

修士論文

電源構成モデルによる
再生可能エネルギー大量導入時の
電力需給運用評価

p.1~p.307完

平成 25 年 2 月 7 日提出
指導教員 泉聡志 准教授
116199 高尾康太

目次

第1章	序論	9
1.1.	研究背景	10
1.1.1.	エネルギー政策	10
1.1.2.	先行研究	14
1.2.	研究目的	14
1.3.	本論文の構成	15
第2章	解析手法	16
2.1.	最適電源構成モデルの作成フロー	17
2.2.	線形計画法	18
2.3.	電源構成シナリオの作成	19
2.4.	従来型各種発電所の特徴	20
2.4.1.	水力発電(一般水力・揚水)	20
2.4.2.	火力発電	22
2.4.3.	原子力発電	24
2.5.	高効率火力発電所の特徴	25
2.6.	再生可能エネルギーの特徴	30
2.7.	最小化変数, 評価関数, 及び制約条件の設定	35
2.7.1.	最小化変数	35
2.7.2.	評価関数	36
2.7.3.	制約条件式	37
2.8.	予備力	41
2.8.1.	予備力とは	41
2.8.2.	解析モデルへの予備力の導入	44
2.9.	周波数調整力	45
2.9.1.	調整力の重要性	45
2.9.2.	代数的手法	47
2.9.3.	解析における LFC 調整力の評価方法	51
第3章	電源構成モデルの構築	53
3.1.	電源構成モデルの構築方針	54
3.1.1.	政府シナリオの概要	54
3.1.2.	経済成長シナリオ	55
3.2.	想定需要曲線	58
3.2.1.	想定需要曲線のパターン	58
3.2.2.	各天候パターンの年間当たりの日数	59

3.2.3.	各天候パターンにおける想定需要曲線.....	60
3.3.	各種電源の導入シナリオ.....	65
3.3.1.	設備容量に関する前提	65
3.3.2.	火力導入シナリオ	67
3.3.3.	太陽光発電導入シナリオ	70
3.3.4.	風力発電導入シナリオ	74
3.3.5.	その他再生可能エネルギー導入シナリオ	79
3.4.	予備力の設定	80
3.4.1.	日間の供給予備力の設定	80
3.4.2.	将来の供給予備力の設定	81
3.5.	ガスタービンの出力低下問題.....	81
3.6.	各種パラメータの設定	82
3.7.	設備量関連のパラメータのまとめ.....	85
3.8.	線形計画法による最適解の計算	86
3.9.	電源構成モデル解析ケース	87
第4章	電源構成モデル解析結果	89
4.1.	年間発電データ	90
4.2.	日間発電データ	95
4.2.1.	中間期の日間データ	97
4.2.2.	夏期の日間データ	101
4.2.3.	冬期の日間データ	104
第5章	高効率火力発電導入の効果.....	107
5.1.	政府シナリオと高効率火力発電導入モデルの比較.....	108
5.2.	コスト・CO ₂ 排出量による評価	110
第6章	調整力による運用評価.....	113
6.1.	調整力の年間データ	114
6.2.	上方調整力の確保	117
6.2.1.	日間の運転予備力による調整力確保	117
6.2.2.	火力の部分負荷運用による確保	119
6.3.	下方調整力の確保	122
6.4.	調整力不足量のその他感度分析	126
6.4.1.	再生可能エネルギー導入条件の調整力への影響評価.....	126
6.4.2.	その他前提条件の調整力への影響評価.....	131
第7章	結論	135
7.1.	結論	136
7.2.	今後の課題.....	138

参考文献.....	139
付章.....	146
付章 A. 原発ゼロシナリオ，慎重ケースにおける電源構成.....	146
付章 B. 解析天候パターンの概要	147
付章 C. GAMS 解析プログラム例	150
付章 D. 140 パターン日間データ例.....	164
謝辞.....	165

