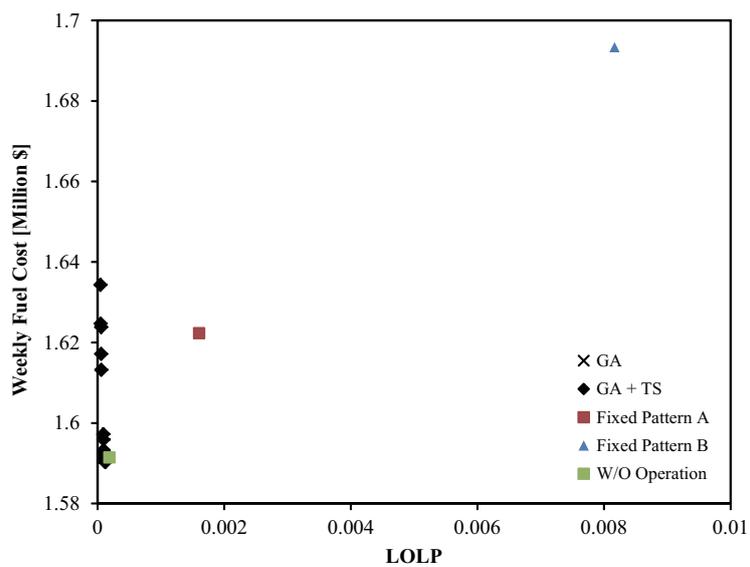


図 5.22: パレート最適解 【春期 PV0MW】

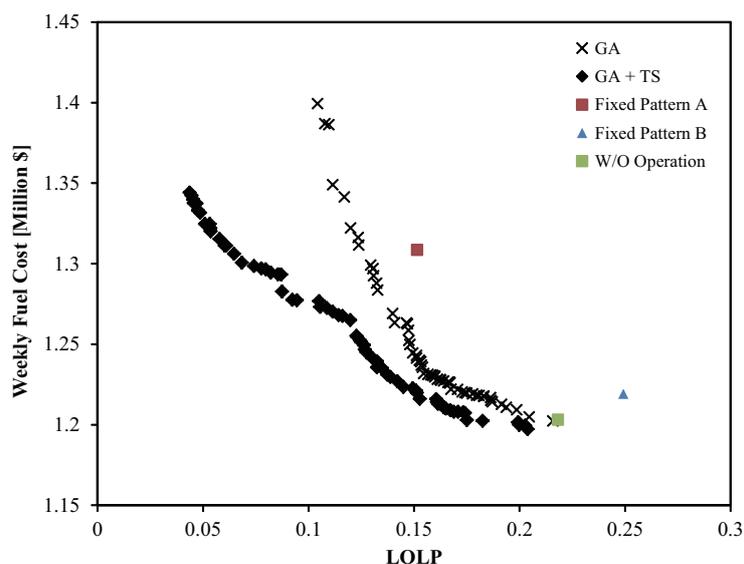


図 5.23: パレート最適解 【春期 PV1000MW】

全体的に言える事は、GA と TS を組合せた事によって、固定パターン及び運用計画無しよりも優越する解が全パラメータにおいて得られている。図 5.20 の夏期 PV 導入量 0MW 時点において、GA のみでは固定パターン A に優越する解が得られなかったが、GA + TS によって固定パターンよりも、LOLP・燃料費共に小さい解が得られている。図 5.22 の春期 PV 導入量 0MW 時点においては、燃料費最小の解が運用なしよりも若干燃料費が小さい解が得られている。しかしながら GA+TS を用いても春期 PV 導入量 0MW 時点においては得られたパレート最適解の個数は少なく、LOLP 最小の解においても、燃料費最小の解に比べて LOLP の減少幅が小さいのに対して、コストの増加が大きく、春期 PV 導入量 0MW 時点では揚水発電所の運用は行わない方が良いという結果ともいえる。図 5.21 の夏期 PV 導入量 1000MW 時点においては GA+TS によって LOLP 最小解の LOLP が 0.1 程度、図 5.23 の春期 PV 導入量 1000MW 時点においては LOLP 最小解の LOLP が 0.05 程度まで改善している。しかしながらこれらの値は PV 導入量 0MW 時点に対して相対的に良い値とは言い難く、予備力を考慮しない揚水発電所運用計画のみの最適化における限界であると言える。

GA + TS にて得られた解のみを季節ごとにまとめたパレート解を図 5.24～5.25 に示す。

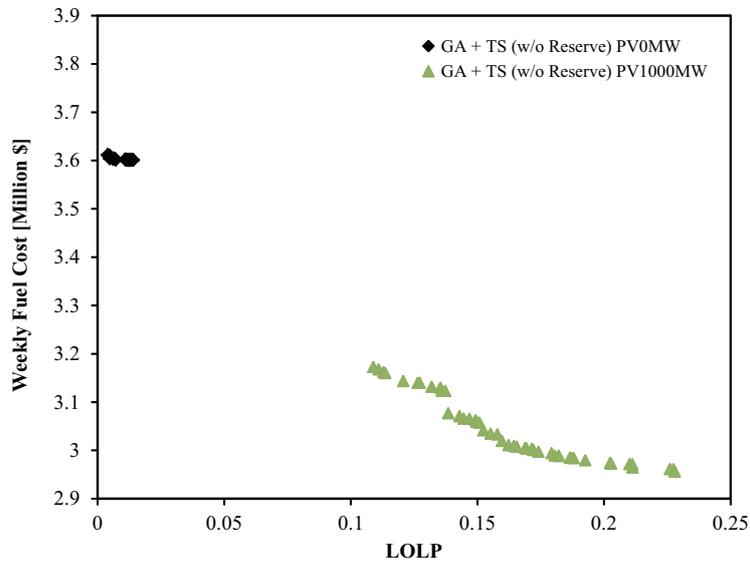


図 5.24: パレート最適解 【夏期】

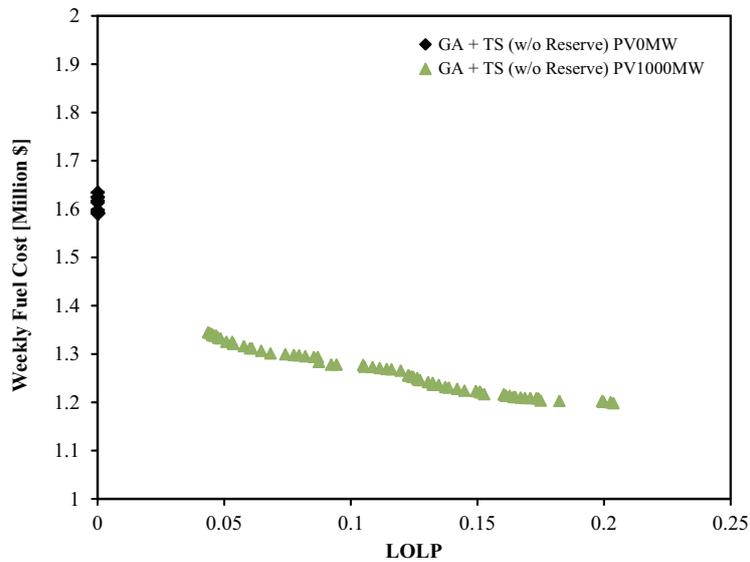


図 5.25: パレート最適解 【春期】

これらの結果より、PV 導入量 0MW 時はパレート最適解の集合が集中して存在しているのに対し、PV 導入量 1000MW 時にはパレート最適解は広い分布を見せた。すなわち、最適な運用計画は PV が無い系統においてはほぼ一意に定まるのに対し、PV 大量導入時には、LOLP と燃料費の相反する関係がパレート最適解によって図示されている。

5.7.2 作成された運用計画の例と信頼度解析

GA と TS によって作成された運用計画の例として、夏期及び春期の PV0MW 導入時と PV1000MW 導入時における発電計画、揚水発電所運用計画、その運用計画に対する運用実績と各時間断面の供給支障発生の様子を示す。ここでは得られたパレート解の中から LOLP が最良だった個体と、週間燃料費が最小だった個体のみ抜き出した。

夏期 PV 導入量 0MW

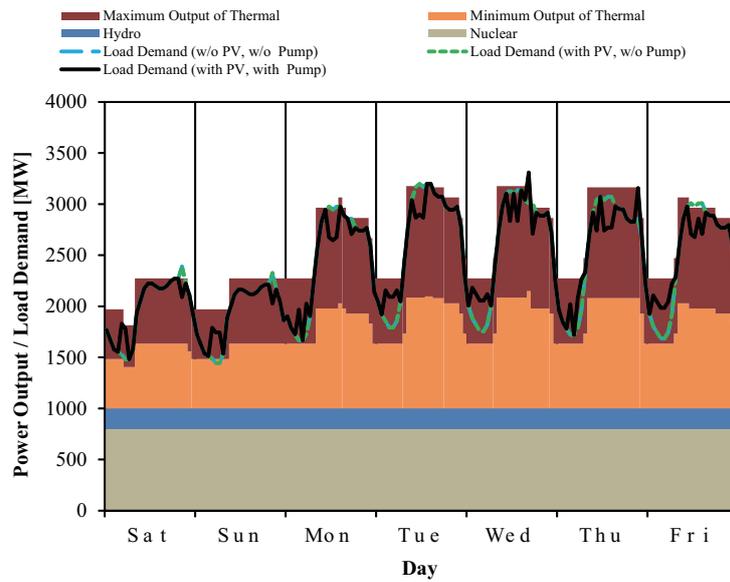


図 5.26: 発電計画例 (LOLP 最小ケース)【夏期 PV0MW】

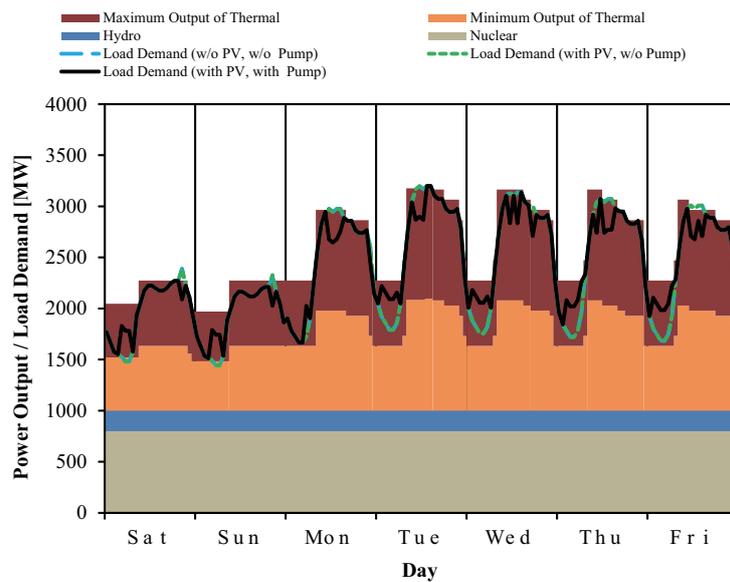


図 5.27: 発電計画例 (燃料費最小ケース)【夏期 PV0MW】

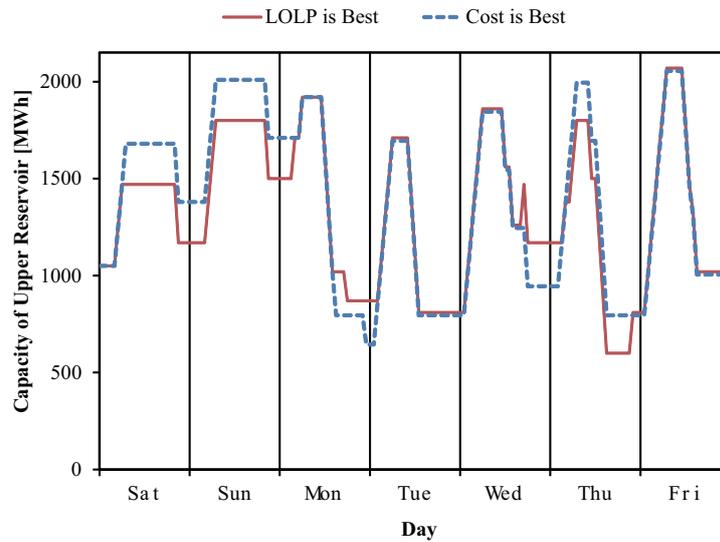


図 5.28: 揚水発電所運用計画例【夏期 PV0MW】

夏期 PV 導入量 0MW 時点では、LOLP 最小ケース及び燃料費最小ケースともに図 5.28 の揚水発電所運用計画を見ると、深夜に揚水運転を行い、平日は昼間に発電を行い土曜日・日曜日は夕方以降に発電を行う計画となっている。これは負荷平準化を考慮した結果であると言える。図 5.26 の LOLP 最小発電計画と図 5.27 の燃料費最小発電計画を比較すると、黒線で示した電力需要と揚水出力の差し引き需要に対して、木曜日の昼間が予備力が多くなっている。この予備力の違いによる LOLP へ与える結果は図 5.31 (a) と図 5.32 (a) の各時間帯ごとの支障率発生の違いとして現れている。揚水発電所貯水量の推移をみると図 5.29 と図 5.30 では運用実績に大きな違いはない。

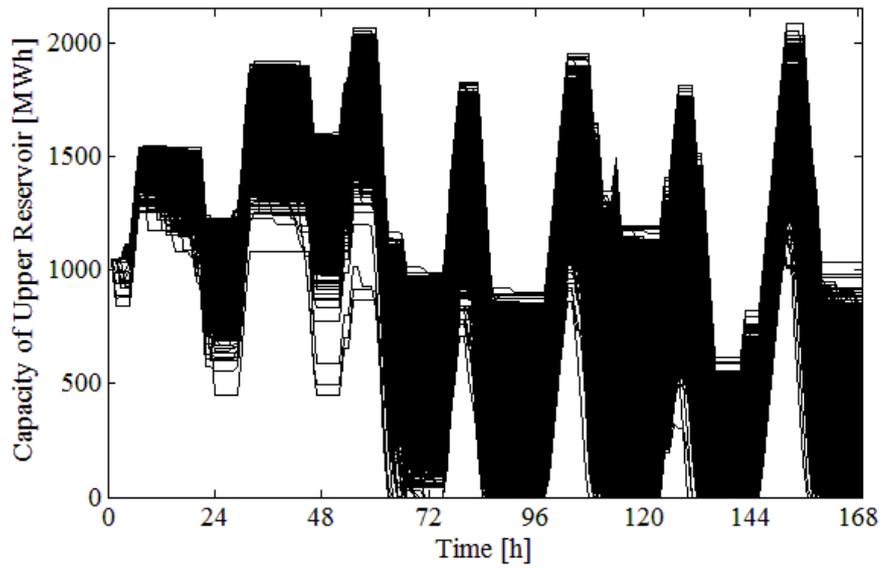


図 5.29: 揚水発電所運用実績 (LOLP 最小ケース)【夏期 PV0MW】

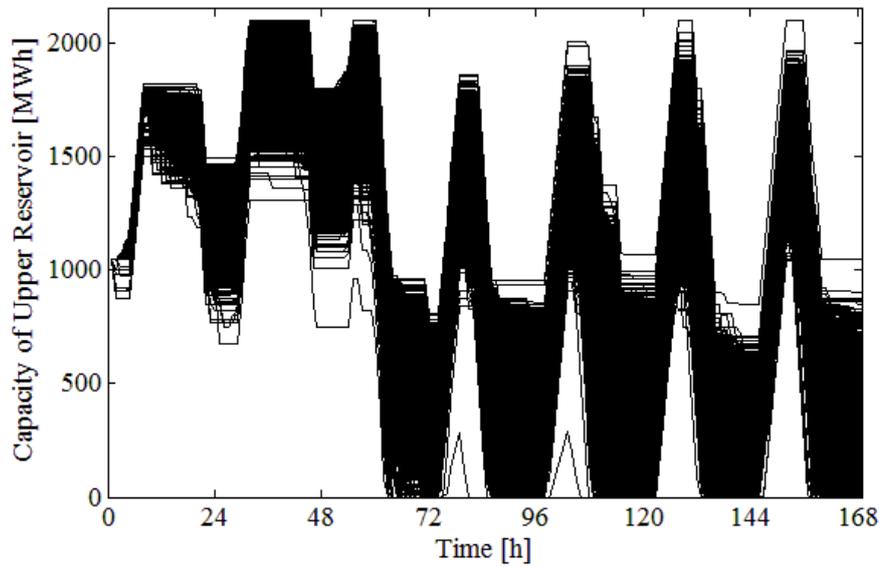


図 5.30: 揚水発電所運用実績 (燃料費最小ケース)【夏期 PV0MW】

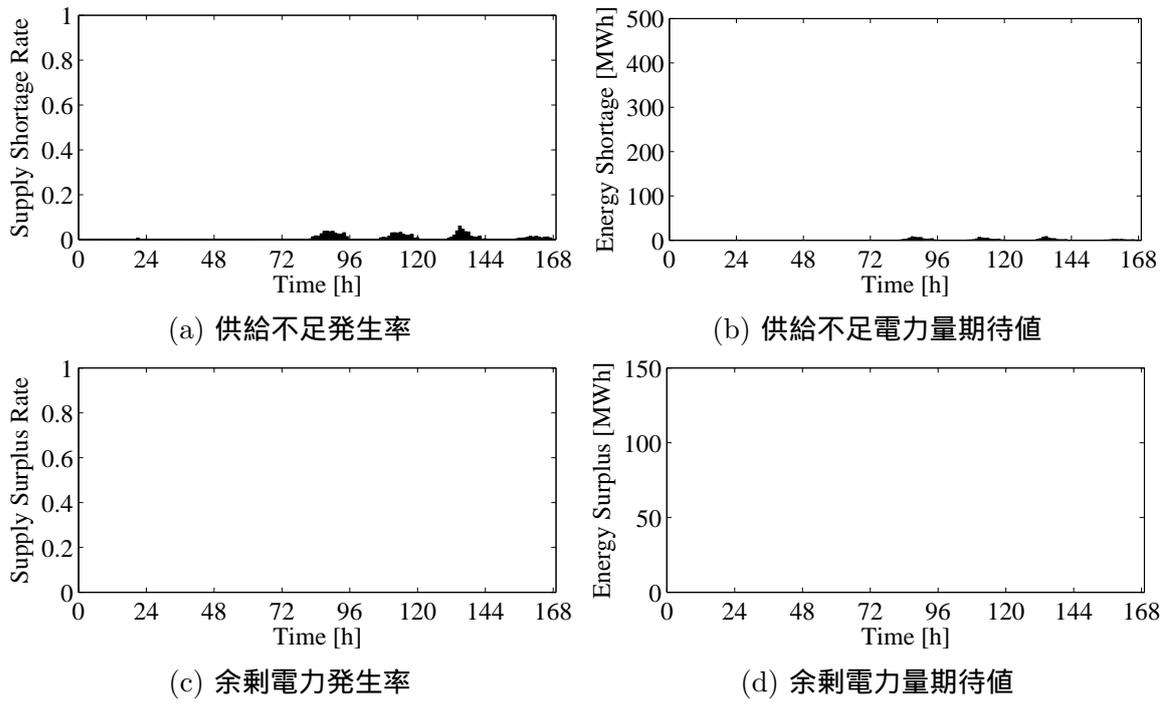


図 5.31: 各時間断面毎の支障発生の様子 (LOLP 最小ケース)【夏期 PV0MW】

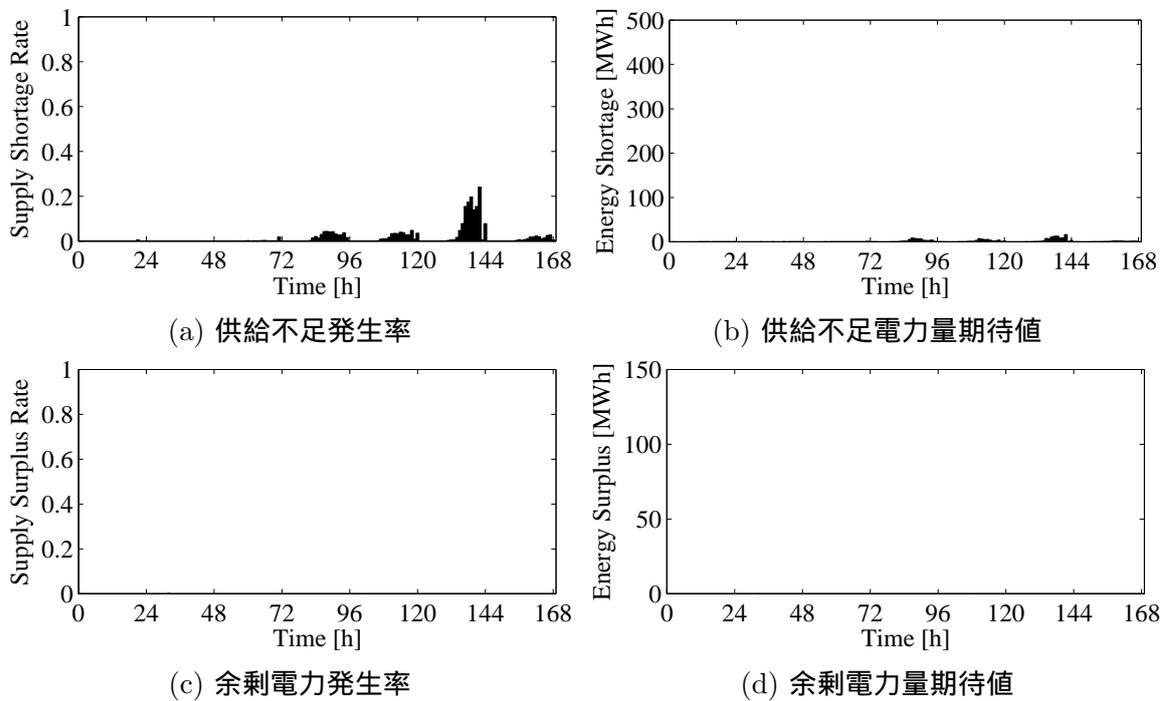


図 5.32: 各時間断面毎の支障発生の様子 (燃料費最小ケース)【夏期 PV0MW】

夏期 PV 導入量 1000MW

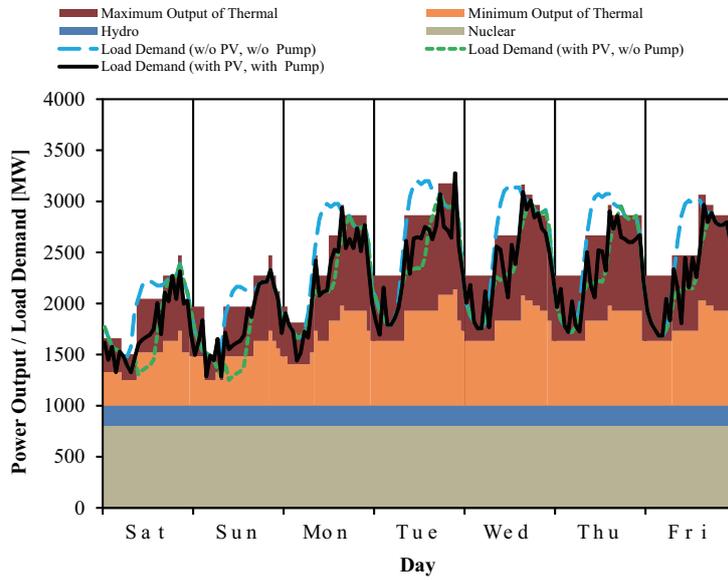


図 5.33: 発電計画例 (LOLP 最小ケース)【夏期 PV1000MW】

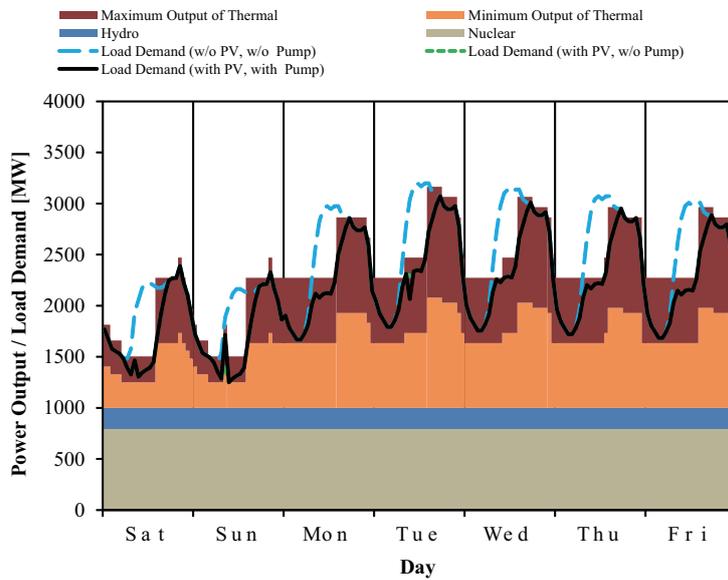


図 5.34: 発電計画例 (燃料費最小ケース)【夏期 PV1000MW】

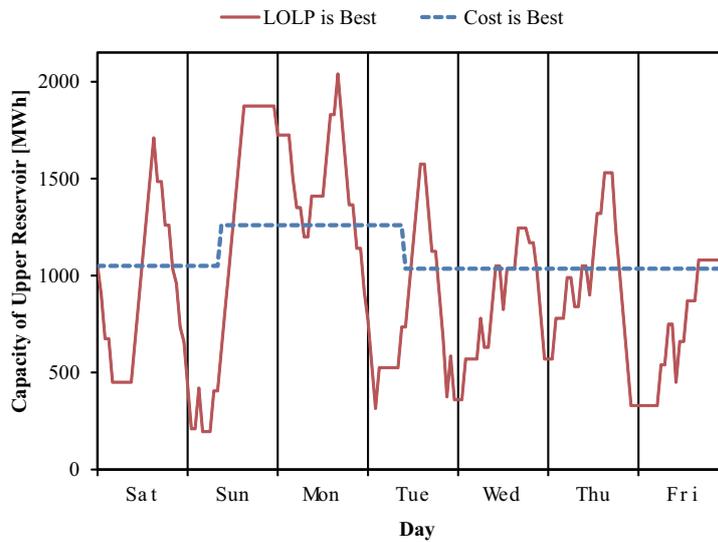


図 5.35: 揚水発電所運用計画例【夏期 PV1000MW】

夏期 PV 導入量 1000MW 時点では、LOLP 最小ケースにおいては基本的に昼間時に揚水運転を行っている。これによって、青破線の電力負荷需要と緑点線の PV 発電量を差し引いた需要の中心付近に揚水発電所出力込の差し引き需要が来るように計画が作成されていることが図 5.33 から見て取れる。昼間に汲み上げる貯水量は電力需要が小さい日曜日に最も大きくなり、電力需要が大きい平日には小さくなる。揚水発電所が発電を行う時間断面は夕方以降の夜間となっているが、発電を行う時間断面においても火力機の予備力が差し引き需要に対して大目に確保されていることがわかる。燃料費最小ケースにおいては揚水発電所は殆ど運用をしない結果となった。これは、PV が 1000MW 導入されたことで、差し引き電力需要が小さくなったため、揚水発電所運用による燃料費削減の効果が無くなったためである。しかしながら、運用を行わないと、PV の不確実性により貯水量が減っていき、その結果供給不足発生率が高くなるのは、4 章の運用計画無しのお場合における解析と同等である。

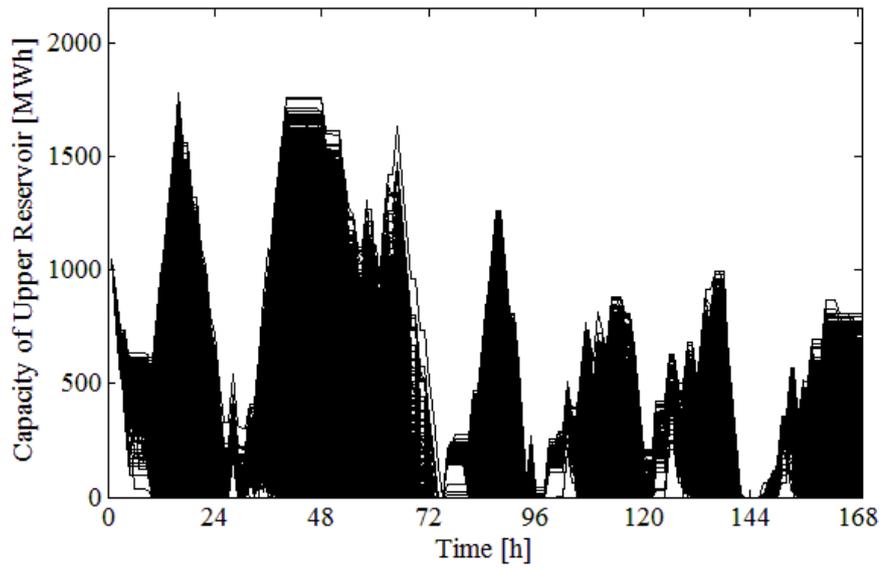


図 5.36: 揚水発電所運用実績 (LOLP 最小ケース)【夏期 PV1000MW】

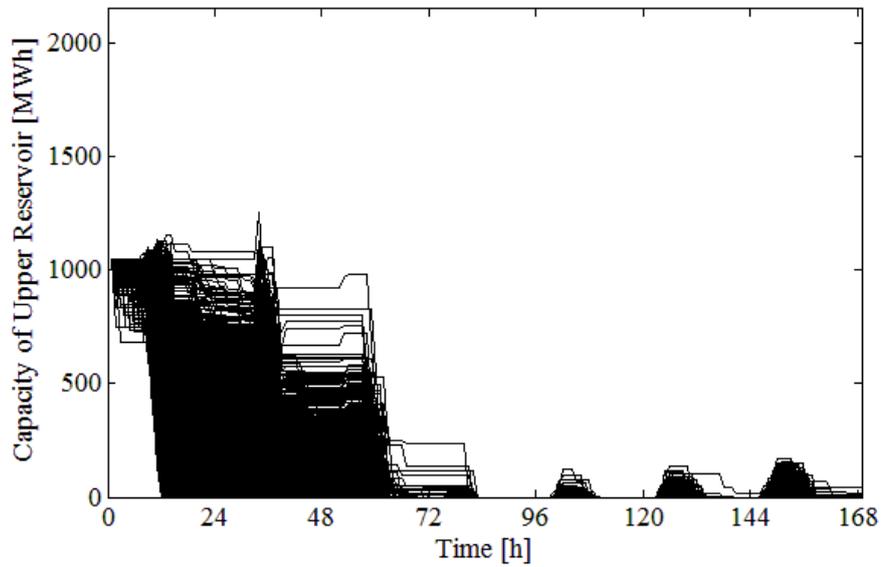


図 5.37: 揚水発電所運用実績 (燃料費最小ケース)【夏期 PV1000MW】

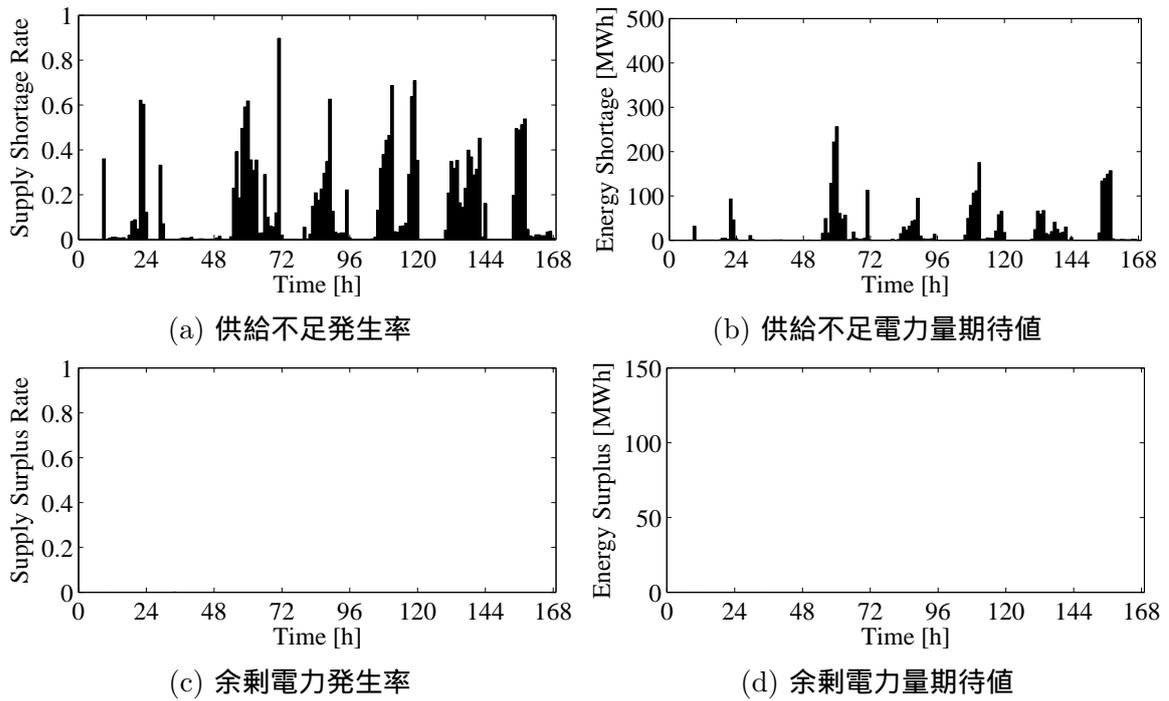


図 5.38: 各時間断面毎の支障発生の様子 (LOLP 最小ケース)【夏期 PV1000MW】

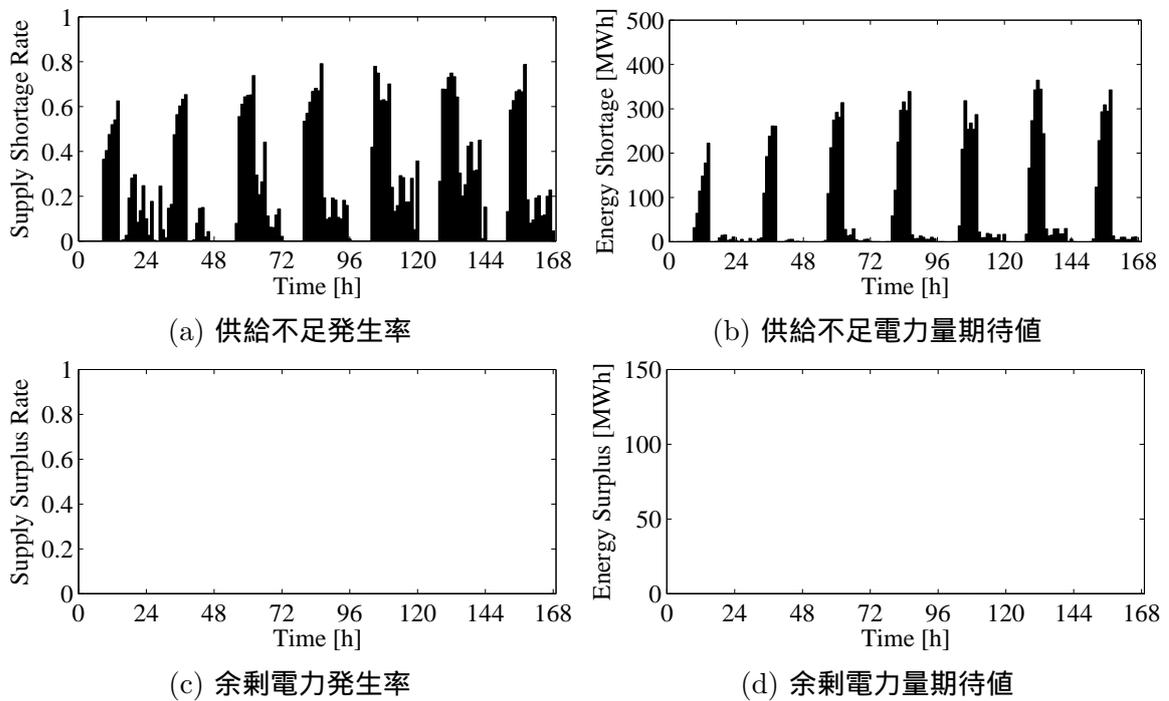


図 5.39: 各時間断面毎の支障発生の様子 (燃料費最小ケース)【夏期 PV1000MW】

春期 PV 導入量 0MW

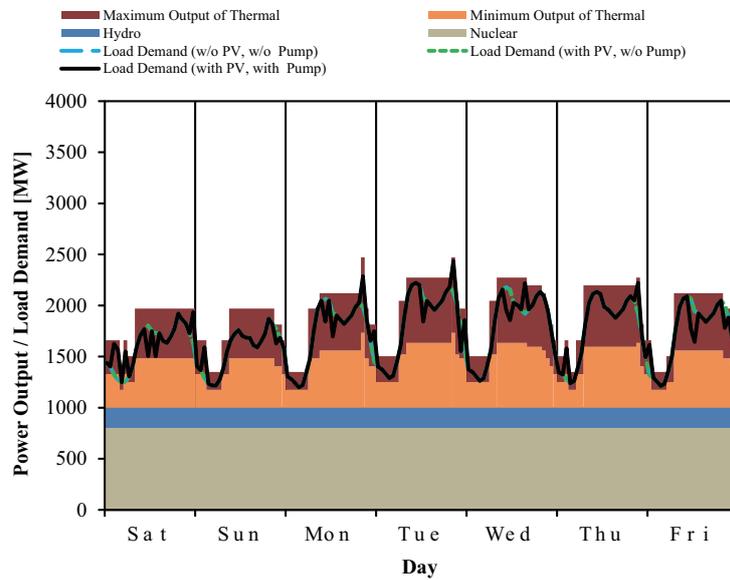


図 5.40: 発電計画例 (LOLP 最小ケース)【春期 PV0MW】

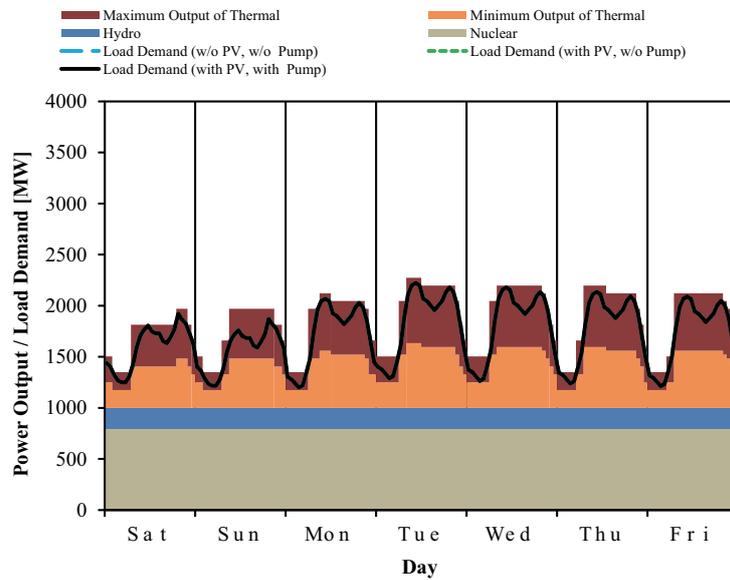


図 5.41: 発電計画例 (燃料費最小ケース)【春期 PV0MW】

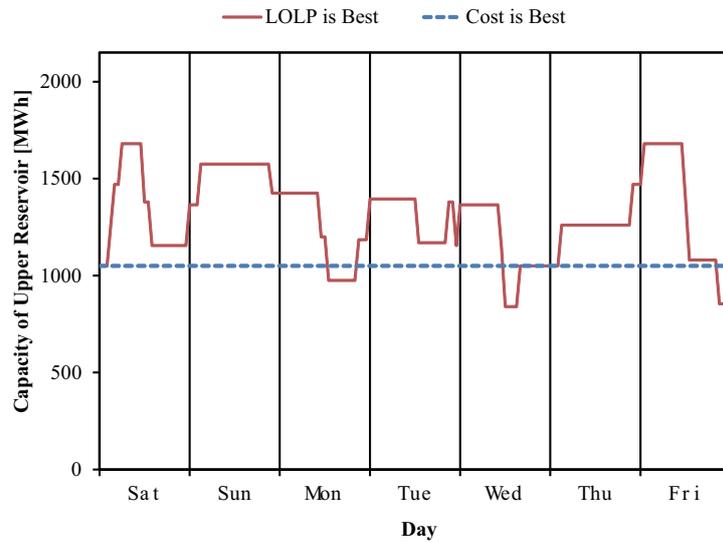


図 5.42: 揚水発電所運用計画例【春期 PV0MW】

春期 PV 導入量 0MW 時点では、LOLP 最小ケースにおいては図 5.42 に示す通り、基本的に 50 % 以上の貯水量を保ちつつ、深夜に揚水運転を行い、日曜日及び木曜日の昼間において発電を行う計画となった。春期は電力需要が小さいため、このような運用を行う解がでた理由として考えられるのは負荷平準化ではなく、貯水量の確保のためであると考えられる。燃料費最小ケースにおいては GA のみの探索と同様に運用計画を行わない計画となった。図 5.43 の LOLP 最小ケースの実際の運用実績を見てみると、図 5.44 の燃料費最小ケースが徐々に貯水量が減少していくのに対し、常に貯水量が確保されていることがわかる。実際に図 5.45 の各時間断面の支障発生率も、ほぼ 0 であると言えるが、燃料費最小ケースの図 5.46 の各時間断面の支障発生率もほぼ 0 であるため、LOLP 最小ケースは燃料費が増大する割に LOLP が改善する効果は小さい。