図目次

Fig. 1.1-1 Basic Energy Plan (Published in 2010). [1]より引用.....	10
Fig. 1.1-2 Important Perspective of New Energy Plan. [3]より引用.....	11
Fig. 1.1-3 Summery of Governmental Energy Scenarios. [3]より引用.....	12
Fig. 2.1-1 Flow of Optimal Power Generation Mix.....	17
Fig. 2.4-1 Mechanism of Gas Turbine Conbined Cycle. [10]より引用.....	22
Fig. 2.5-1 Mechanism of IGCC. [13]より引用.....	25
Fig. 2.5-2 Mechanism of SOFC. [16]より引用.....	26
Fig. 2.5-3 Mechanism of LNG + SOFC. [16]より引用.....	27
Fig. 2.5-4 Mechanism of IGFC. [16]より引用.....	28
Fig. 2.5-5 Mechanism of LNG Triple Combined Cycle. [16]より引用.....	29
Fig. 2.6-1 Picture of Komekurayama Solar Power Plant.	31
Fig. 2.6-2 Mechanism of Geothermal Binary Power Generation. [20]より引用	33
Fig. 2.7-1 Electrical Power Demand (Summer/Fine/Weekday in 2030).....	37
Fig. 2.7-2 Electrical Power Generation of Must-run Generation (Summer/Fine/Weekday in 2030).....	38
Fig. 2.7-3 Actual Electrical Power Demand Curve.....	38
Fig. 2.8-1 Image of Reserve Generation Margin.....	42
Fig. 2.9-1 Frequency Adjustability for Securement of Balance between Supply and Demand. [27]より引用.....	45
Fig. 2.9-2 Relation between Standard Deviation of Variations.....	48
Fig. 2.9-3 Introduction of WF Prediction Error.	49
Fig. 2.9-4 Required Adjustability (Introduction of PV and WF Prediction Error).	50
Fig. 3.1-1 Comparison of Annual Energy Production Scenarios. [33]より引用.	56
Fig. 3.1-2 Annual Energy Production in 2030.	57
Fig. 3.2-1 Assumed Daily Electric Demand (Middle Season in 2030).....	62
Fig. 3.2-2 Assumed Daily Electric Demand (Summer in 2030).....	63
Fig. 3.2-3 Assumed Daily Electric Demand (Winter in 2030).	64
Fig. 3.3-1 Introduction Plan of High Efficiency Thermal Power (Coal).	68
Fig. 3.3-2 Introduction Plan of High Efficiency Thermal Power (LNG).	68
Fig. 3.3-3 Introduction of PV (Government Scenario). [44]より引用.....	70
Fig. 3.3-4 Output of Ukishima Photovoltaic Power Plant (Based on [17]).	71
Fig. 3.3-5 Assumed PV Output in 2030.	73
Fig. 3.3-6 Introduction of WF (Government Scenario). [44]より引用.....	74

Fig. 3.3-7 Example of Annual WF Output (Tohoku Area).	75
Fig. 3.3-8 Example of Daily WF Output (2010/4/1).	76
Fig. 3.3-9 Cumulative Data of WF Daily Average Output (Tohoku).	77
Fig. 3.3-10 Cumulative Data of WF Daily Average Output (Tokyo).....	77
Fig. 3.4-1 Definition of Reserve Generation Power.	80
Fig. 3.9-1 Number of the Days of Each Simulation Patterns.....	87
Fig. 4.1-1 Capacity Composition (comparison of Case1 with Actual Result in 2030).	90
Fig. 4.1-2 Annual Energy Production (Case1).	91
Fig. 4.1-3 Annual Total Energy Cost (Case1).....	92
Fig. 4.1-4 Annual Fuel Cost (Case1).	93
Fig. 4.1-5 Annual CO ₂ Emission (Case1).....	94
Fig. 4.2-1 Daily Energy Mix and Demand [Mid/Fine/Weekday/WF④] (Case1).	97
Fig. 4.2-2 Power Generation Output[Mid/Fine/Weekend/WF④] (Case1).....	98
Fig. 4.2-3 Daily Adjustability Change [Mid/Fine/Weekend/WF④] (Case1). ...	100
Fig. 4.2-4 Daily Energy Mix and Demand [Summer/Fine/Weekday/WF①] (Case1).....	101
Fig. 4.2-5 Power Generation Output[Summer/Fine/Weekday/WF①] (Case1).	102
Fig. 4.2-6 Daily Adjustability Change [Summer/Fine/Weekday/WF①] (Case1).	103
Fig. 4.2-7 Daily Energy Mix and Demand [Winter/Snow/Weekday/WF①] (Case1).....	104
Fig. 4.2-8 Power Generation Output [Winter/Snow/Weekday/WF①] (Case1).	105
Fig. 4.2-9 Daily Adjustability Change [Winter/Snow/Weekday/WF①] (Case1).	106
Fig. 5.1-1 Annual Energy Production (Case2).	109
Fig. 5.2-1 Annual Total Energy Cost (Case2).....	110
Fig. 5.2-2 Annual Fuel Cost (Case2).	110
Fig. 5.2-3 Annual CO ₂ Emission (Case2).	112
Fig. 6.1-1 Average Shortage of Adjustability (Case1).	114
Fig. 6.1-2 Daily Change of Adjustability Shortage (Case1).....	115
Fig. 6.2-1 Average Adjustability Shortage (Case3).	117
Fig. 6.2-2 Average Adjustability Shortage (Case4).	119

Fig. 6.2-3 Power Generation Output [Winter/Snow/Weekday/WF①] (Case4).	120
Fig. 6.2-4 Daily Adjustability Change [Winter/Snow/Weekday/WF①](Case4).	121
Fig. 6.3-1 Daily Variability of Pumped-Hydro Storage[Mid/Fine/Weekday/WF④].	122
Fig. 6.3-2 Adjustability Change by Pumping for Ensuring Lower Adjustability[Mid/Fine/Weekday/WF④].	123
Fig. 6.4-1 Annual Energy Production (Case1/Case5).	126
Fig. 6.4-2 Annual Energy Cost (2010/Case1/Case5)	127
Fig. 6.4-3 Annual CO ₂ Emission (2010/Case1/Case5)	128
Fig. 6.4-4 Annual CO ₂ Emission (2010/Case1/Case5)	129
Fig. 6.4-5 Sensitivity Analysis of PV Adjustability Prameter.	131
Fig. 6.4-6 Sensitivity Analysis of WF Adjustability Prameter.	132
Fig. 6.4-7 Sensitivity Analysis of Thermal Power LFC Prameter.	132
Fig. 6.4-8 Sensitivity Analysis of WF Adjustability Parametr on Case4.	134

表目次

Table 2.8-1 Terms about Reserve Power [26].	43
Table 2.9-1 Parameters about Adjustability.	52
Table 3.1-1 Economic Growth Scenarios [33].	55
Table 3.2-1 20 Patterns of Assumed Electric Demand.	58
Table 3.2-2 Classification of Weathers [35].	59
Table 3.2-3 Number of the Days of Each Weather Patterns.	60
Table 3.3-1 Comparison of Annual Energy Production.	66
Table 3.3-2 Condition of Existing Facility in 2030.	67
Table 3.3-3 Capacity Ratio and Introduction Ratio in 2030.	69
Table 3.3-4 Convert Total PV Capacity to Tokyo PV Capacity.	72
Table 3.3-5 Number of WF on Each Area.	75
Table 3.3-6 Probability of Daily Average Output (Tohoku Area).	78
Table 3.3-7 Introduction Capacity of Other Renewable Energies.	79
Table 3.5-1 Output Decrease of Gas Turbine caused by Air Temperature.	81
Table 3.7-1 Parameters of All Generation Power in 2030.	85
Table 3.9-1 Summary of Simulation Cases.	88
Table 4.2-1 Daily Spinning Reserve Power (Case1).	96
Table 5.1-1 Daily Spinning Reserve Power (Case2).	108
Table 6.1-1 Annual Adjustability Data (Case1).	114
Table 6.2-1 Annual Adjustability Data (Case3).	117
Table 6.2-2 Annual Adjustability Data (Case4).	119
Table 6.3-1 Annual Data about Ensuring Lower Adjustability (Case1).	124
Table 6.3-2 Annual Surplus Power Data (Case1).	125
Table 6.4-1 Annual Data (Comparison between Case1 and Case5).	127
Table 6.4-2 Annual Adjustability Data (Comparison between Case1 and Case5).	129
Table 6.4-3 Annual Data about Ensuring Lower Adjustability (Case5).	130

第1章 序論

1.1. 研究背景

1.1.1. エネルギー政策

2011年3月11日に発生した東日本大震災と東京電力福島第一原子力発電所の事故は、日本のエネルギー政策の見直しを迫られる大きな転換点となった。

2010年6月に発表された政府のエネルギー基本計画の中では「2020年時点で一次エネルギー供給に占める再生可能エネルギーの割合を10%にする」「水力・原子力等の発電電力量を全体の70%とする」という目標が掲げられている。日本は脱石油・省エネ化を推し進め、その中で原子力発電所はエネルギー自給率を高くすることができ、温暖化効果ガスの排出量も少ないことから、導入が積極的に行われた。

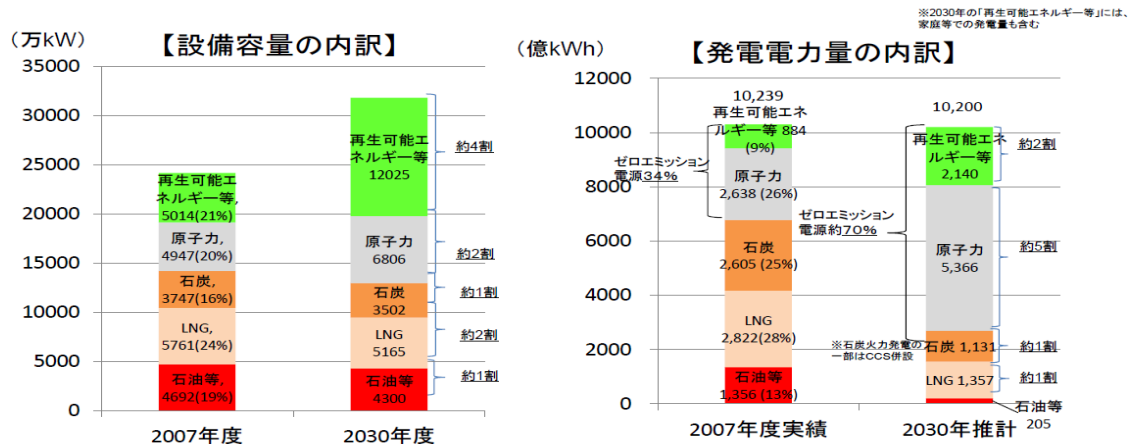


Fig. 1.1-1 Basic Energy Plan (Published in 2010). [1]より引用

※原子力の導入予定量を増やし、発電電力量は5割に達する計画であった。

しかしながら、前述の震災と一連の原発事故により、その見通しは非常に困難になっている。原子力発電所は安全に対する信頼性が失われ、近隣住民の理解が得られず、定期点検と共に順次停止しており、2013年1月時点で稼働しているのは大飯原子力発電所の2基のみである(計235万kW) [2]。