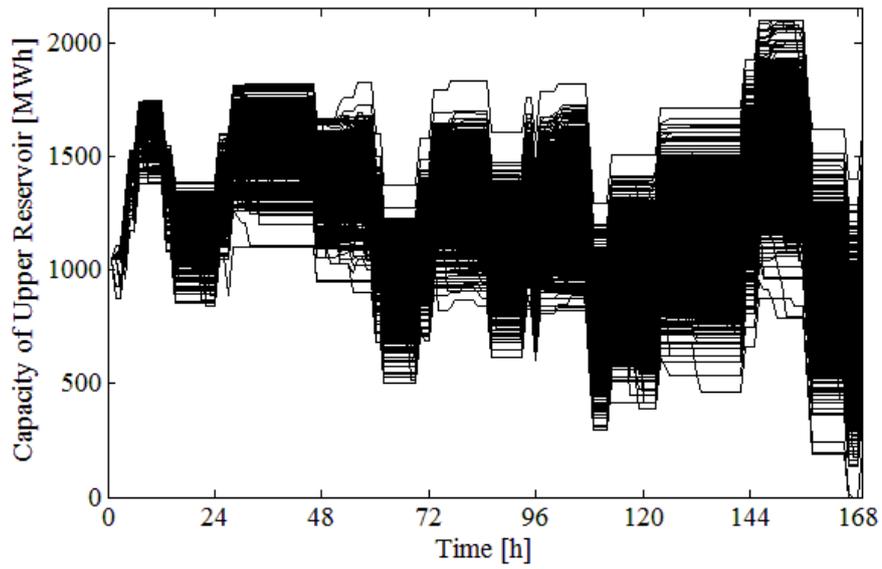


図 5.43: 揚水発電所運用実績 (LOLP 最小ケース)【春期 PV0MW】

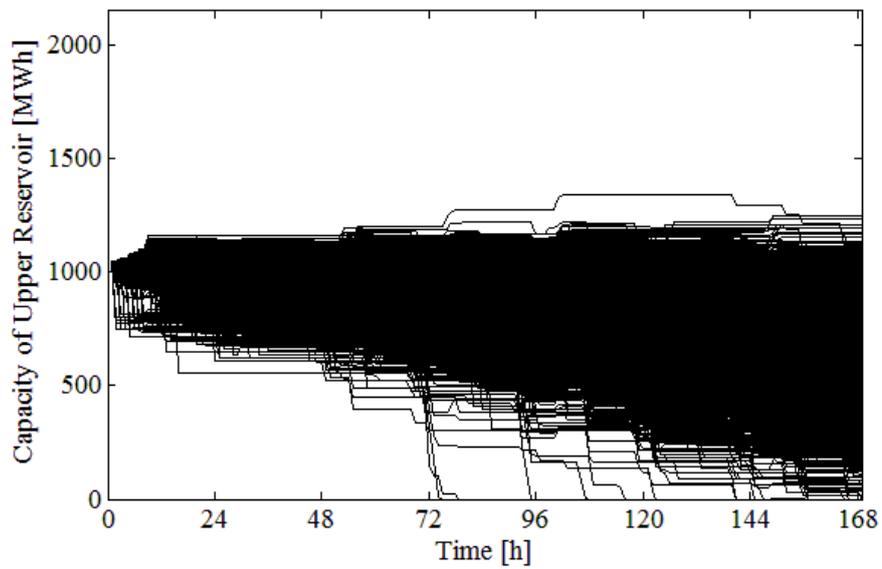


図 5.44: 揚水発電所運用実績 (燃料費最小ケース)【春期 PV0MW】

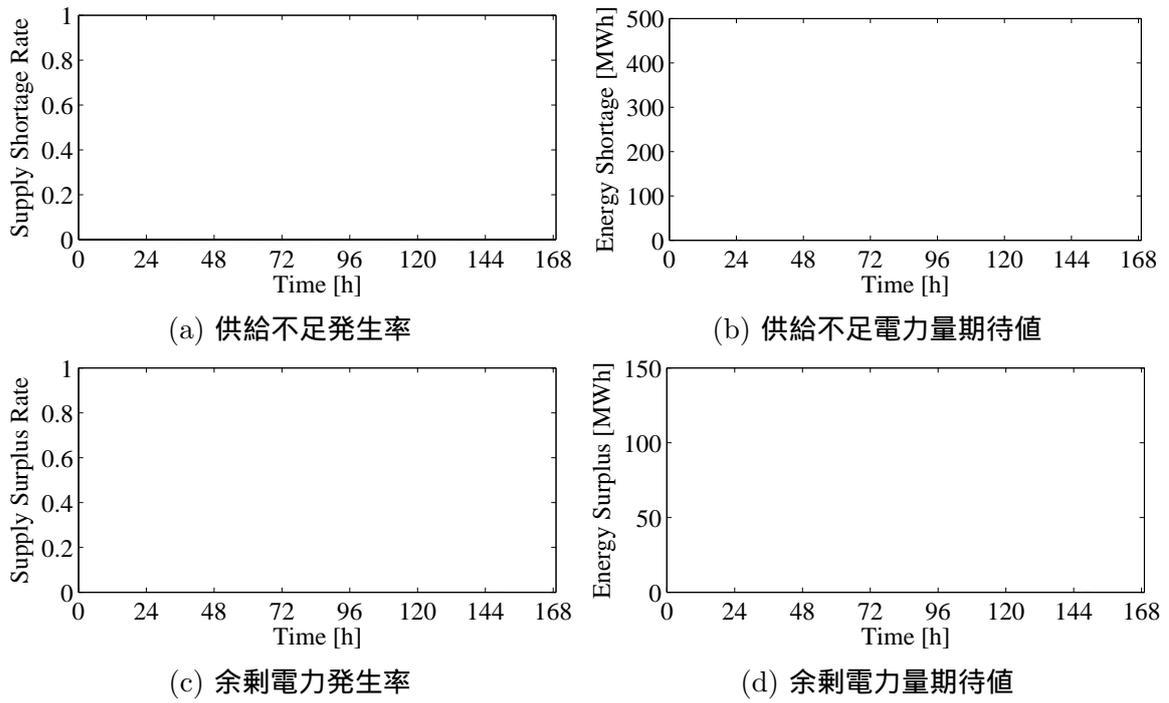


図 5.45: 各時間断面毎の支障発生の様子 (LOLP 最小ケース)【春期 PV0MW】

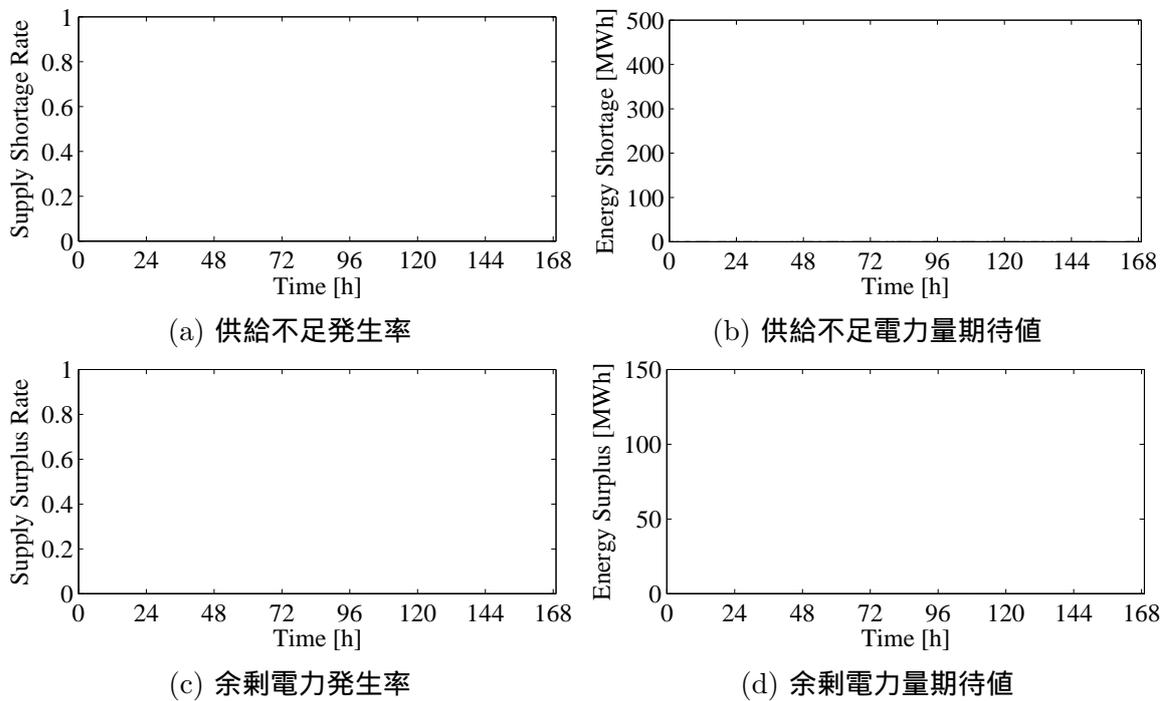


図 5.46: 各時間断面毎の支障発生の様子 (燃料費最小ケース)【春期 PV0MW】

春期 PV 導入量 1000MW

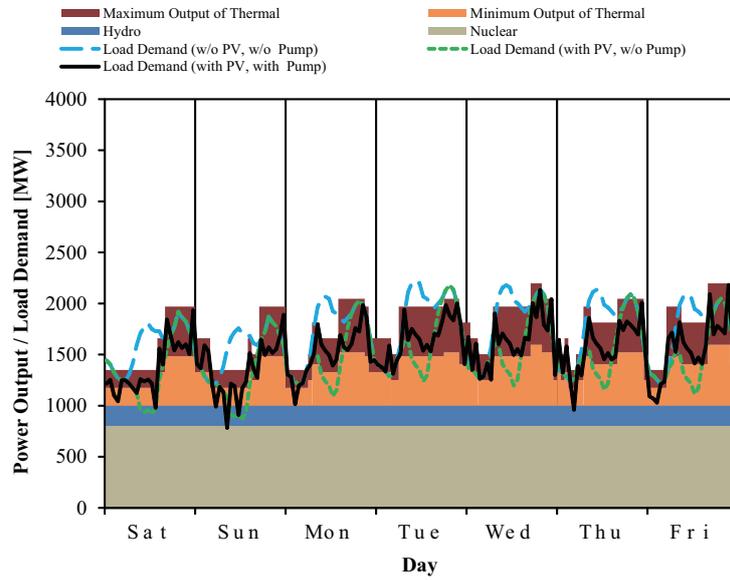


図 5.47: 発電計画例 (LOLP 最小ケース)【春期 PV1000MW】

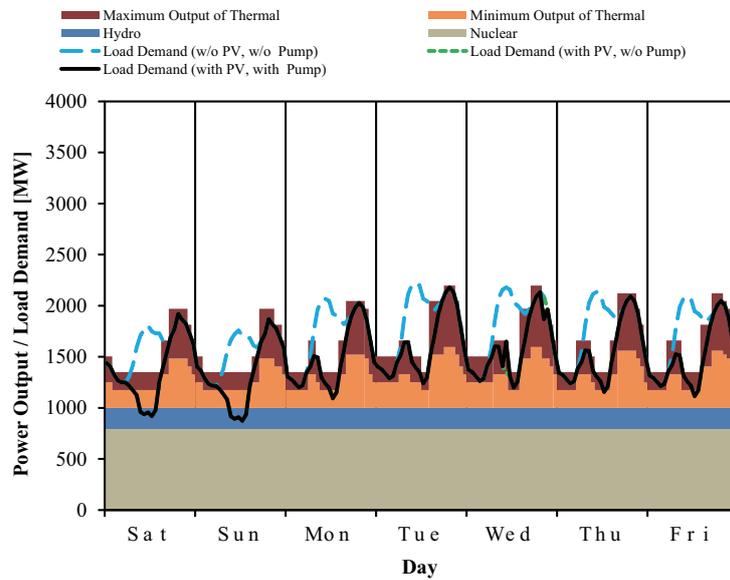


図 5.48: 発電計画例 (燃料費最小ケース)【春期 PV1000MW】

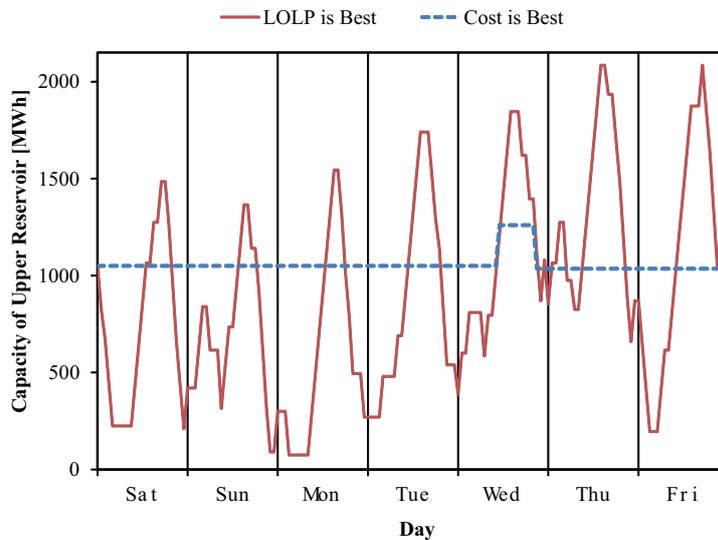


図 5.49: 揚水発電所運用計画例【春期 PV1000MW】

春期の PV 導入量 1000MW 時点においては、図 5.49 の LOLP 最小ケースにおいては、夏期の PV 導入量 1000MW 時と同様に、基本的に昼間時に揚水運転を行っている。これによって、青破線の電力負荷需要と緑点線の PV 発電量を差し引いた需要の中心付近に揚水発電所出力込の差し引き需要が来るように計画が作成されていることが図 5.47 から見て取れる。しかしながら土曜日と日曜日、月曜日の早朝に発電運転を行う計画となっているため、差し引き電力需要が発電機の最低出力を下回り、余剰電力が発生する計画となっている。これは昼間時に揚水運転を行うため、それまでになるべく貯水量を空に近くしなければならぬが、前日の夜間において発電しきれなかった貯水量は早朝までに発電を行わなければならない。そこで計画は余剰電力を無視して発電する計画としておき、実運用においては余剰電力が発生する限界まで発電運転を行っている。この事は図 5.50 の貯水量実績を見ると、貯水量が計画よりも多い状態のまま昼間を迎えているケースがあることからわかる。昼間時においては PV 出力に応じて揚水発電所貯水量は大幅に変動することが貯水量実績からも見て取れる。燃料費最小ケースにおいては、殆ど揚水発電所運用を行わない結果となった。