このような状況の中で2012年夏にはエネルギー政策のシナリオ選択について国民的議論が展開され、いくつかのエネルギー政策シナリオが示され多くの検討委員会が開催された。重要な視点となっていたのが Fig. 1.1-2 である。

(1)原子力の安全確保と将来リスクの低減

～社会の安心・安全を持続可能な形で確保することが今は何よりも求められている。

- ・徹底した安全対策の強化によりリスクを最小化し、使用済核燃料や放射性廃棄物の発生を抑制することにより、将来世代の負担を減少させる。また、安全を支える技術や人材を確保、開発する。
- ・こうした中で、原発依存度低減の道筋を具体化すべきではないか。

(2)エネルギー安全保障の強化

～世界のエネルギー情勢や代替エネルギー確保の見通しは不確実であり、エネルギー安全保障を確保するという要請は変わらない。

- ・エネルギー安全保障やエネルギー源の多様化と両立できる形で原発依存度低減の道筋を具体化すべきではないか。

(3)地球温暖化問題解決への貢献

～原発依存度を低減する中でも、国内のCO₂排出削減を進めていかなければならない。

- ・現在の温室効果ガス削減の目標は国内での排出量削減に加えて、吸収源や国際貢献分を含んでいるがそれとの関係をどう考えるか。
- ・我が国の優れた技術を活用した海外での削減を含め、世界全体での地球温暖化問題の解決に貢献していくべきではないか。

(4)コストの抑制、空洞化防止

～エネルギーミックスを転換した結果、産業や雇用が空洞化する事態は回避する。

- ・エネルギーコストの上昇による産業や経済への影響や社会への変革の状況を見極め、エネルギーミックスを転換した結果、産業や雇用が空洞化する事態は回避するという観点から、原発依存度低減の道筋を具体化すべきではないか。

Fig. 1.1-2 Important Perspective of New Energy Plan. [3] より引用

上記を踏まえて主に原子力発電の依存度(%)別に「0 シナリオ」「15 シナリオ」「20～25 シナリオ」が提示され、一般国民・専門家共に議論が重ねられた。Fig. 1.1-3 にそれらシナリオの概要を示す。

2030年における3つのシナリオ

※比率は発電電力量に占める割合で記載。
括弧内は震災前の2010年からの変化分。

	2010年	2030年				(参考) 現行 エネルギー 基本計画
		ゼロシナリオ		15シナリオ	20～25シナリオ	
		追加対策前	追加対策後			
原子力比率	26%	0% (▲25%)	0% (▲25%)	15% (▲10%)	20～25% (▲5～▲1%)	45%
再生可能 エネルギー比率	10%	30% (+20%)	35% (+25%)	30% (+20%)	30～25% (+20～+15%)	20%
化石燃料比率	63%	70% (+5%)	65% (現状程度)	55% (▲10%)	50% (▲15%)	35%
非化石電源 比率	37%	30% (▲5%)	35% (現状程度)	45% (+10%)	50% (+15%)	65%
発電電力量	1.1兆kWh	約1兆kWh (▲1割)	約1兆kWh (▲1割)	約1兆kWh (▲1割)	約1兆kWh (▲1割)	約1.2兆kWh
最終エネルギー 消費	3.9億kl	3.1億kl (▲72百万kl)	3.0億kl (▲85百万kl)	3.1億kl (▲72百万kl)	3.1億kl (▲72百万kl)	3.4億kl
温室効果ガス 排出量 (1990年比)	▲0.3%	▲16%	▲23% (▲21%)	▲23% (▲22%)	▲25% (▲25%)	(▲30%程度)

Fig. 1.1-3 Summery of Governmental Energy Scenarios. [3]より引用

その結果、2012年9月に省エネルギー・再生可能エネルギーといったグリーンエネルギーを最大限に引き上げることを通じて、原発依存度を減らし、化石燃料依存度を抑制することを基本方針とした「革新的エネルギー・環境戦略 [4]」(以下、政府シナリオ)が策定された。その中の柱として次の3つが挙げられている。

第一に「原発に依存しない社会の一日も早い実現」。2030年代に原発稼働ゼロを可能とするよう、あらゆる政策資源を投入することが挙げられている。

第二に「グリーンエネルギー革命の実現」。需要側・供給側双方の努力により、グリーンエネルギーの普及拡大をすすめ、温暖化防止を中心とする地球環境の保全を図るとともに、新たな経済成長分野の出現を促していく。