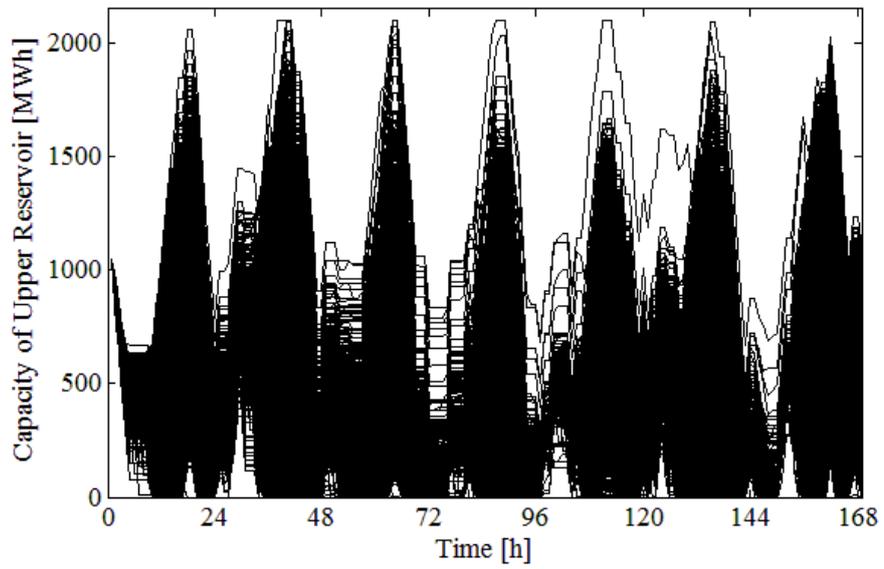


図 5.50: 揚水発電所運用実績 (LOLP 最小ケース)【春期 PV1000MW】

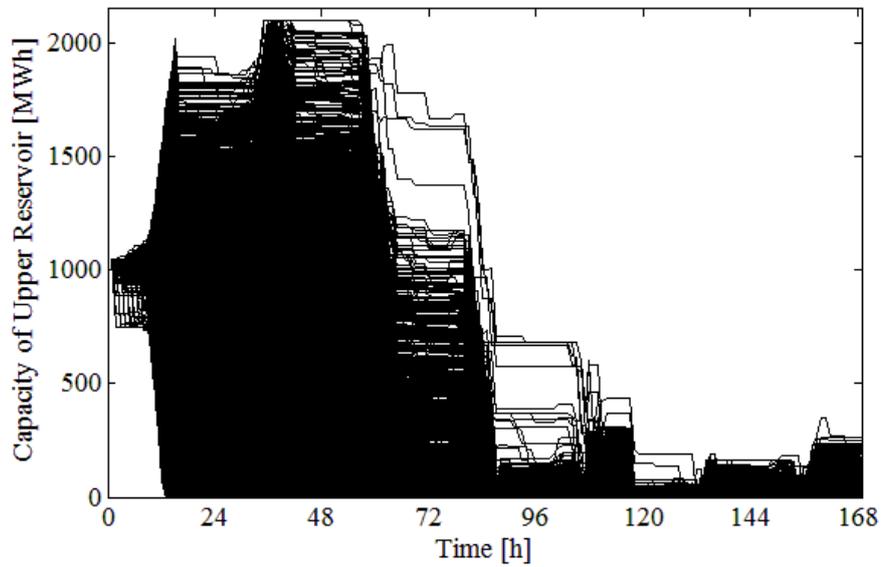


図 5.51: 揚水発電所運用実績 (燃料費最小ケース)【春期 PV1000MW】

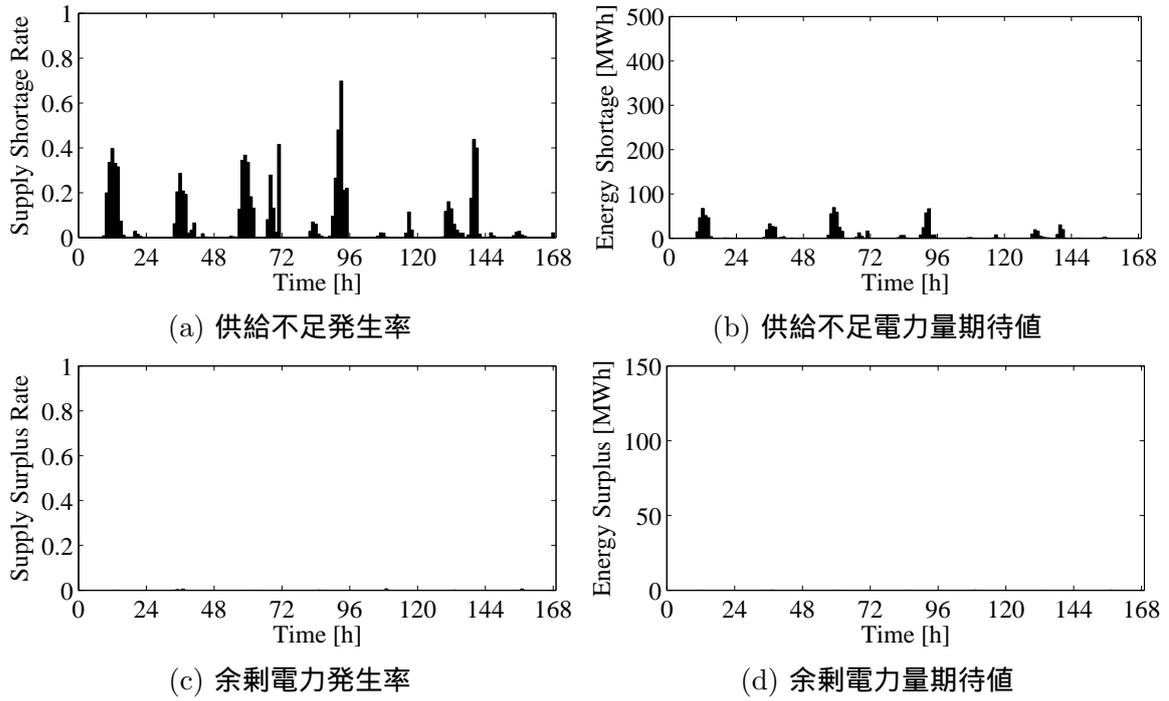


図 5.52: 各時間断面毎の支障発生の様子 (LOLP 最小ケース)【春期 PV1000MW】

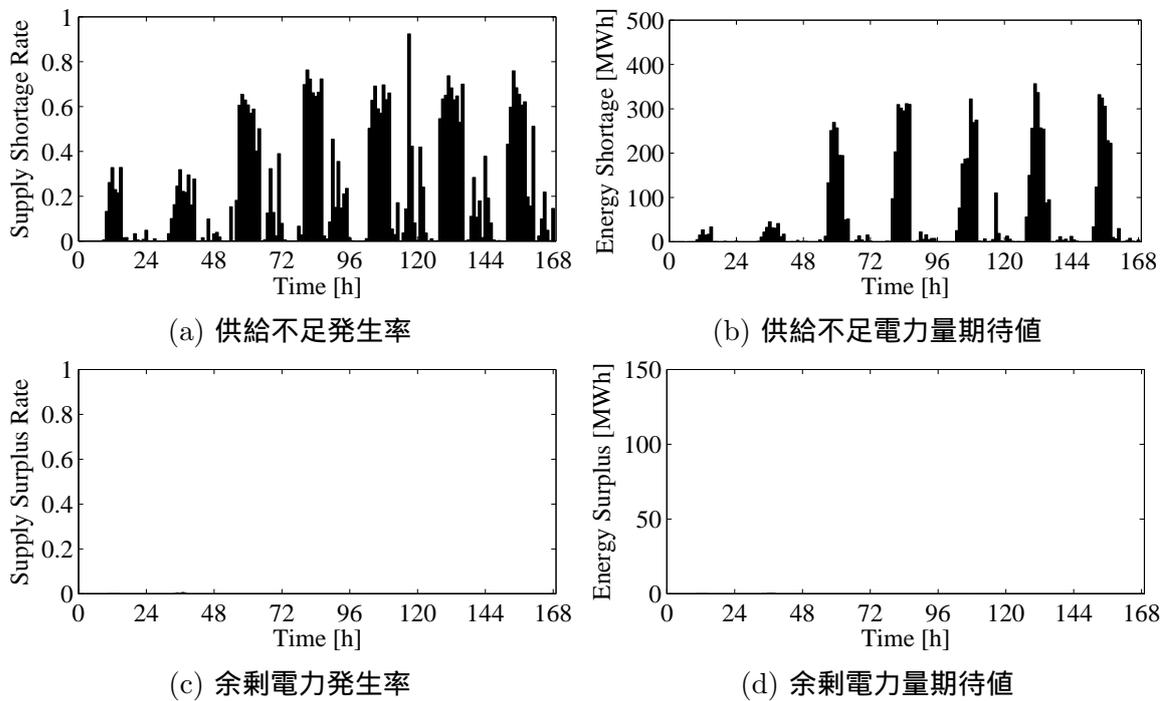


図 5.53: 各時間断面毎の支障発生の様子 (燃料費最小ケース)【春期 PV1000MW】

5.8 まとめ

本節においては、最適揚水発電所運用計画作成手法を提案し、検証を行った。供給信頼度の向上と週間燃料費の削減という相反する2つの目的関数に対して、パレート最適解の概念を導入しその評価指標とした。最適化手法としては、多点探索による多目的GAを採用しシミュレーションを行ったところ、GAの弱点である局所探索能力の弱さから最適とは言い難い運用計画が結果として出力された。揚水発電所の標本化は168時間分と長いビット長にしたため、大域的にどの時間断面で揚水運用を行えば良いかという探索はGAが得意とするが、その中で実際に何時が良いのかという局所的な探索まではGAでは難しい。そこで、局所探索法であるTSを導入し、GAを一定世代繰り返したらTSを実行するという、大域的探索と局所的探索を交互に行った結果、準最適と言って差し支えない結果が得られた。

しかしながら、PV導入量1000MWと大量に導入された場合においては、揚水発電所のみ最適化では絶対的なLOLPの値は電力系統にとって、信頼性を満足しているとは言い難く、火力機の予備力と揚水発電所の双方を最適化する必要があると言える。

この結果を踏まえ、次節では揚水発電所運用計画と火力機予備力の最適化手法について述べる。

第6章 火力機予備力を考慮した最適揚水発電所運用計画

前節までの検討では系統の予備力として、揚水発電所のみを考慮し、火力機の発電計画運用は常に燃料費最小化を目的としていた。しかしながら、これまでの解析において、PVの出力不確実性に対して揚水発電所の運用で賄うと、貯水量が徐々に不足し、週の終わりには揚水発電所貯水量不足による供給支障発生が避けられなくなっている事が判明している。

また、PVが大量導入された場合には、揚水発電所のみを最適化しても系統の供給信頼度の悪化は避けられない。取り分け余剰電力に対しては揚水発電所によってほぼ解消できることが前節までの結果から明らかになったが、供給不足への対応は揚水発電所のみでは対応しきれていない。これまで、出力変動に対応できる火力発電機の運用計画の作成には、負荷電力需要と揚水発電所運用計画、そしてPVの理想的な出力に対する差引電力需要に対して、週間の燃料費をコスト最小化問題を解くことによって決定していた。すなわち火力機の運用計画作成には、差引需要を最低限満たす運用計画が作成されていればよく、火力発電所による予備力を考慮していなかった。

そこで、本節においては、揚水発電所運用計画だけでなく、火力機の予備力を考慮した運用計画を作成することを考える。火力機の予備力は従来の電力系統における基準だと系統の設備1か所に支障が発生しても、系統全体の予備力で賄い供給支障が発生しないように予備力を確保してきた。これを一般的に $N-1$ 基準という。PVが大量導入された系統においては、その不確実性の大きさから、 $N-1$ 基準の適用は困難である。更に、PVの不確実性は昼間にしか発生しないため、現状のような常に一定の予備力を持っているというような従来の基準では不十分である。そこで、本節では揚水発電所運用計画と火力起動停止計画の双方を最適化する手法を提案する。

6.1 最適計画作成方針

前節までの最適化手法は供給信頼度の最大化と週間燃料費の最小化を実現する揚水発電所の運用計画作成という多目的最適化問題を、パレート最適解という概念を用いてGA及びTSにより最適化を図った。探索過程における解の評価はモンテカルロシミュレーションを行い、週間燃料費と供給信頼度を算出した。本節ではこれに更に火力機運用計画の最適化も同時に行う事を考える。第3章で示した供給信頼度評価モデルは、揚水発電所運用計画と電力負荷需要、そしてPVの理想的な出力に対して火力機の起動停止及び負荷配分計画は従属的に決定していた。この火力機起動停止計画の作成には週間燃料費最小化を目的関数としたDPを用いているのは第3.3.1節で説明した通りである。

火力機の起動停止計画が決定すると、それぞれの時間断面に対する差引電力需要に対する予備力が火力機の最大出力の和と最低出力の和から求まる。本論文では、発電計画にお

ける運用点から全発電機の最大出力の差分を上げ代と呼び、全発電機の最低出力までの差分を下げ代と呼ぶこととする。火力機の起動台数が決定すれば、起動している火力機に対する負荷配分は一意に定まるので、火力機と揚水発電所の運用計画の最適化は各時間断面における火力機の起動台数と揚水発電所運用計画の組合せの最適化問題となる。本節では、第 5.4.1 節に示した揚水発電所運用計画の標本化に加えて、図 6.1 に示す様に火力機の起動台数を同時に標本化することを考える。

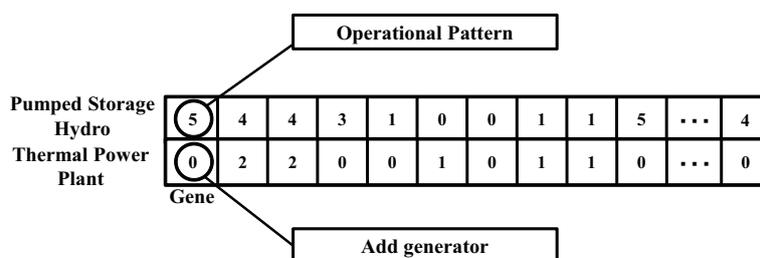


図 6.1: 揚水発電所運用計画と火力機起動台数の標本化

図 6.1 の上段では、前節と同様に揚水発電所の運用計画を表し、下段では DP で算出したコスト最小となる火力機起動台数から何台の火力機を余分に起動するかを表す。すなわち下段の数字が大きいく程、その時間断面で予備力を多く持つことを表す。この様に最適化対象に揚水発電所運用計画と火力機起動台数の双方を含めることによって、予備力を考慮した揚水発電所運用計画の作成が可能となる。

最適化対象である揚水発電所運用計画と火力機予備力のうち、揚水発電所運用計画に対してはその多様性から大域的探索が得意な GA と局所探索が得意な TS の組合せが良好な解を得られるという事は前節で示した。しかしながら、火力機予備力の探索に関しては、大域的探索よりも局所探索の方が重要である。なぜならば、基本となる火力機の計画は燃料費最小化の DP によって一意に定まっているため、そこから大域的探索によって無暗に計画を変更するよりも、局所探索によって DP による計画から火力機の起動台数を増減させた方が効率的であると言える。そこで GA における初期解の生成は完全にランダムに生成するが、その対象は揚水発電所運用計画のみとし、火力機の起動台数は初期解においては DP によって決定するものとした。

第 5 章で提案した TS は、燃料費最小化と LOLP 最小化のそれぞれにおいて、近傍解の作成に運用計画を変更する時間断面をランダムに選択し、その選択した時間断面の運用計画を変更していた。ここでは更に火力機起動台数の増減を TS によって変更する事とする。そうする事によって火力機起動台数の最適化も含めた TS とすることができる。

6.2 効率的な探索手法

前節において火力機起動計画と揚水発電所運用計画の同時最適化方針について示した。しかしながら、最適化対象の理論的な組み合わせ数が増えると、一般的に計算時間は増大し、最適解の求解までに膨大な時間がかかる恐れがある。第 5.5.3 節で述べたとおり、揚水発電所のみ最適化でも約 3.0×10^5 秒と非常に長い計算時間を要するので、これ以上計算時間がかかる事は望ましくない。

そこで本節では計算時間を短縮する手法について提案を行う。これまでの最適解探索手法はその計算時間の多くを、パレート解の中でもパレート最適解とほど遠い点となってしまう計画の評価指標の計算に費やしており、決して効率的な探索とは言えない。一方、GAにおいては解の多様性の維持等のために、同一の解を複数の世代に渡って維持することは必然である。そこで、本節では解の評価に、新たに仮想的な予備力の概念を導入し、モンテカルロシミュレーションを実行しなくても、供給信頼度を推定する方法を考える。

6.2.1 計算手法

Step1 : モデル系統に仮想的な予備力を追加する

モデル系統から揚水発電所を除外し、代わりに仮想的な予備力をパラメータとして与え、モンテカルロシミュレーションを実行し各時間断面における供給支障発生率およびその期待電力量を求める。

Step2 : 仮想的なパレート最適解の生成

GA+TSによって揚水発電所運用計画及び火力機起動台数の最適化を行う。ここで目的関数とするのは計画作成時点における週間燃料費と、Step1で算出した結果から推定される理論的な供給信頼度である。ここではモンテカルロシミュレーションを実行しないため、この最適化は高速に行えることが期待できる。この推定された供給信頼度によるGA+TSの探索を仮想的な探索と呼び、また、生成したパレート最適解を仮想的なパレート最適解と呼ぶことにする。

Step3 : モンテカルロシミュレーションの実行

Step2によって求めた仮想的なパレート最適解を初期解として、第5章と同様に、モンテカルロシミュレーションを含む探索を実行する。こうして、実際の運用にかかる週間燃料費と供給信頼度を算出し、そのパレート解を作成する。この、モンテカルロシミュレーションの実行を含む探索を、実際の探索と呼び、また、この様にして生成したパレート最適解を実際のパレート最適解と呼ぶことにする。

Step4 : 実際のパレート最適解から仮想的な探索への繰り返し

Step3で求めた、実際のパレート解を初期解として再び、Step2へと戻る。

Step5 : 終了判定

Step2から4までを一定回数繰り返したら終了とする。本論文では仮想的な探索における繰り返し世代数を10000とし、実際の探索における繰り返し世代数を1000とした。また仮想的な探索と実際の探索はそれぞれ5回実行した。

図 6.2 に仮想的な探索と実際の探索の概念図を示す。

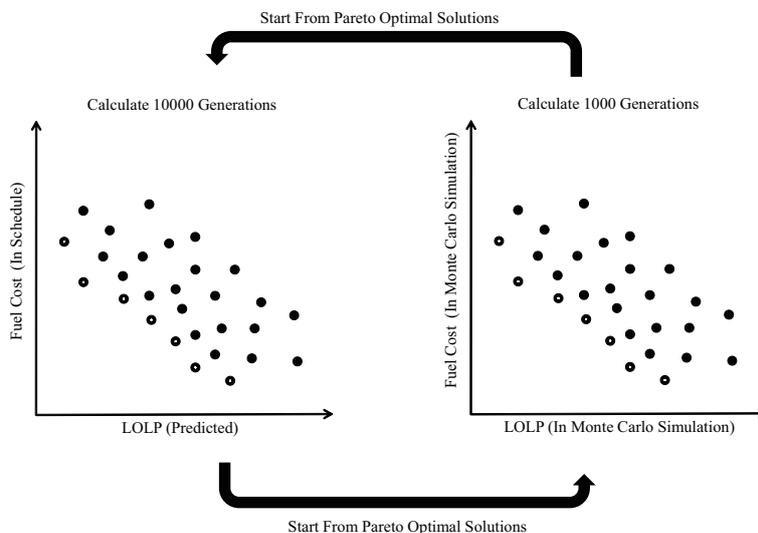


図 6.2: 推定したパレート解と実際のパレート解の探索

6.2.2 仮想的な予備力によるモンテカルロシミュレーション

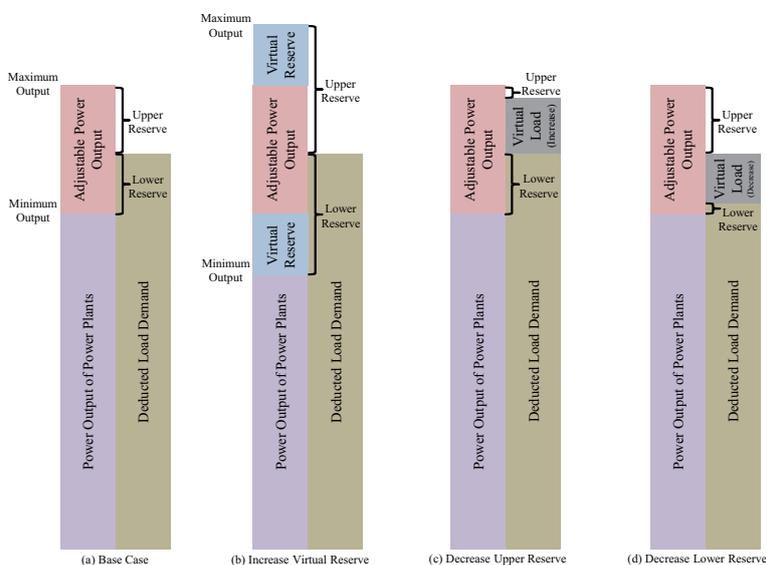


図 6.3: 仮想的な予備力の概念

4.1 節におけるベースケースのシミュレーションに、更に仮想的な予備力を導入する。そして、仮想予備力の量をパラメータにして各時間断面の供給支障発生率と予備力の関係を求める。仮想的な予備力とは図 6.3 に示す様に、予備力を考慮しないベースケースの発電計画からどれだけ仮想的な予備力を増加させるかをパラメータとしてモンテカルロシミュレーションを実行する。この仮想的な予備力の導入には以下の 3 通りが考えられる。

仮想的な予備力の増加（上げ代および下げ代）

仮想的な予備力が増加することによって、供給不足発生率及び余剰電力発生率は減少する事が見込まれる。ここで、上げ代の増加は供給不足発生率の減少のみに作用し、下げ代の増加は余剰電力発生率の減少のみに寄与するものとした。仮想的な予備力の増加は、系統の発電所の調整余力が図 6.3 (b) の様に増加したものとして計算した。

仮想的な予備力の減少（上げ代）

仮想的な上げ代が減少することによって、供給不足発生率が増加する事が見込まれる。仮想的な上げ代の減少は図 6.3 (c) の様に系統に対して電力負荷需要が仮想的な上げ代減少分だけ増加したものとして計算を行った。

仮想的な予備力の減少（下げ代）

仮想的な下げ代が減少することによって、余剰発生率が増加する事が見込まれる。仮想的な上げ代の減少は図 6.3 (d) の様に系統に対して電力負荷需要が仮想的な下げ代減少分だけ減少したものとして計算を行った。

6.2.3 仮想的な予備力によるシミュレーション結果

ベースケースからの予備力増減させた場合における LOLP の変化を図 6.4 ~ 6.6 に示す。

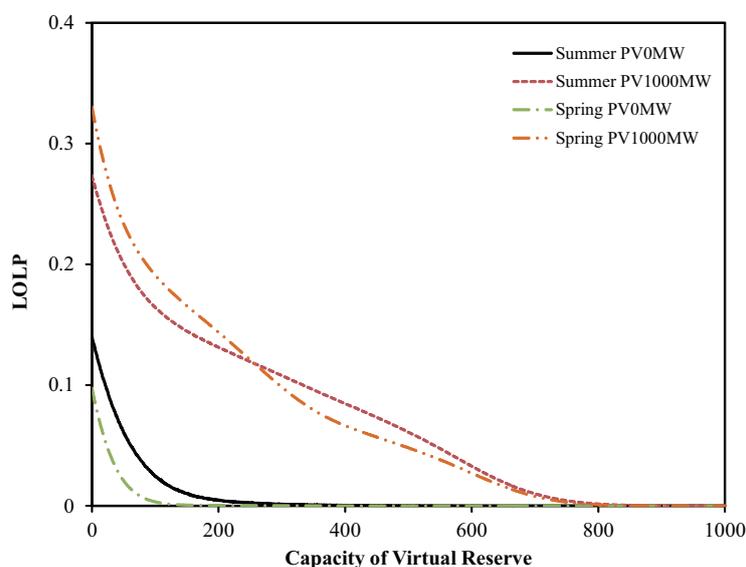


図 6.4: 仮想的な予備力を増加させた場合における LOLP の変化

予備力を増加させれば当然ながら LOLP は良くなる。上げ代を減少させた場合には LOLP は悪化する。上げ代を減少させるという事はそれだけ負荷を増加させることになるため、供給不足確率が増加する。逆に下げ代を減少させた場合においては負荷を減少させることになるため、LOLP は一旦下がる。しかしながらそのまま負荷を減少させると今度は余剰発生率が増加するため LOLP は再び悪化する。なお、ここで示した結果は供給不足と余剰電力の双方を含んだ LOLP である。

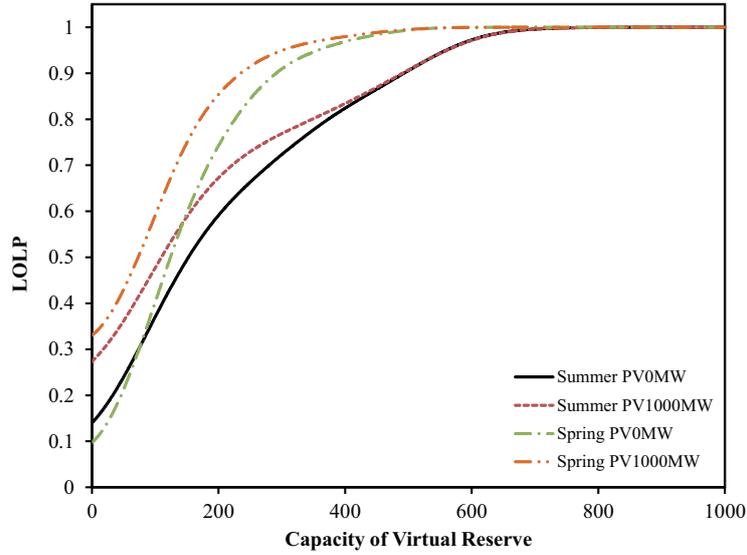


図 6.5: 仮想的な上げ代を減少させた場合における LOLP の変化

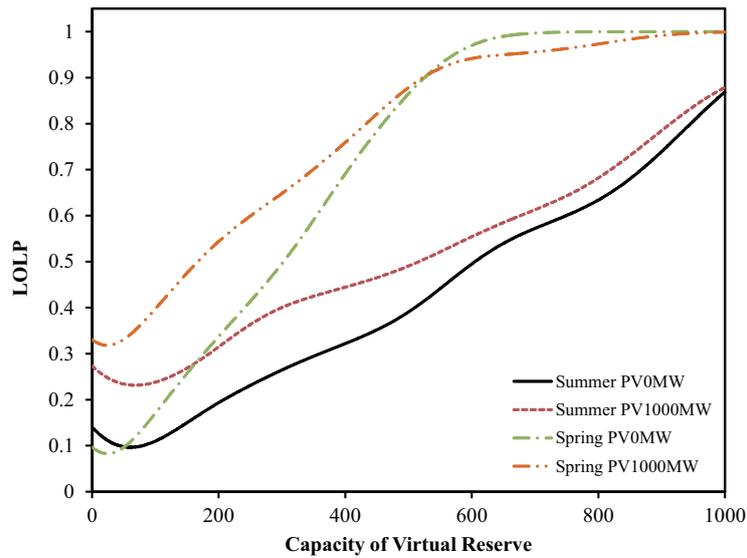
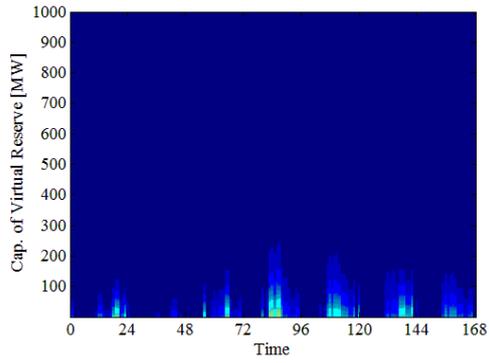
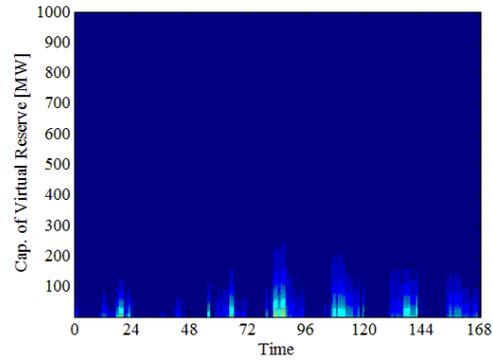


図 6.6: 仮想的な下げ代を減少させた場合における LOLP の変化

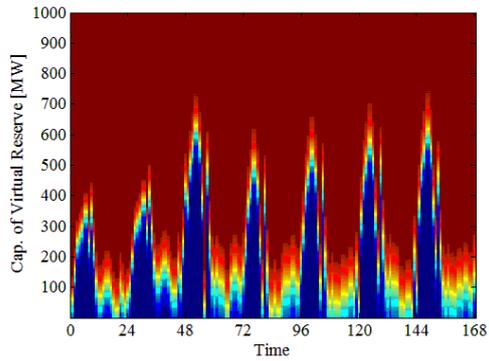
供給信頼度の推定には、図 6.7～6.10 に示した、各パラメータにおける上げ代および下げ代を増減させた場合における、各時間断面における支障発生率を用いる。



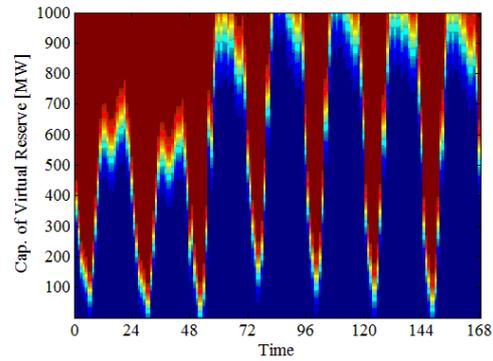
(a) 供給不足発生率 【上げ代増加】



(b) 余剰電力発生率 【下げ代増加】

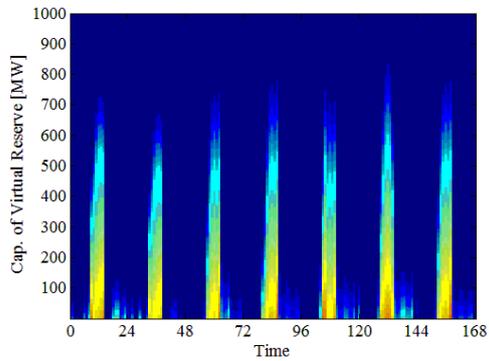


(c) 供給不足発生率 【上げ代減少】

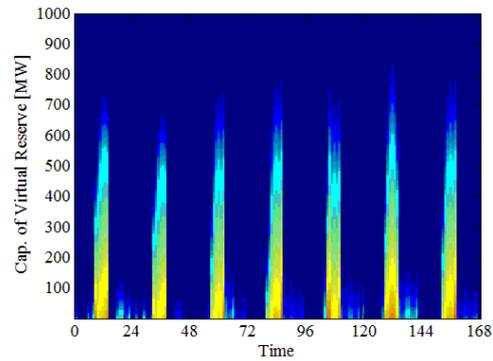


(d) 余剰電力発生率 【下げ代減少】

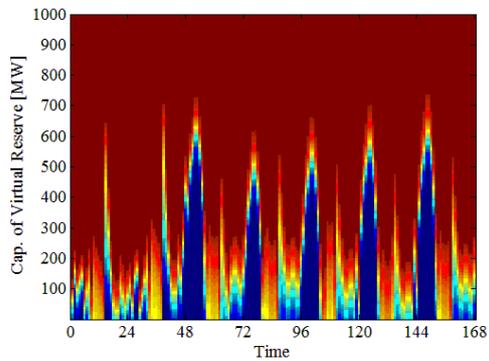
図 6.7: 予備力の変化に対する各時間における支障発生率【夏期 PV0MW】



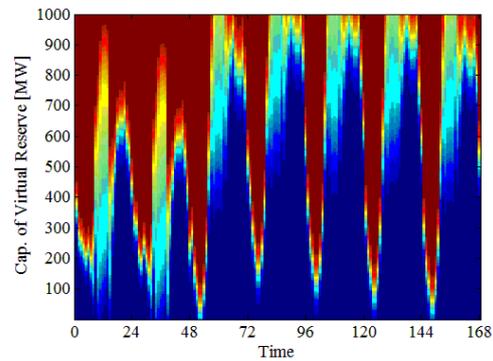
(a) 供給不足発生率 【上げ代増加】



(b) 余剰電力発生率 【下げ代増加】

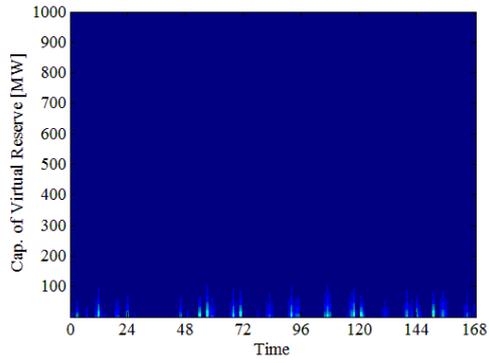


(c) 供給不足発生率 【上げ代減少】

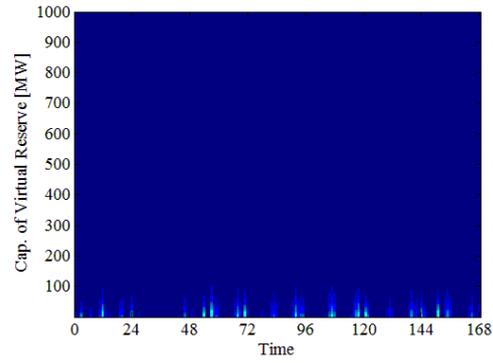


(d) 余剰電力発生率 【下げ代減少】

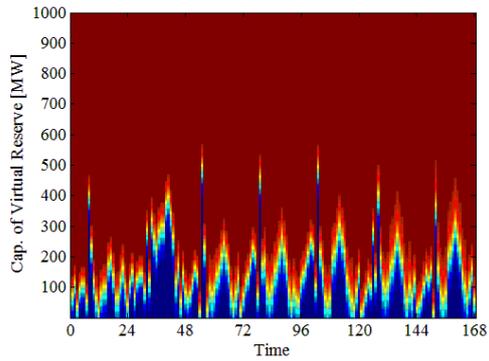
図 6.8: 予備力の変化に対する各時間における支障発生率【夏期 PV1000MW】



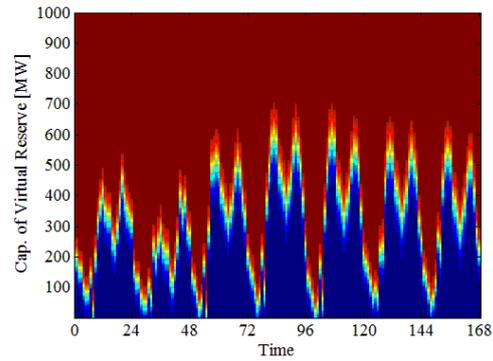
(a) 供給不足発生率 【上げ代増加】



(b) 余剰電力発生率 【下げ代増加】

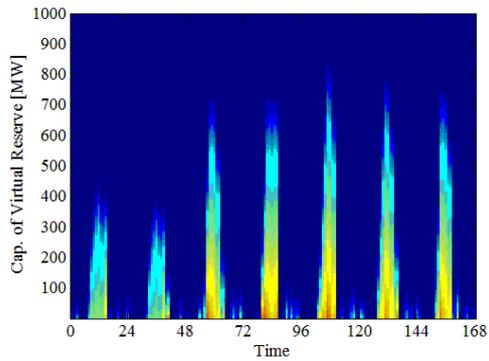


(c) 供給不足発生率 【上げ代減少】

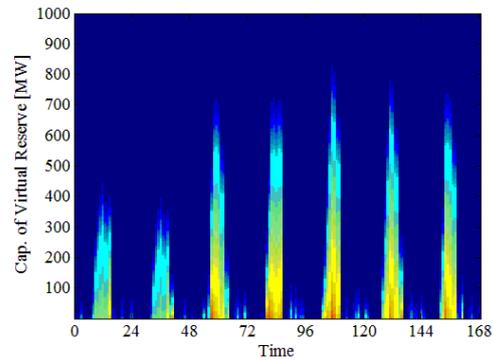


(d) 余剰電力発生率 【下げ代減少】

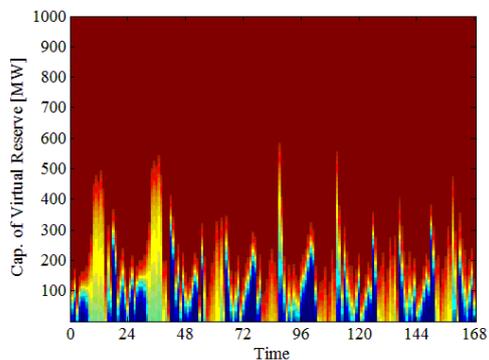
図 6.9: 予備力の変化に対する各時間における支障発生率【春期 PV0MW】



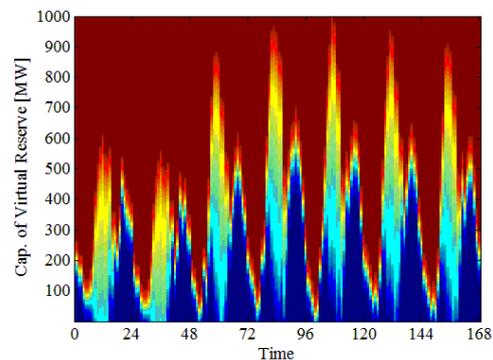
(a) 供給不足発生率 【上げ代増加】



(b) 余剰電力発生率 【下げ代増加】



(c) 供給不足発生率 【上げ代減少】



(d) 余剰電力発生率 【下げ代減少】

図 6.10: 予備力の変化に対する各時間における支障発生率【春期 PV1000MW】

6.2.4 揚水発電所貯水量期待値の算出

本論文では週間運用計画のみを最適化の対象としているため、週の途中では貯水量は計画から変動していく。当然ながら発電計画作成時においては、PVの出力は晴天時の理想的な出力曲線であるとしているため、計画よりもPVの出力が減少し、供給不足が発生するリスクの方が高い。そうすると揚水発電所の貯水量は週末につれて減少していく。揚水貯水量が減少していくと、計画どおりの運用が出来ないだけでなく、予期しない供給不足もしくは余剰に対する揚水発電所による補償ができなくなる。そこで、予期しない運用計画の変動を模擬するために、前節で求めた確保予備力に対する支障電力量の期待値を求め、その支障電力量を揚水発電所で補償したと仮定し、その運用がどの様に变化したかを調べることで、揚水発電所貯水量の変化期待値を調べることができる。

ただし、簡略化のために、運用計画において運用が決まっていた場合には、その運用が実現するものとし、緊急時制御は運用計画において出力が0の時間断面においてのみ計算される。

6.2.5 ベースケースからの確保予備力の算出

以上より、ある運用計画に対する理論的な予備力確保量が算出される。その予備力確保量をもとにして仮想的な予備力によるモンテカルロシミュレーションによって求めた供給支障発生率が求められる。当然ながら運用計画のコストは容易に求めることができるので、これらをGA+TSの評価指標とする事によって、モンテカルロシミュレーションを実行せずとも、最適な解候補を高速に見つけることができる。

これらの算出された仮想予備力の増減に対して、推定支障発生率及び推定揚水発電所貯水量から推定LOLPを高速に求めることができる。

6.3 シミュレーション結果

6.3.1 得られたパレート最適解集合

備力を考慮したパレート最適解運用計画と、予備力を考慮しない第5章におけるパレート最適解を図示したものを図 6.11～6.14 に示す。

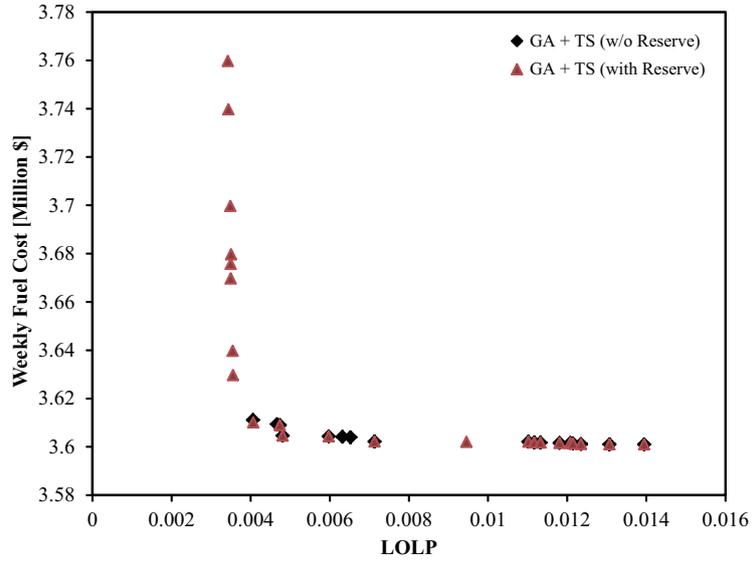


図 6.11: パレート最適解【夏期 PV0MW】

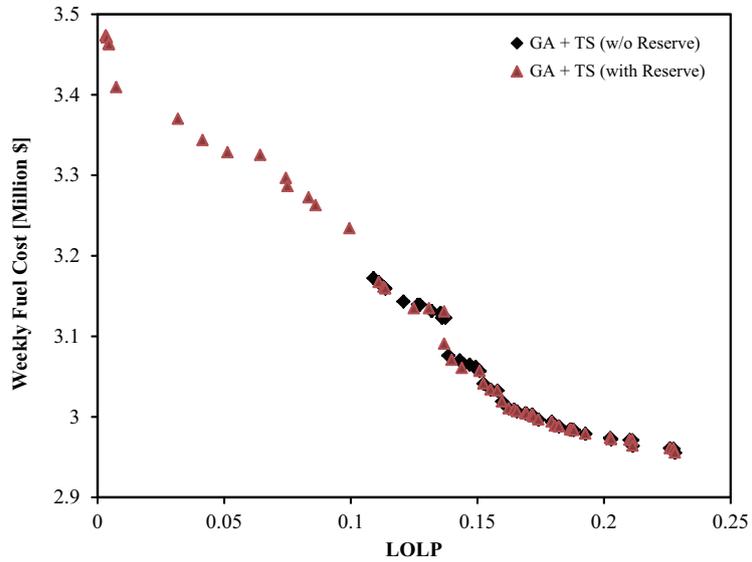


図 6.12: パレート最適解【夏期 PV1000MW】

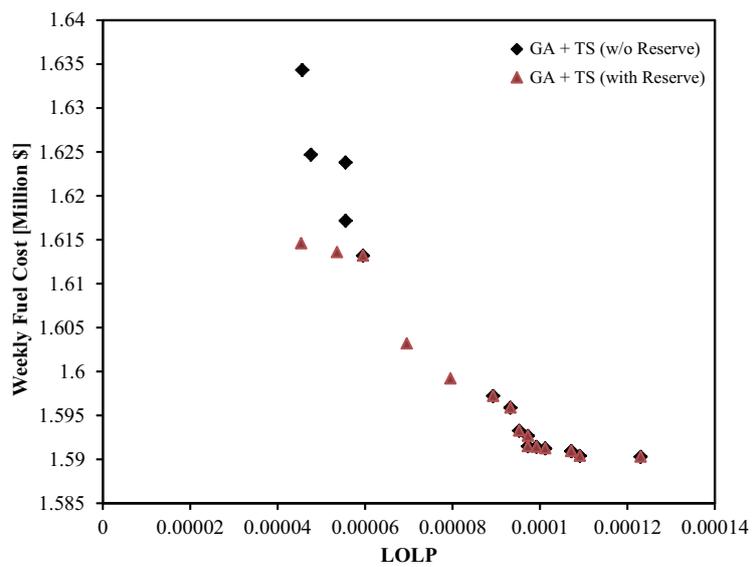


図 6.13: パレート最適解【春期 PV0MW】

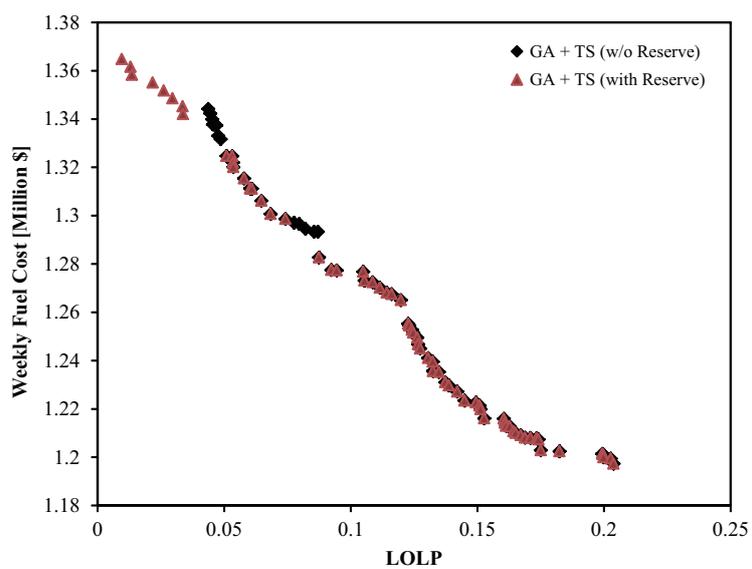


図 6.14: パレート最適解【春期 PV1000MW】

PV 導入量毎の推移を比較するために各季節ごとに纏めたパレート解を図 6.15～6.16 に示す。

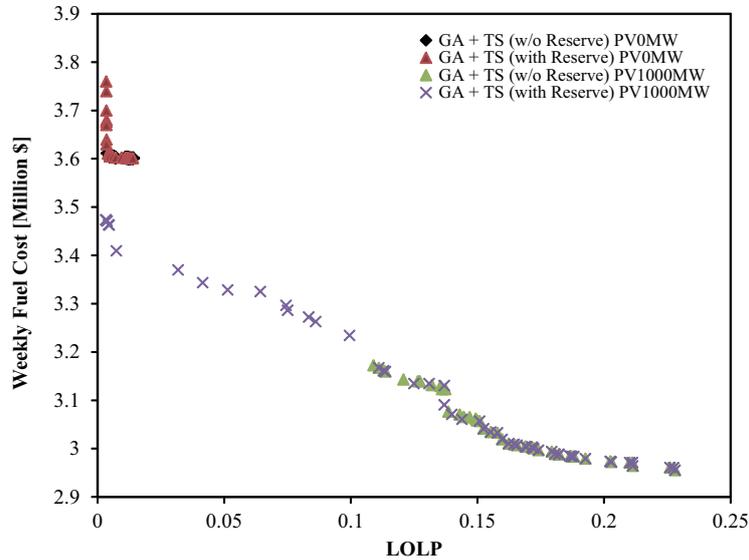


図 6.15: パレート最適解【夏期】

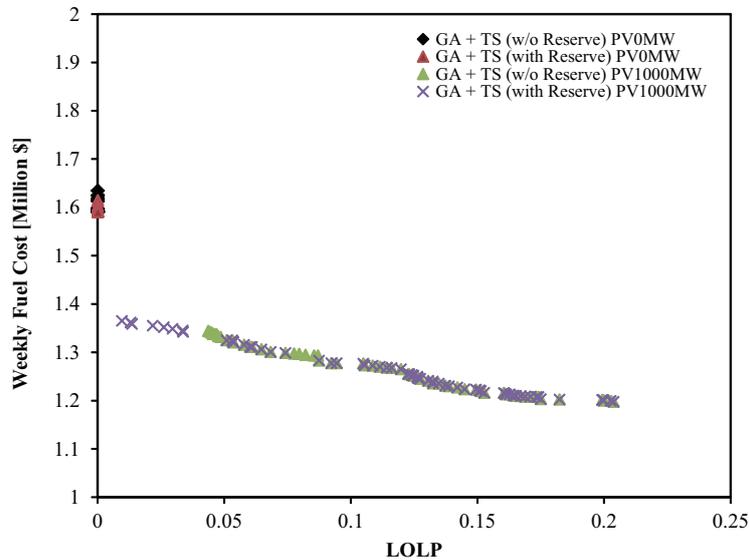


図 6.16: パレート最適解【春期】

これらの結果より、予備力を考慮した結果、図 6.11 の夏期 PV 導入量 0MW においては、予備力を増加させていくことで予備力を考慮しない解よりも LOLP が良い解が得られているが、一方で燃料費の増大幅が大きくなってしまふ。図 6.13 の春期 PV 導入量 0MW においては、元々の LOLP が小さいため、予備力増加の効果は少ない。PV1000MW と大量に導入された場合においては、予備力を増加させて行くことで、燃料費は増加するが LOLP が小さい解が、予備力を考慮しない探索よりも得られている。