第三に「エネルギーの安定供給」。化石燃料等のエネルギーについても十分な電源を確保し、熱的利用も含めた効率化を図り、エネルギーの安定供給を目指す。

以上の3つの柱を実現するための具体的なエネルギー構成として、再生可能エネルギーの大量導入が検討されている。原子力発電電力量の減少分を火力のみで補えば温室

効果ガス排出削減目標の達成が厳しくなるため、クリーンでエネルギー自給率を高められる再生可能エネルギーの導入は重要である。

しかし、再生可能エネルギーの大量導入に伴う問題として電力需給運用の安定性維持の難しさが挙げられる。特に太陽光発電、風力発電は大量導入が目標にされているが、出力変動予測が難しく、太陽光発電の均し効果等について議論はされているものの、大量に連系した場合の安定性維持に関しての研究は未発達な部分が多い。

出力変動予測の難しい再生可能エネルギーの大量導入において電力不足などが懸念される場合があるがそれは火力等の供給予備力を十分持っていれば対応可能である。むしろ、再生可能エネルギーの出力が予測以上に大きくなり供給過剰になった場合や、再生可能エネルギーの出力変動に対しても周波数調整力が必要になり、調整力不足が発生して、周波数維持が困難になるような状況の方が深刻な問題である。

このような問題を受け、将来の日本の、特に政府シナリオに則って再生可能エネルギーを大量導入した電源構成における需給運用の評価を定量的に行うことが求められている。

1.1.2. 先行研究

成田(東京大学)の先行研究 [5]では線形計画法を用いて 2030 年, 2050 年の電源構成シミュレーションを行い, 高効率火力発電導入が将来の総発電コストや CO₂ 排出量に与える影響が定量的に検討された.

しかし, 高効率火力導入の評価はできたものの, 再生可能エネルギーの導入に伴う調整力不足の問題など現実な需給運用の面の評価はなされていない. しかし, 政府シナリオをうけて, この問題を定量的に評価することが重要になっている. また, 電源構成モデルにておいては火力の稼働台数(供給予備力)の設定など, 現実の運用を正確に再現するには至っていない部分がある.

1.2. 研究目的

本研究では, 第一に線形計画法を用いた 2030 年の日本における, より正確な電源構成モデルの構築を目的とする. 具体的には, 政府シナリオに基づいた再生可能エネルギー等の導入量設定に加え, 供給予備力等を考慮した現実の運用に即した解析モデルを構築する.

第二に調整力の観点から再生可能エネルギーの大量導入に伴う電力需給運用面の評価を行い, その課題解決についても考察する. 具体的には周波数調整力に着目し, 安定した需給運用に際しての問題点を提示し, 運用方法による課題解決等について考察する.

第三に解析結果より 2030 年の年間総発電コストや CO₂ 排出量についての評価を行い, 政府シナリオで考慮されていない高効率火力発電の導入効果についても検討する.

1.3. 本論文の構成

第 1 章では、本研究の背景および研究目的について述べた。

第 2 章では、最適電源構成を算出するための基礎理論として、モデルの作成のフロー、電源構成シナリオの概要等を示す。

第 3 章では本研究における電源構成モデルの条件設定、パラメータ設定について説明する。

第 4 章では、電源構成モデルの解析結果について年間データ、日間の電源構成など具体例を挙げて説明する。

第 5 章では政府シナリオで考慮されていない高効率火力発電の将来の導入効果について定量的に評価する。

第 6 章では電源構成モデルの解析結果に対して系統の調整力の観点から運用評価を行う。

第 7 章では本研究で得られた知見について総括を述べる。また、今後の展望についても述べる。

第2章 解析手法

2.1. 最適電源構成モデルの作成フロー

本研究では、藤井の提案した最適電源計画モデル [6] [7]を基に電源構成モデルを構築した。本モデルは与えられた電力需要に対し、様々な制約条件の下で日本全体の総発電費用を最小にする電源構成・運用方法を線形計画法により求めるものである。電源種別の運用特性や前述の 3E(経済性, 安全性, 環境性)を考慮した解析が可能である。また、計算結果から日々の調整力等の観点から運用面の評価も可能となる。

【最適電源構成モデル作成フロー】

1. 電源構成シナリオの作成
2. 制約条件の関数化
3. 制約条件下で数理計画法を用いた最適解(総発電費用の最小化)を計算

以下 Fig. 2.1-1 にモデルの解析のイメージを示す。

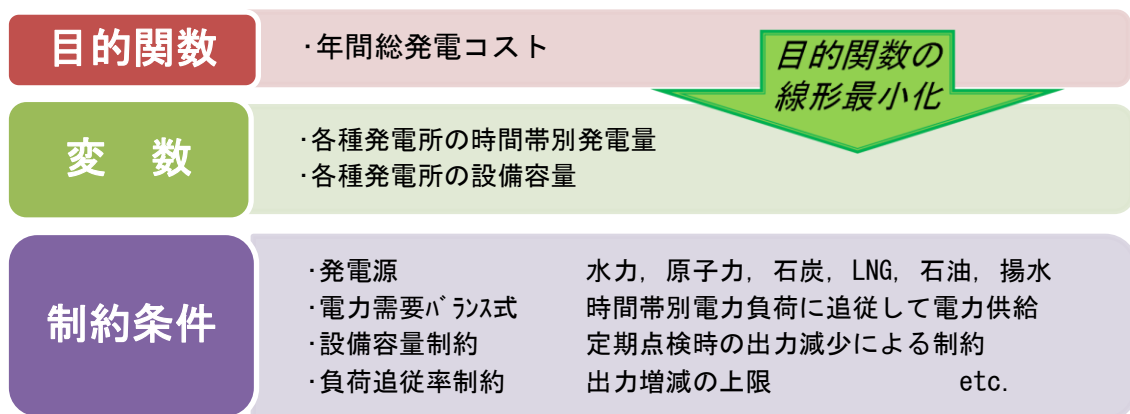


Fig. 2.1-1 Flow of Optimal Power Generation Mix.

2.2. 線形計画法

線形計画法は問題の目的関数，及び制約条件がともに変数の一次式で表される問題の解法として利用される．問題を行列-ベクトル表示すると以下の形となる [7].

$$z = \mathbf{c} \mathbf{x} \rightarrow \min. \quad (2.1)$$

$$\mathbf{A} \mathbf{x} \geq \mathbf{b} \quad (2.2)$$

$$x \geq 0 \quad (2.3)$$

(2.1)式：問題の目的が関数 z の最小化であることを示す．

(2.2)式：問題を解く上での制約条件を示す．

(2.3)式：各変数が正であることを示す．

線形計画法で最適電源構成モデルを解く場合，(2.1)式で総費用最小化を表現し，(2.2)で各種制約条件(需要=供給，単位時間あたり供給量 $\leq$ 設備量，など)を設定し，(2.3)式で各変数が非負であることを定義すればよい．

2.3. 電源構成シナリオの作成

電源構成シナリオの作成について概説する．電源構成シナリオの作成には，以下の 1 ～ 4 の設定がまず必要となる．

1. 対象期間：2030 年の年間の発電電力構成

コスト等検証委員会やエネルギー基本計画に多数既存検討のある 2030 年を主眼に解析し，モデルを構築した．具体的には 1 年間 365 日の電源構成を計算した後，年間の発電量，コスト，CO₂排出量などを計算していく．

2. 地域分割：日本全国(北海道・東北・関東・北陸・中部・近畿・中国・四国・九州)

政府の 2030 年に向けたエネルギー計画の記述は全国の電源構成等で決められているので，本研究においても全国モデルとして取り扱った．

3. 電源種類：高効率火力発電，再生可能エネルギーの導入も考慮し，計 13 種類の電源を対象とする．

原子力，一般水力(Hydro)，風力(WF)，その他再生可能エネルギー(Other Renewable Energy)，太陽光(PV)，石炭火力(Coal)，石炭ガス化(IGCC)，石炭ガストリプル複合(IGFC)，LNG 焚火力(LNG)，ガスタービン複合(GTCC)，LNG 焚火力+SOFC(LNG+SOFC)，LNG トリプル複合(Triple)，石油火力(Oil)，揚水(Pumped) の計 13 種¹の電源を対象として 2030 年の電源構成モデルを作成した．2.4～2.6 にて今回対象にした各種発電所の概要について説明する．

4. 最小化変数，評価関数，制約条件等の設定：2.7 にて説明する．

上記の 4 点の設定について順次説明していく．

¹ カッコ内は以後用いる英語表記及び略称．

2.4. 従来型各種発電所の特徴

今回の電源構成モデルの対象とした電源種類のうち、従来型の発電所についてその特徴等を説明する。

2.4.1. 水力発電(一般水力・揚水)

水力発電 [8]には運用上の分類で大きく分けて一般水力発電と揚水発電の 2 種類がある。一般水力発電のエネルギー源は雨や海水を蒸発させた太陽エネルギー、揚水発電のエネルギー源は原子力や火力(一定の出力での運用が求められる為、夜間に電力が余る)による電力、という違いがある。つまり一般水力発電は再生可能エネルギーであるが、揚水発電は蓄電池として捉えられる。

○一般水力発電

自流式水力発電とも呼称する。河川流量を直接発電に使用する流れ込み式、調整池により出力調整する調整池式、豊水期に貯水し渇水期に放流・発電する貯水池式等がある。それぞれに共通する特徴は以下の様に挙げられる。

- ・各季節/年毎に河川流量に差異があるため、発電出力が変動する。
- ・起動、停止および出力調整が容易できるため、負荷変動に対する即応性に優れる。
- ・日本国内の開発適地は残り僅かなことから、新たな開発は中小規模のものとなる。

一般水力は出力変動が可能であるが、ベース電源として用いられる現状から本研究では一定の出力で固定とした。また、建設に広大な地形を必要とするため、将来の新規設備導入の可能性は非常に低く、2030 年時点でも設備量は現状維持としている。