一方で、図 6.15 ~ 6.16 の季節ごとのパレート解の分布を見ると、PV 導入量 0MW 時においては予備力増加の効果が相対的に低いのに対し、PV 導入量 1000MW 時においては予備力増加による信頼度向上への効果が高いことが見てとれる。

6.3.2 作成された運用計画の例と信頼度解析

GA と TS によって作成された予備力を考慮した運用計画の例として、夏期及び春期の PV0MW 導入時と PV1000MW 導入時における発電計画、揚水発電所運用計画、各時間断面の計画上の上げ代・下げ代、その運用計画に対する運用実績と各時間断面の供給支障発生の様子を示す。ここでは得られたパレート解の中から LOLP が最良だった個体のみ抜き出した。燃料費が最小な個体は全条件において第 5 章の予備力を考慮しない結果と同等であったためである。

夏期 PV 導入量 0MW

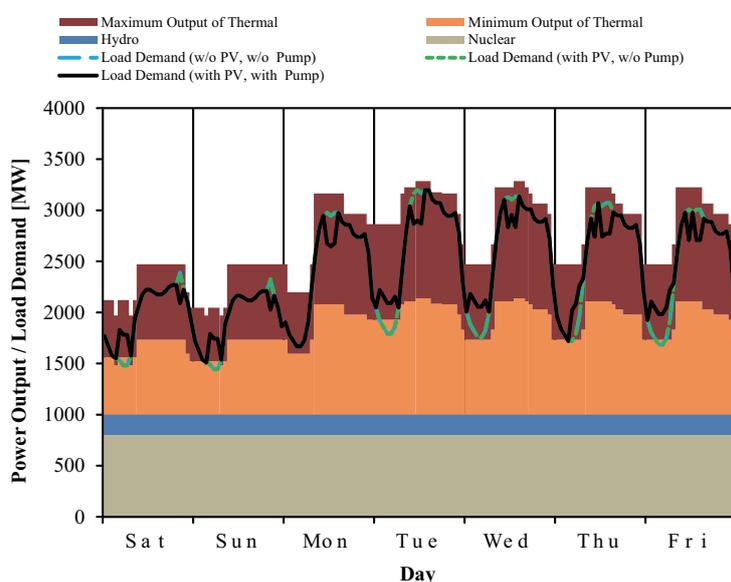


図 6.17: 発電計画例 (LOLP 最小ケース)【夏期 PV0MW】

夏期の PV 導入量 0MW 時点においては、LOLP を最小化する揚水発電所運用計画として、土曜日日曜日の早朝に揚水運転を行って貯水量を確保しておき、月曜日の昼間に発電を行っている。火曜日以降は早朝に揚水運転を行い、昼間に発電を行っている。火力機の予備力は常に昼間時において多く確保されており、平日ピーク負荷の時間帯においては揚水発電所が発電を行う計画にも関わらず、揚水発電所が発電を行わなくても負荷電力需要を満足する様に発電機の最大出力が確保されている。

実際にこのような運用を行う事で、各時間断面の支障発生率は低く抑えられているが、平日昼間に対しては揚水発電所貯水量が減少してしまうケースがあるため、支障の発生が起きてしまっている。しかしながら予備力を大目に確保しているため、供給不足電力量自体は少ない値にとどまっている。

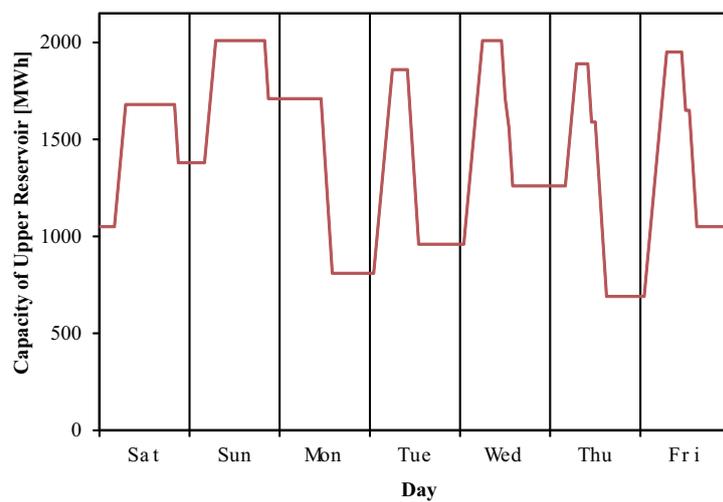


図 6.18: 揚水発電所運用計画例 (LOLP 最小ケース)【夏期 PV0MW】

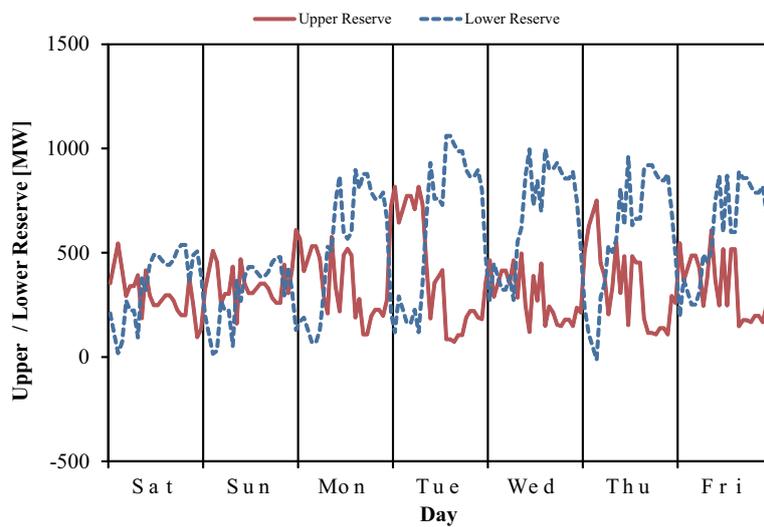


図 6.19: 計画に対する上げ代と下げ代 (LOLP 最小ケース)【夏期 PV0MW】

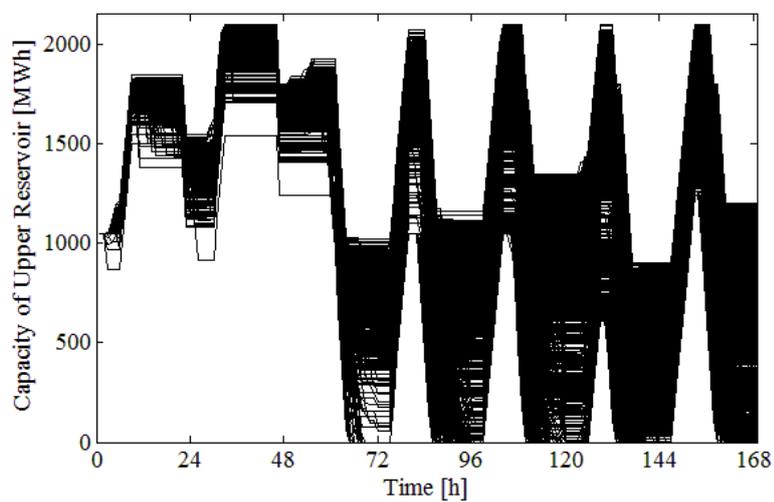


図 6.20: 揚水発電所運用実績 (LOLP 最小ケース)【夏期 PV0MW】

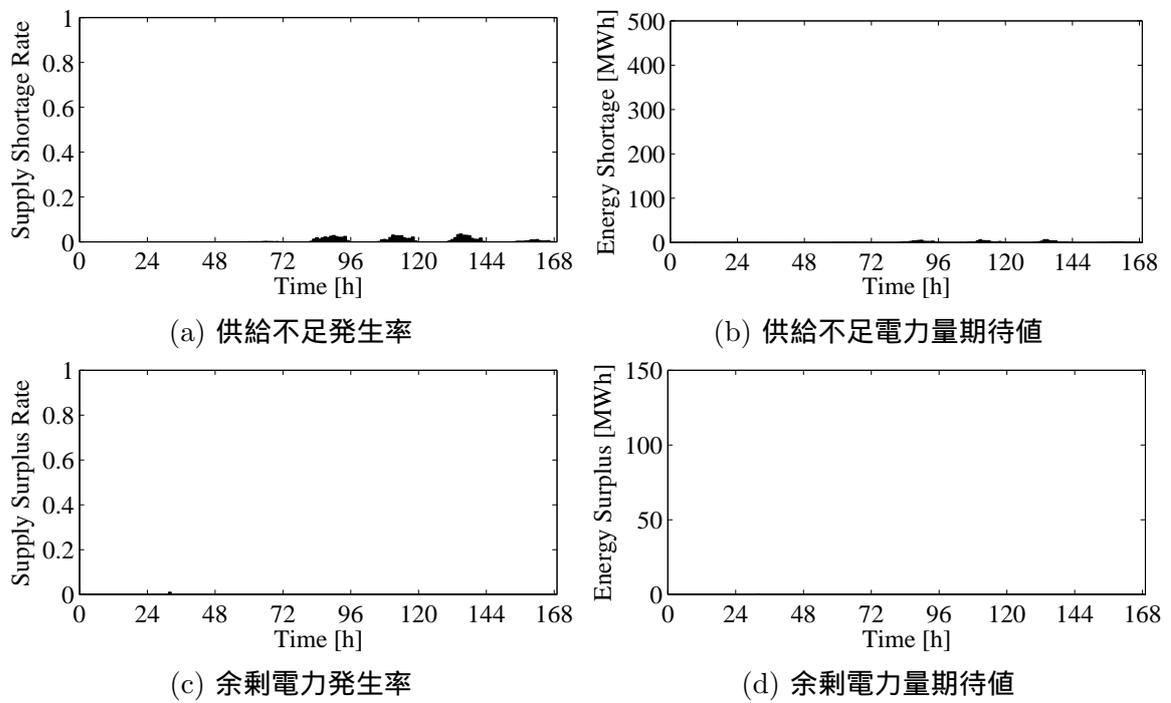


図 6.21: 各時間断面毎の支障発生の様子 (LOLP 最小ケース)【夏期 PV0MW】

夏期 PV 導入量 1000MW

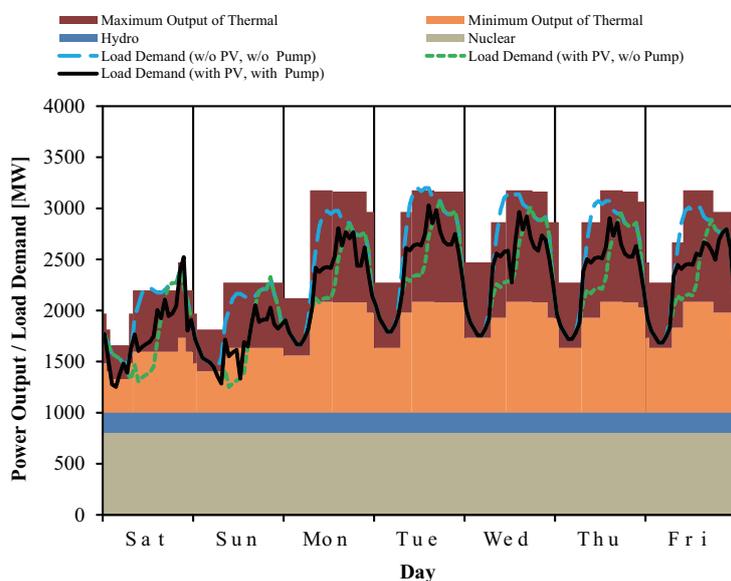


図 6.22: 発電計画例 (LOLP 最小ケース)【夏期 PV1000MW】

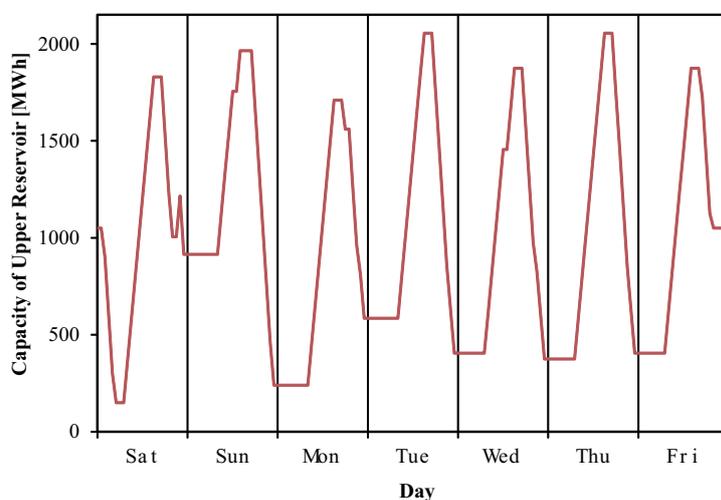


図 6.23: 揚水発電所運用計画例 (LOLP 最小ケース)【夏期 PV1000MW】

夏期の PV 導入量 1000MW 時点においては、まず、土曜日深夜に発電を行い貯水量を空に近い状態にしてから、昼間時に揚水運転を行っている。さらに火力機の最大出力は PV が出力しない場合における電力需要曲線である青破線を満たせる程度の発電機最大出力が確保されていることがわかる。この様に運用することで供給不足発生率は比較的小さくなる。揚水発電所運用実績も計画に近いものとなっている。ただし、火力機最大出力を増加させた事によって、上げ代は確保されているが、下げ代の確保幅が特に土曜日と日曜日に

において厳しくなっており、一部で下げ代が負の値をとり、計画には余剰が発生してしまう。ただし、モンテカルロシミュレーション上は余剰が発生したら、揚水発電所緊急制御で吸収できるため余剰電力発生率は低い値となっている。

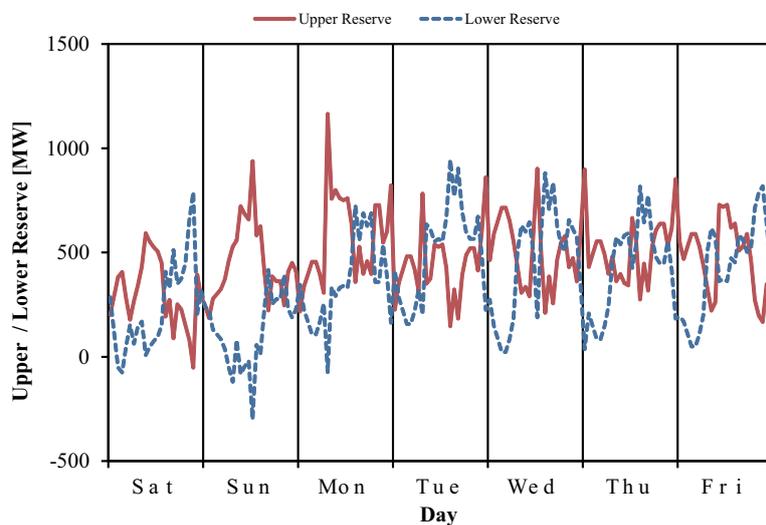


図 6.24: 計画に対する上げ代と下げ代 (LOLP 最小ケース)【夏期 PV1000MW】

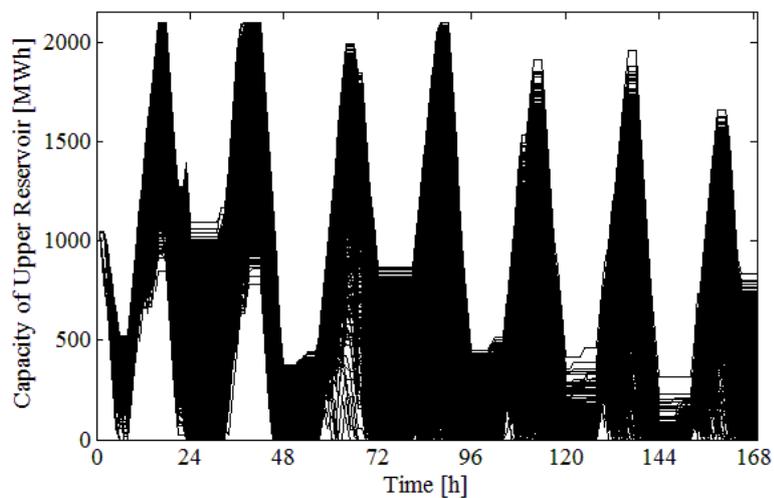


図 6.25: 揚水発電所運用実績 (LOLP 最小ケース)【夏期 PV1000MW】

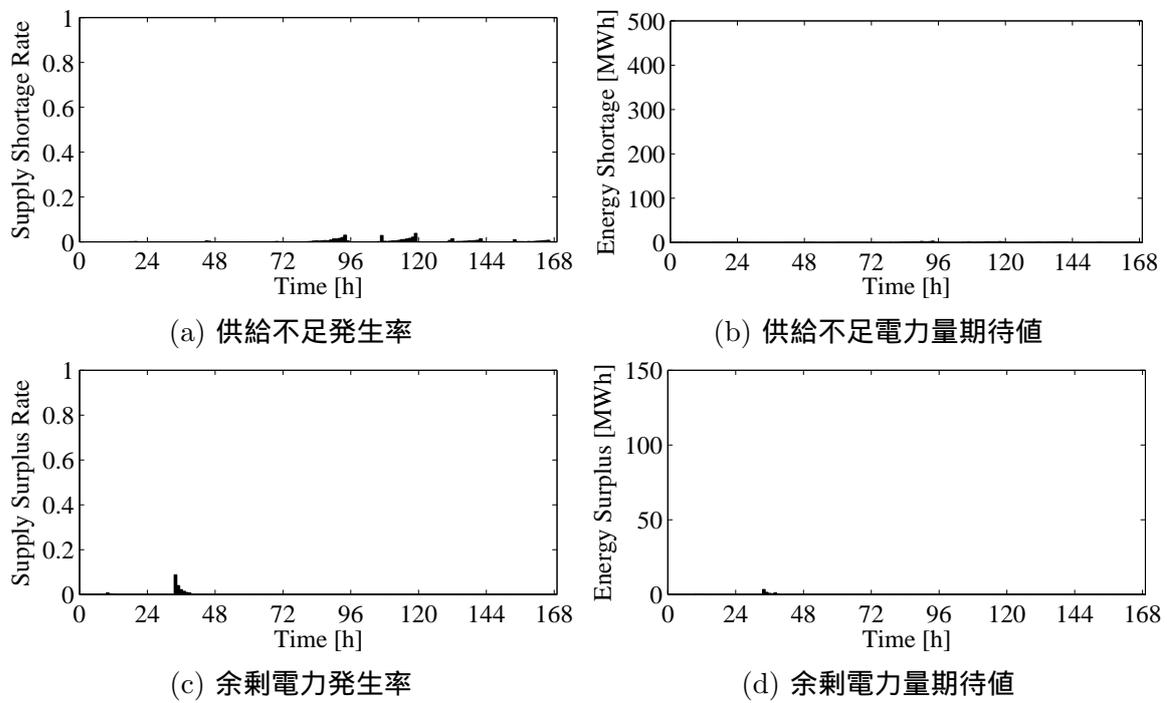


図 6.26: 各時間断面毎の支障発生の様子 (LOLP 最小ケース)【夏期 PV1000MW】

春期 PV 導入量 0MW

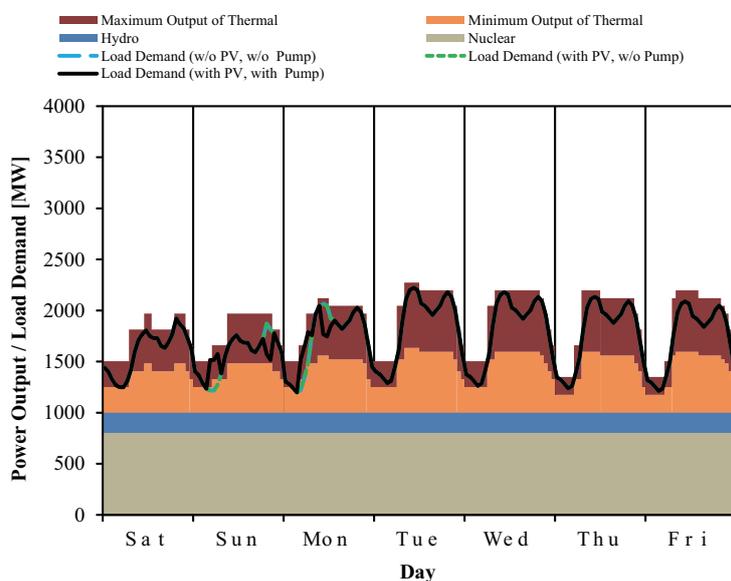


図 6.27: 発電計画例 (LOLP 最小ケース)【春期 PV0MW】

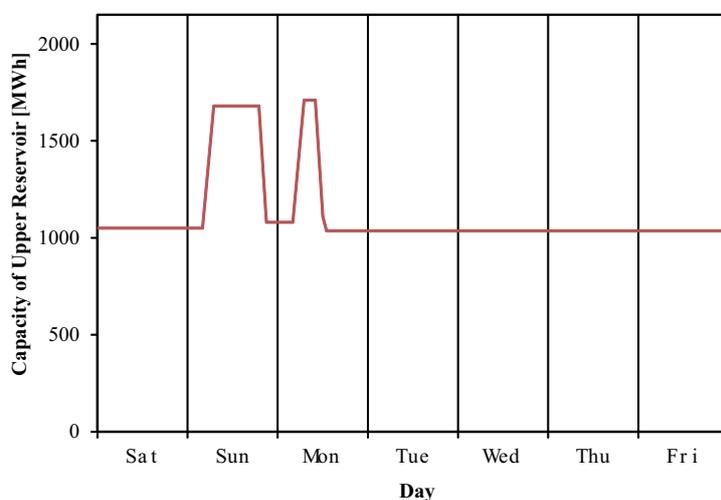


図 6.28: 揚水発電所運用計画例 (LOLP 最小ケース)【春期 PV0MW】

春期においては、日曜日と月曜日の早朝に揚水運転を行い、日曜日夜間、及び月曜日昼間に発電を行う結果となった。1 週間の間で 2 回の揚水運転を行う事で貯水量の確保量は多くなる。しかしながら、パレート解を見てもわかる通り、この様な運用は燃料費が増大する割には LOLP の改善に与える影響は小さく、あまり現実的ではないと言える。

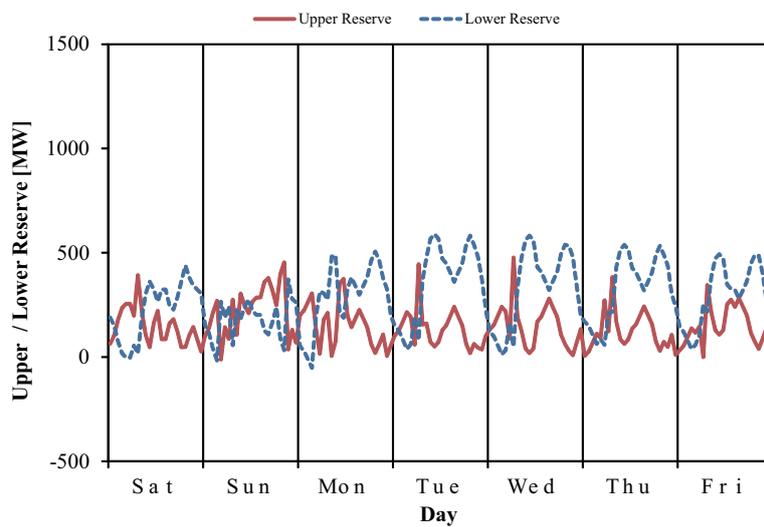


図 6.29: 計画に対する上げ代と下げ代 (LOLP 最小ケース)【春期 PV0MW】

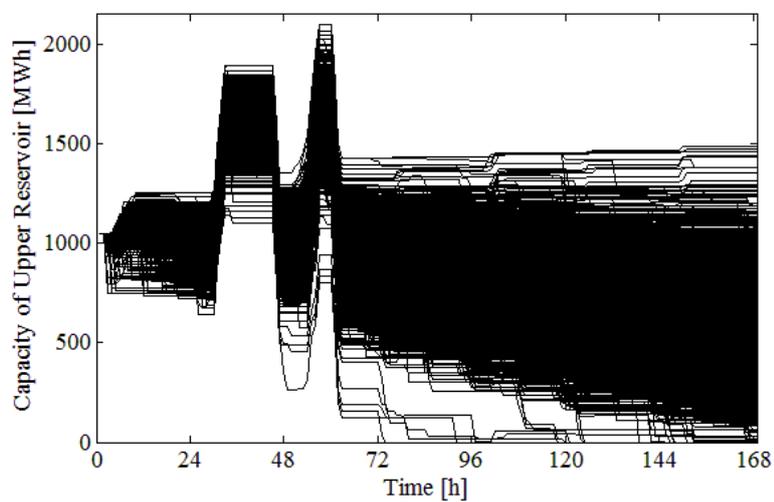


図 6.30: 揚水発電所運用実績 (LOLP 最小ケース)【春期 PV0MW】

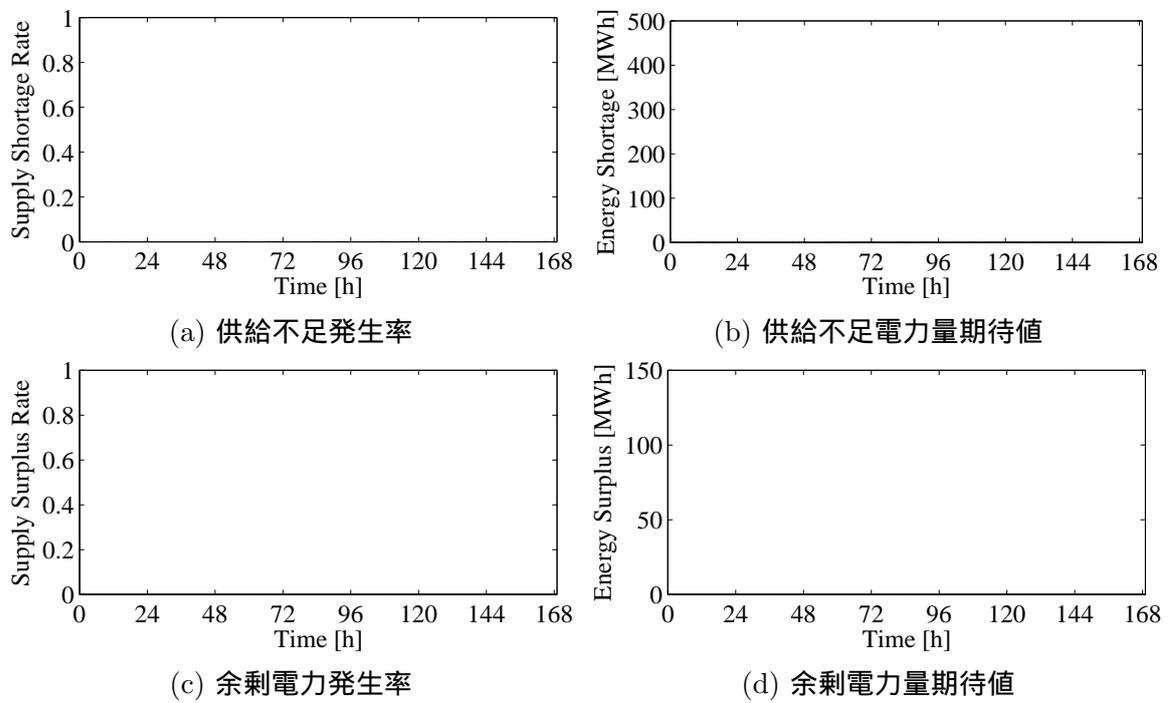


図 6.31: 各時間断面毎の支障発生の様子 (LOLP 最小ケース)【春期 PV0MW】

春期 PV1000MW

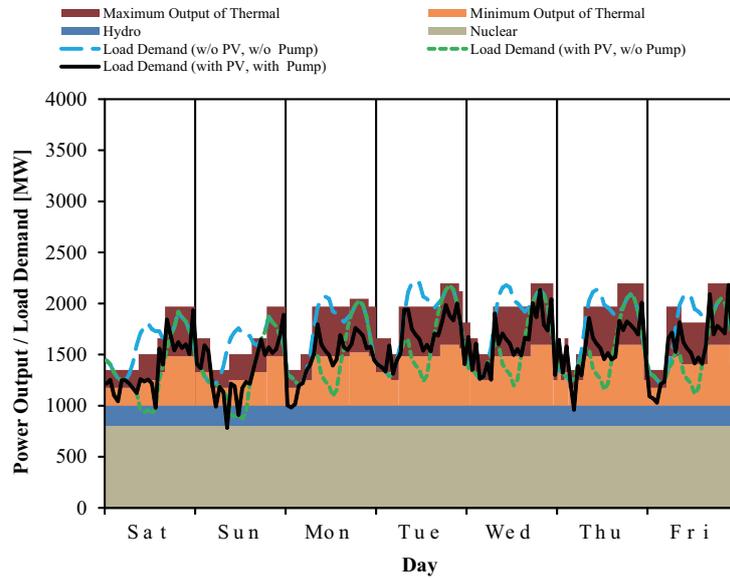


図 6.32: 発電計画例 (LOLP 最小ケース)【春期 PV1000MW】

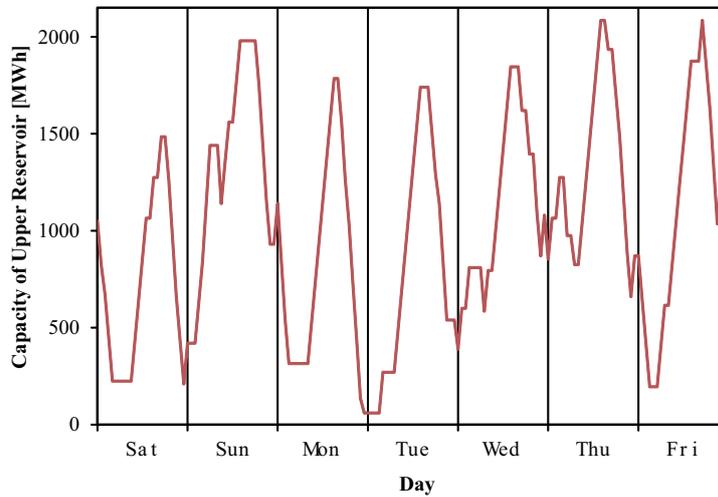


図 6.33: 揚水発電所運用計画例 (LOLP 最小ケース)【春期 PV1000MW】

春期の PV 導入量 1000MW 時点においては、夏期とは異なり昼間時の上げ代はあまり多く無く、代わりに夜間帯の予備力が揚水発電所が発電しない場合においても供給力を確保できる様になっている。これは昼間時に上げ代を増大させると、今度は下げ代が不足するため、余剰電力発生率が高くなる。PV が発電しない深夜においては、貯水量が昼間の揚水運転が出来なかった事によって不足する可能性があるため、上げ代が多めに確保されている。この様に、供給不足と余剰電力の双方が発生しうる春期の PV 大量導入時にお

いては、火力機の上げ代と下げ代の双方の確保という問題が発生し、電力系統の需給運用にとっては最も厳しい季節であることがわかる。

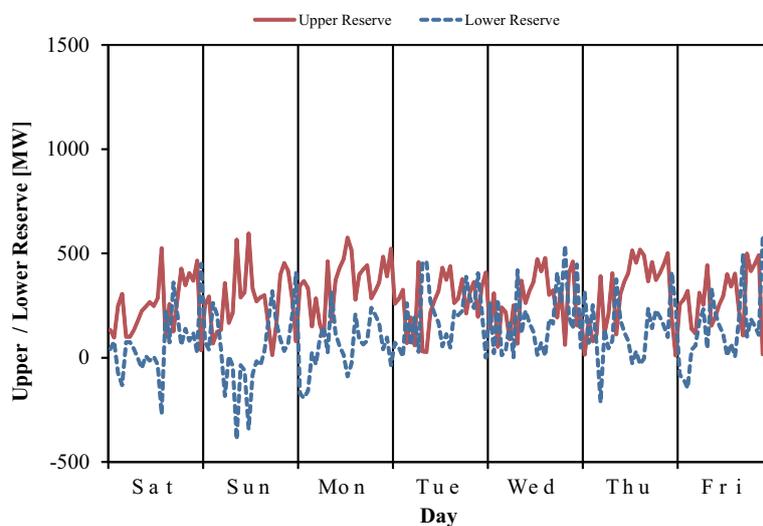


図 6.34: 計画に対する上げ代と下げ代 (LOLP 最小ケース)【春期 PV1000MW】

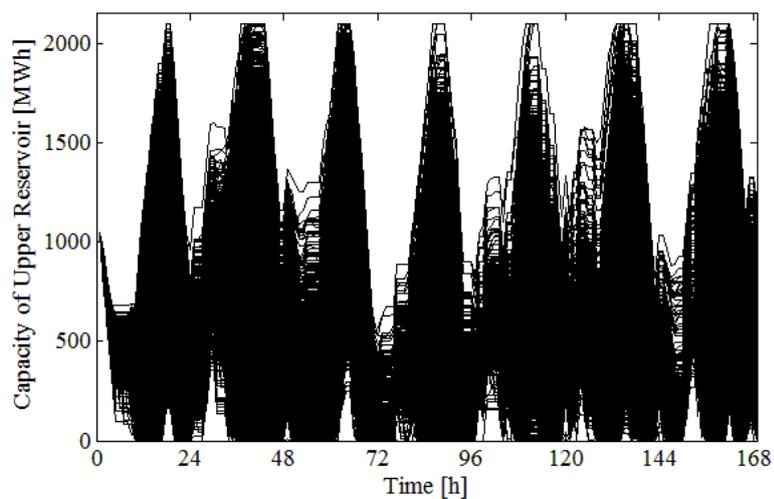


図 6.35: 揚水発電所運用実績 (LOLP 最小ケース)【春期 PV1000MW】

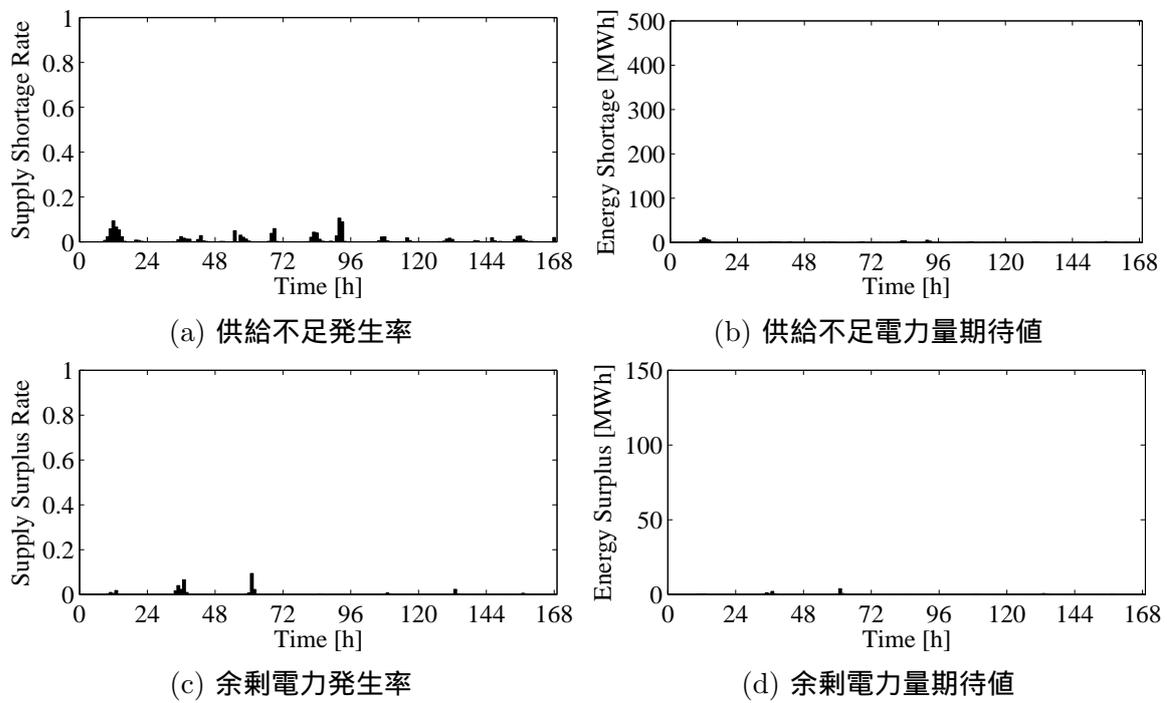


図 6.36: 各時間断面毎の支障発生の様子 (LOLP 最小ケース)【春期 PV1000MW】

6.4 まとめ

本節では揚水発電所運用計画と火力機起動台数の同時最適化手法について提案検討を行った。火力機台数の同時最適化を行うことによる、計算時間の増大という問題に対して供給信頼度の推定手法を導入し、良好な解候補に絞ってモンテカルロシミュレーションを行う事によって、計算時間の短縮による効率的な探索が可能となった。

本節の結果より、PVの大量導入に対する既存の電源設備の最適な運用計画を作成することができ、これ以上信頼度を向上させるためには電力系統に蓄電池等の更なる設備導入による対策が必要であることが示せた。

第7章 結論

7.1 本論文の成果

本論文では、PVの大量導入を前提とした電力系統における信頼度の評価として、不確実性を考慮したモンテカルロシミュレーションによる供給信頼度評価モデルを作成した。

モンテカルロシミュレーションにおいては、不確実性を有する要素として従来から広く検討が行われてきた電力負荷需要の変動や発電機の故障という要素の他に、PVの天候による出力変動を追加した。PVが大量導入された電力系統における、その出力変動は電力負荷需要の変動よりも遥かに大きく、その対策は容易でないことを示した。その上で電力系統におけるPV導入量の増加に対する出力変動や余剰電力問題への対策として、電力系統に既存の設備である揚水発電所の運用最適化を提案した。まず基本的な運用計画である昼間時に発電を行い深夜に揚水運転を行う運用計画から、昼間時に揚水運転を行い夜間に発電を行うという、従来では考えられなかったような運用方法を提案し、供給信頼度評価モデルにて検証を行った。その結果、PV大量導入時には昼間時に揚水運転を行う事が、余剰電力解消には有効ではあるが、一方で天候によってPVの出力が低下した場合には揚水運転を停止せざるを得ないため、貯水量の確保が大きな問題となった。また、電力需要が大きい夏期においては昼間時に揚水運転を行うことは燃料費の増加による経済性の悪化も見受けられた。