○揚水発電

揚水発電には貯水池式水力発電に揚水発電機を設置した混合揚水式と、自然流入量がほとんど無い純揚水発電がある。それぞれに共通する特徴は以下の様に挙げられる。

- ・調整池を上下に二つ持ち、需要の少ない夜間に下部調整池から上部調整池へ水を汲み上げ、需要の多い日中に発電する。総電力需要のうちピーク部分を賄う。
- ・汲み上げ・発電の過程で約 30%の電力損失があるため、一般水力と比較して高コストな発電になる。

従来は揚水時の消費電力が一定で、電力系統の負荷変動への追従が難しかったが、近

年は揚水時/発電時の入/出力電力が調整できる可変速揚水発電の導入が進んでいる。しかし、揚水発電所全体からみた割合としては低く、本研究ではまずは可変速揚水発電が可能なものについては無視すると仮定した。

また揚水発電所は貯水池を上下 2 箇所建設する必要がある、かなり大規模な設備となる。よって、一般水力以上に将来の新規設備導入の可能性は低いため、2030 年時点でも設備量は現状維持としている。

2.4.2. 火力発電

従来型火力発電は汽力、ガスタービン複合を解析対象として設定している [9].

○汽力発電(火力)

汽力発電は、石炭・LNG・重原油等の燃焼熱で作った高温高圧の蒸気により、蒸気タービンに繋いだ発電機で発電する方式である。タービンやボイラーの材料の問題から、600℃前後での熱エネルギーの利用となる。石炭火力では再起動に時間を要することから、夜間でも停止することなく運用する。燃料別に次の様に運用されることが多い。

(a)ベース火力：石炭火力

効率がよく燃料費が低いため、高負荷高利用率で運転される。

(b)ミドル火力：LNG 火力

効率は高いが燃料費は中程度で、一日の負荷曲線の変動部分を分担する。

(c)ピーク火力：重原油火力

燃料費が高く、夏期の負荷曲線のピーク部分のみを分担する。

○ガスタービン複合発電

ガスタービン複合発電はコンバインドサイクル発電とも呼ばれ、ガスタービンと蒸気タービンを組み合わせた発電方式であり、上記分類ではベース火力とミドル火力に位置付けされる。最初に、圧縮空気中で燃焼させた燃料から発生したガス圧力でガスタービンを回して発電する。次に、ガスタービンの排ガスの余熱を用いて水を沸騰させ、蒸気タービンによる発電を行う。2重に発電を行う為熱効率が高い他、季節/時間的負荷変動に応じた運転が可能である。

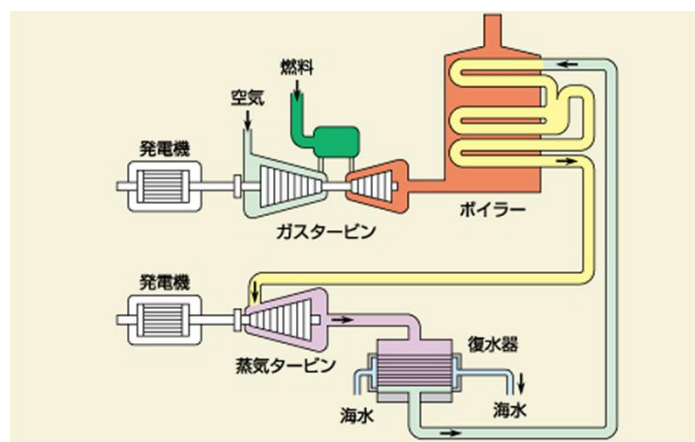


Fig. 2.4-1 Mechanism of Gas Turbine Combined Cycle. [10]より引用

火力に共通する特徴は以下の様に挙げられる.

- 自然エネルギーと比べ, 常時定格出力での連続運転ができる.
- 一般的に火力は水力に比べ, 建設期間が短く建設費が安い.
- 構造上 CO_2 の排出からは逃れられず, 地球温暖化の面から見た環境負荷が大きい.

2.4.3. 原子力発電

原子力発電 [11]は汽力発電の一種であり，化石燃料の代わりにウラン 235 等の原子核分裂時に発生する熱エネルギーを用いる．日本で多く建設されているのは軽水炉で，沸騰水型原子炉(BWR)と加圧水型原子炉(PWR)の 2 形式が代表的である．運用時の CO₂ 排出量がほぼ無いことに加え，共通する特徴は以下の様に挙げられる．

- ・ 蒸気温度の制限から熱効率が低い

ボイラー蒸気が高温高压であるほど熱効率は良くなり，石炭火力発電では 600℃超で運転され発電効率は 43%に達する．燃料被覆管の合金が 450℃以上の高温高压下に耐えられないため，日本では安全性を考慮し蒸気温度 300℃前後の運用となり，30%程度の発電効率に留まる．

- ・ 負荷追従運転が困難

運転出力の増減は燃料被覆管の膨張収縮による亀裂発生に繋がり，放射性核分裂生成物の原子炉冷却水中への漏洩が懸念される．その為，原子力発電所は主にベース需要を受け持ち，負荷変動しない運転を行っている．