その結果を踏まえて、まず揚水発電所の運用計画を最適化するためにメタヒューリスティクスであるGAを用いて最適化すること提案し、検証を行った。供給信頼度の向上と燃料費の削減という相反する事象に対して、パレート最適解の概念を導入し、二つの目的関数の関係を明確にし、最適化を行った。その結果、週間の揚水発電所運用計画の作成は、その組み合わせの数の多さからGAのみで最適解を探索するのは困難であることが判明した。GAは大域的な探索として、揚水発電所運用計画で言うならば、どの辺りの時間帯で運用を行うのかといった大まかな探索は得意とするが、実際にどの時間断面で、どれだけの出力をするのかといった様な局所的な探索能力には劣るため、最適な結果の求解に至らなかった。

そこで、更にGAと局所探索法を組み合わせる事を考えた、局所探索法としてはTSを用いることとした。GAによって得られたパレート最適解の集合から、それぞれの解に対して供給信頼度が良好となる方向への探索と、燃料費が良好となる方向への探索をそれぞれ実行し、より良好なパレート解の集合を得る。その上で再びGAによって探索を繰り返すことによって、GAとTSの長所を組み合わせたアルゴリズムとした。その結果、GAとTSを適切に組み合わせる事でパレート最適解に近い解を得ることができた。電力需要が大きい夏期でPVが導入されていない状態においては、週末の比較的軽負荷な日の深夜に揚水運転を行い、貯水量が多い状態で平日を迎えて、その昼間の時間帯で発電を行う事によって経済性と燃料費削減の双方に効果的であることが判明した。軽負荷期の春期においては、元々の供給支障率が低いため、揚水発電所運用による信頼度向上への効果が薄い事

も判明した。また揚水発電所を運用することによる負荷平準化の効果が低いため、その運用による損失で相殺もしくは損失の方が大きくなるので、燃料費削減の効果は殆どない。一方、PVが1000MWと大量導入された系統において、信頼度が最良となるケースは基本的に揚水発電所は昼間時に揚水運転を行う事で、余剰吸収及びPVの出力低下時における予備力の確保ができることが判明した。揚水発電所で揚水運転を行うと計画しておくことは、その揚水動力分の電力が負荷需要に上乘せされるため、その分の予備力が確保されていることになるからである。

次に、PV大量導入時における更なる信頼度の確保という観点から、揚水発電所の運用計画と火力機の予備力の同時最適化を図った。しかしながら揚水発電所の運用計画と火力機の起動台数の組み合わせは、揚水発電所の運用計画のみの最適化に比べて、組み合わせ数が更に増えるため、計算時間の短縮が不可欠である。そこでモンテカルロシミュレーションの実行回数を減らすために、仮想的な予備力を導入したモデル系統において、供給信頼度を予め算出しておき、GA+TSで探索した解に対して各時間断面における予備力の確保量から、供給信頼度を推定する手法を開発した。こうして予め推定しておいた信頼度と、計画時点での運用コストに対するパレート最適解を作成し、その最適な解に対してモンテカルロシミュレーションを実行する事で、効率的な解の探索を実現し膨大な数の組み合わせの中から最適な揚水発電所と火力起動停止計画を作成した。

その結果、基本的な揚水発電所運用計画は予備力を考慮しない場合と同じ様になり、夏期においてはPVの出力が低下しても供給力を確保できるように予備力を持たせることで、信頼度がPV導入前と近い水準にまで向上した。しかしながらその様な運用は、結果的に燃料費が増大し、PV導入による燃料費の削減効果は低いものとなる。春期においては火力機によって予備力を増加させることは、火力機の下げしるが不足する事になり余剰発生リスクが高まるため、予備力を増加させる事ができず、その結果供給信頼度は夏期よりも維持できないことが判明した。

以上の結果より、揚水発電所と火力機の運用計画を最適化する事により、PVの大量導入という電力系統の課題に対して、既存の設備で最大限対応できる手法を開発することに成功した。

7.2 今後の課題

本論文においては、揚水発電所を含む電力系統の週間発電計画を作成し、その計画に沿って発電所は運用を行っていた。また、モンテカルロシミュレーション中において予期しない供給不足または余剰電力が発生した場合には、その解消を揚水発電所の緊急制御によって行っている。そのため、特にPVが大量に導入され不確実性を有する要素が大きい場合には、揚水発電所の緊急制御によって貯水量が運用計画時点から大きく変わってしまう。本論文では揚水発電所運用計画は緊急制御を行った場合でも、緊急制御後は計画通りの運用を行っているため、運用計画によっては、貯水量不足による支障発生率の増大などが発生する事も本論文の成果として明らかになったため、今後は緊急制御を行った後の貯水量の補填を考える必要があるであろう。

また、特に軽負荷期である春期においては、余剰電力と供給不足の双方に対応するには揚水発電所のみでは厳しい事も第6章の成果として挙げられる。そのため電力貯蔵装置である蓄電池の必要設置量の検討も必要となるであろう。

付録 A 附録

A.1 計算の高速化

本論文においては、計算量の多い動的計画法やモンテカルロシミュレーションを多用するため、高性能な計算機をもってしても、計算時間が膨大になる。そのため、本論文では種々の計算高速化手法を提案し計算プログラムに組み込んだ。それらの一例を本節にて紹介する。

A.1.1 経済負荷配分計算

4.4 節で示した不確実性を考慮した燃料費算出の為には、モンテカルロシミュレーション中の各施行において、逐一経済負荷配分問題を解く必要がある。1 時間断面の負荷配分の計算には大した時間がかからないが、全時間と全試行回数に対して計算すると、168 時間分 × 10000 週となると非常に時間がかかるため、これを高速化することを考える。

まず、本論文においては優先順位に基づいて発電機が起動していくため、とある負荷電力需要 P に対して需給バランスを満たせる発電機の組み合わせは、どんなに大きくても、火力機の台数分で済むので、仮に $(\text{火力機の台数}) \times (\text{火力機で賄える電力需要})$ の全組み合わせを計算しても大した計算量ではない。この計算を予め実行し、計算機のメモリに記憶しておけばモンテカルロシミュレーション中における計算量は飛躍的に減らす事ができる。ただし、火力機分担分がその時間断面における全火力機の最低出力を下回っていた場合（余剰電力発生時）には、その時間断面の燃料費は最低出力時における燃料費とする。同様に火力機分担分が全火力機の最大出力を上回っていた場合（供給不足発生時）にはその時間断面の燃料費は最大出力時における燃料費とする。当然これらの仮定は、余剰電力分及び供給不足分の燃料費は計算が不可能であるためである。

ここで問題となってくるのは、連続値である確率的な変動込みの差引電力需要を、離散値とする時の誤差である。そこで差引需要を 1MW 刻みで離散化し、それに対する負荷配分を予め計算しておいた場合における週間燃料費と、従来通り逐一負荷配分を計算した場合の燃料費の相対誤差を表 A.1 に示す。

表 A.1: 高速な負荷配分計算における誤差 (単位%)

		Summer		Spring	
		Fixed Pattern A	Fixed Pattern B	Fixed Pattern A	Fixed Pattern B
PV Penetration	0	0.0005	0.0000	0.0076	0.0278
	100	0.0006	0.0002	0.0077	0.0158
	200	0.0006	0.0008	0.0078	0.0179
	300	0.0006	0.0006	0.1187	0.0192
	400	0.0007	0.0006	0.0072	0.0254
	500	0.0006	0.0007	0.0073	0.0414
	600	0.0008	0.0006	0.0073	0.0619
	700	0.0005	0.0005	0.0067	0.0800
	800	0.0007	0.0007	0.0066	0.0478
	900	0.0009	0.0006	0.0042	0.0867
	1000	0.0007	0.0006	0.0044	0.1030

表 A.1 より、週間燃料費計算には十分の精度が得られていることがわかる。

この手法の問題点は発電機の故障が生じた場合には優先順位法による組合せが成立しないため、負荷配分をその都度計算しなければならない。しかし、発電機事故による増分燃料費は、4.4 節で示した通り燃料費だけで一意に定まるものではない。そこで、10000 週の中から事故が発生していない試行についてのみ抜き出して計算を行う。これらの手法をモンテカルロシミュレーションに組み込み、不確実性を考慮した運用コストを求めることができる。

A.1.2 モンテカルロシミュレーションの並列同時計算

モンテカルロシミュレーションの計算速度の向上策として、モンテカルロシミュレーションの並列同時計算を実現した。従来モンテカルロシミュレーションは試行回数分 (10000 回) だけ同じ処理を繰り返し実行していた。しかしながら、モンテカルロシミュレーションの各試行は独立試行であるため、同じ処理を必要回数分繰り返すよりは、並列に実行した方が効率的である。そこで、10000 週を並行して実行できるプログラムを作成しシミュレーションへと組み込んだ。これにより、モンテカルロシミュレーションの計算時間を飛躍的に削減することができた。しかしながら、並列して実行する分のメモリ消費量は計算機 1 台あたり 20GB 程度必要となった。

A.2 RTS 系統図

IEEE 24-bus Reliability Test System (RTS)[13] の系統図を図 A.1 に示す。

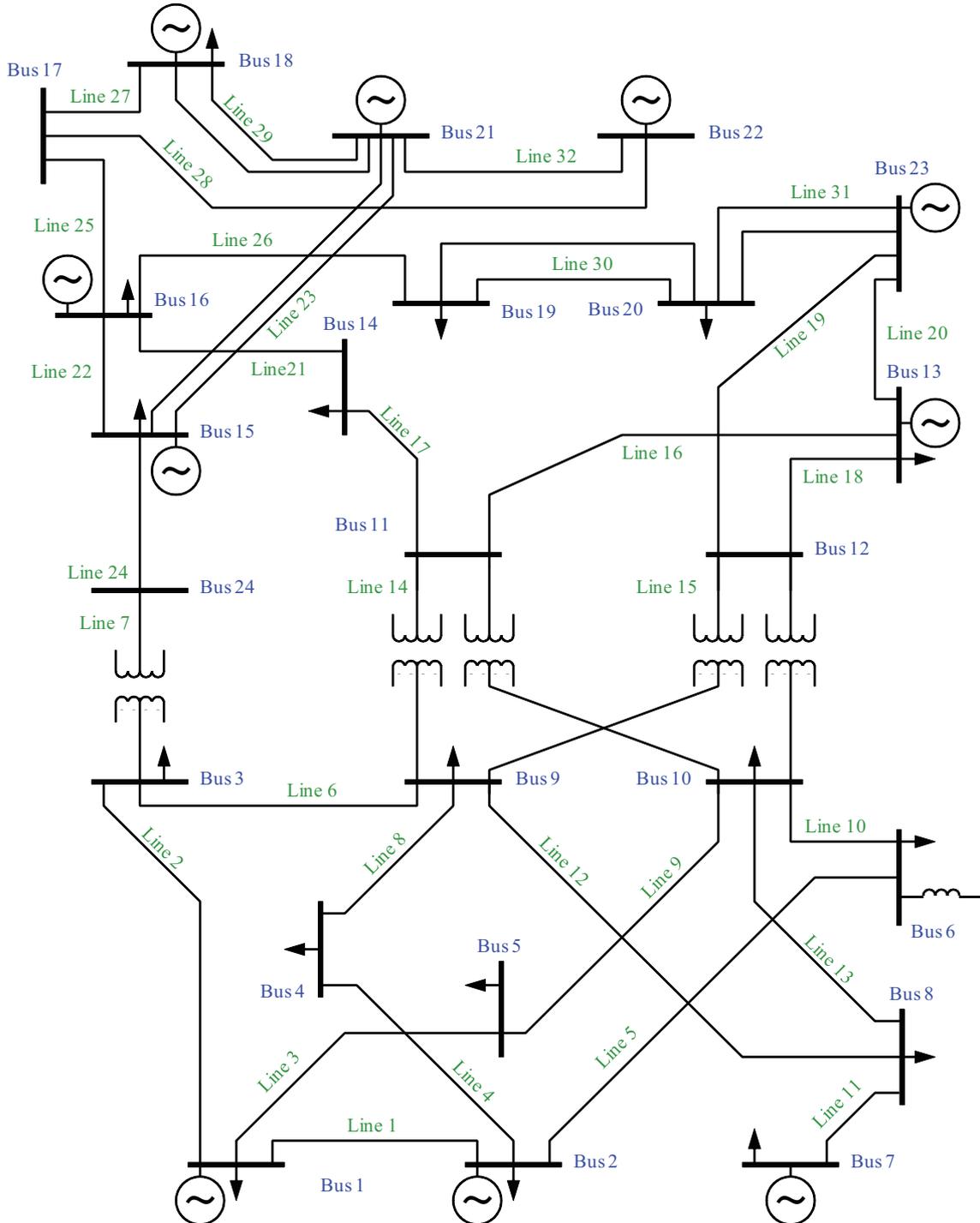


図 A.1: RTS 系統図

謝辞

本研究を進めるに当たり、横山明彦教授には懇切かつ熱心なご指導と、多くの貴重なご助言を頂きました。ここに厚くお礼申し上げます。また、谷口治人特任教授、高崎昌洋特任教授、馬場旬平准教授、中島達人特任准教授、キッシリ・マダパタ・リヤナゲ特任研究員、太田豊特任助教には、大変貴重なアドバイスを頂きました。島田規人氏には、研究を進める上での便宜を図って頂きました。また、クリサナ・タンパティパーン氏、ナッタウト・パンスワン氏、ゲン・ホアン・ヴィエット氏には博士論文を執筆する傍ら、私の稚拙な英語力に対して懇切丁寧に指導して頂きました。河辺賢一氏、益田泰輔氏、若林悠太氏、チャイラーク・ヤパタナジット氏、鎌田剛史氏、佐久間寿人氏には研究を進めるに当たり、数多くの助言を頂きましたことを、深く感謝しております。清水浩一郎氏、宮原啓太氏、吉原徹氏、吉住大介氏、木原寛之氏、郡司掛安俊氏、千貫智幸氏、井上孝弘氏、石川幸一郎氏、チャトプロムウォン・ピシェン氏には研究室生活全般にわたりお世話になりました。時にはご迷惑をおかけしたこともありましたが、一緒に楽しい研究生生活を送ることが出来ました。この場を借りてお礼申し上げます。最後に、私の研究生生活を支えてくださった全ての皆様に改めて感謝の意を表すとともに、皆様の今後のご発展とご活躍を心からお祈りします。

発表文献

掲載論文

- [1] R. Aihara, A. Yokoyama, F. Nomiyama, N. Kosugi : "Impact of Operational Scheduling of Pumped Storage Power Plant Considering Excess Power on Power Supply Reliability in a Power System with a Large Penetration of Photovoltaic Generations", Journal of International Conference on Electrical Engineering, JICEE-2010-53, (2011) (受理済)

発表論文

- [2] 相原, 横山, 野見山, 小杉 : 「太陽光発電大量導入時における供給信頼度を考慮した揚水発電所の運用計画に関する一検討」, 平成 22 年電気学会電力技術・電力系統技術・半導体電力変換合同研究会, PE-10-040・PSE-10-039・SPC-10-063, 福岡 (2010)
- [3] 相原, 横山, 野見山 : 「太陽光発電大量導入時における供給信頼度を考慮した揚水発電所の運用計画に関する一考察」, 平成 22 年電気学会全国大会, 6-065, 東京 (2010)
- [4] R. Aihara, A. Yokoyama, F. Nomiyama, N. Kosugi : "Impact of Operational Scheduling of Pumped Storage Power Plant Considering Excess Power on Power Supply Reliability in a Power System with a Large Penetration of Photovoltaic Generations", International Conference on Electrical Engineering 2010, F20100401-196, Busan, Korea (2010)
- [5] 相原, 横山, 野見山, 小杉 : 「太陽光発電が大量導入された電力系統における余剰電力を考慮した揚水発電所の運用計画が供給信頼度に与える影響の解析」, 平成 22 年電気学会電力・エネルギー部門大会, 36, 福岡 (2010)
- [6] 相原, 横山, 野見山, 小杉 : 「太陽光発電大量導入時における供給信頼度を考慮した揚水発電所の最適運用計画作成への一考察」, 平成 22 年電気学会電力技術・電力系統技術合同研究会, PE-10-059・PSE-10-058, 広島 (2010)
- [7] R. Aihara, A. Yokoyama, F. Nomiyama, N. Kosugi : "Impact of Operational Scheduling of Pumped Storage Power Plant Considering Excess Energy and Reduction of Fuel Cost on Power Supply Reliability in a Power System with a Large Penetration of Photovoltaic Generations", IEEE PES PowerCon 2010 (International Conference on Power System Technology), FP1133, Hangzhou, China (2010)
- [8] 相原, 横山, 野見山, 小杉 : 「太陽光発電大量導入時における揚水発電所運用計画に関する一手法の検討」, 平成 22 年電気学会全国大会, 6-065, 大阪 (2011) (投稿済)

- [9] R. Aihara, A. Yokoyama, F. Nomiya, N. Kosugi : "Optimal Operation Scheduling of Pumped Storage Hydro Power Plant in Power System with a Large Penetration of Photovoltaic Generation Using Genetic Algorithm", IEEE PES PowerTech 2011, Trondheim, Norway (2011) (Submitted)
- [10] R. Aihara, A. Yokoyama, F. Nomiya, N. Kosugi : "Optimal Operational Scheduling of Pumped Storage Hydro Power Plant Considering Surplus Power in Power System with a Large Penetration of Photovoltaic Generation", 17th Power Systems Computation Conference, Stockholm, Sweden (2011) (Submitted)

参考文献

- [1] 経済産業省, 「長期エネルギー需給見通し(再計算)」, (2009)
- [2] 益田, 郡司掛, 横山, 多田 ”大量の再生可能エネルギー電源が導入された電力系統における需要家の利便性と不確実性を考慮した多数台の可制御ヒートポンプ給湯機の統計的モデリングとその周波数制御への適用”, 電気学会論文誌 B (電力・エネルギー部門誌), Vol.131, No.1, pp.9-19 (2011)
- [3] 大庭, 磯田, 児玉, 杉山, 西森, 「週間需給計画計算システムの開発」, 電気学会論文誌 B, Vol.77, pp.619-625, (1983)
- [4] 吉川, 澤, 中島, 木下, 樽林, 中田, 「火力・揚水発電所の運用計画作成手法」, 電気学会論文誌 B, Vol.114, No.12 pp.1120-1126 (1994)
- [5] 河田, 野原, 樽林, 望月, 長谷川, 佐藤, 野本, 澤, 「週間・翌日運用計画支援システムの開発」, 電力系統・電力系統技術合同研究会資料, PE-97-121, PSE-97-121 (1997)
- [6] 村田, 山城, 「送電損失を考慮したラグランジュ緩和法による火力発電機の起動停止計画」, 電気学会論文誌 B, Vol.124, No.4, pp.546-552 (2004年4月)
- [7] 三谷, 奈良, 佐藤, 本間, 「ラグランジュ分解によるセキュリティ制約付き発電機起動停止計画問題の解法」, 電気学会論文誌 B, Vol.127, No.10 pp.1080-1086 (2007)
- [8] 大川, 森, 「ハイブリッドメタヒューリスティクスによる非線形燃料コスト関数を考慮した発電機の起動停止計画」, 電気学会論文誌 B, Vol.129, No.12, pp.1567-1575 (2009)
- [9] 江間, 甲斐, 「電力工学」, コロナ社, 2003
- [10] 嶋田, 向井, 「負荷平準化と電力貯蔵技術」, 電気学会誌, Vol. 126 (2006), No. 4 pp.214-217
- [11] 田中, 石井, 三根, 「小丸川揚水発電所-可変速揚水発電システムと最新の工事技術-」, 電気学会誌, Vol. 128 (2008), No. 4 pp.211-214
- [12] 関根 泰次, 「電力系統工学」, 電気書院 (1976)
- [13] Reliability Test System Task Force of the Application of Probability Methods subcommittee: "IEEE RELIABILITY TEST SYSTEM," IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-98, No. 6, 1979.
- [14] 東京電力株式会社 東電の資料, 「平成 22 年度 数値で見る東京電力」 (2010),

- [15] R.Bellman, R.Kalaba: “ Dynamic programming and modern control theory ”, Academic Press(1964)
- [16] 経済産業省, 「総合資源エネルギー調査会 新エネルギー部会 資料」, (2006)
- [17] 関根, 横山, 安田, 林, 田辺, 岡本, 多田, 「電力系統の最適潮流計算 (OPF;Optimal Power Flow)」, 日本電気協会, 2002
- [18] 伊庭「遺伝的アルゴリズム」医学出版, 2002
- [19] 玄, 林「ネットワークモデルと多目的 GA」共立出版, 2008