- ・ 再起動に時間がかかる

軽水炉は低負荷で運転時，原子炉の制御に影響(キセノンオーバーライド)するキセノン 135 が発生・蓄積しやすく，この間余剰反応度がないと再起動が難しい．

- ・ 大容量ユニットが多いので，その停止時には電力需給に与える影響が大きい．
大震災後の電力不足は，原子力の担う部分が大きかったことを如実に示している．

- ・ 事故時の放射性物質による被害の広さ

ここでは詳細は割愛するが，放射性物質による被害は国内のみならず全世界へと広がる．

序章でも触れたが現在は東日本大震災以降，原子力発電所に対する信頼性等の問題から多くのプラントが全機停止・もしくは定期点検中の状態である(大飯発電所 3,4 号機のみ 2012 年 7 月に稼働再開. 2013 年 1 月時点 [12])．そのため本研究においては 2030 年の原発依存度ゼロのシナリオを検討しており，比較対象とする 2010 年度の全国発電電力量では多くの割合をしめているが，解析結果である 2030 年の電源構成には含んでいない．

2.5. 高効率火力発電所の特徴

今回の電源構成モデルの対象とした電源種類のうち、今後 2030 年までに導入が想定される高効率の火力発電所についてその特徴等を説明する。

○石炭ガス化複合発電(IGCC)

IGCC [13] [14]とは、石炭ガス化複合発電(Integrated coal Gasification Combined Cycle)の略称である。石炭のガス化によりコンバインドサイクルとしての運用が可能となり、従来型の石炭火力より高効率となる。エネルギーセキュリティの面から将来的にも石炭を発電源から取り除くことは困難なため、本発電を用いることで CO₂ 排出量も減らすことが重要となる。従来では使用が困難であった褐炭等低炭度炭でも使用できる他、発電効率が約 50%に達する(従来型石炭火力の約 40%)ことが特筆される。

技術的には、従来のガスタービン複合発電に加え、石炭ガス化炉と不純物を取り除くガス精製設備が必要となる。商用機の約半分の規模の実証機(25 万 kW 級)が運転されており、2008 年夏には 3 か月連続運転に成功している。

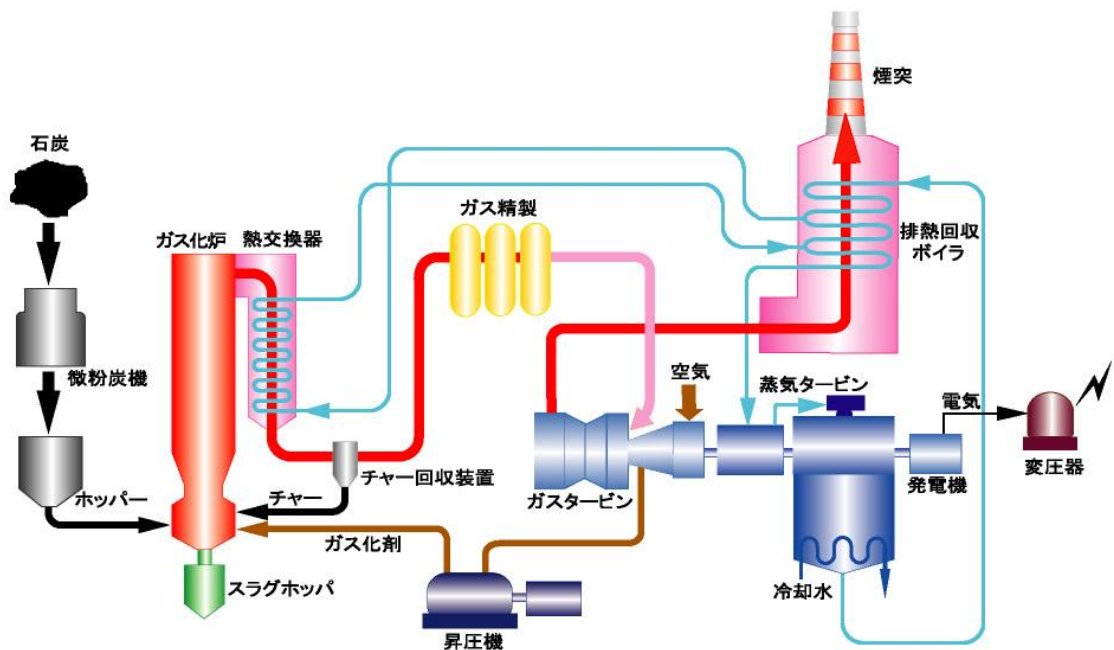


Fig. 2.5-1 Mechanism of IGCC. [13]より引用

※固体酸化物形燃料電池(SOFC)について

SOFC：固体酸化物形燃料電池(Solid Oxide Fuel Cell) [15]は，金属酸化物セラミックスで構成されたセルにより，700～1,000℃の高温で作動する燃料電池である．PEFC：固体高分子形燃料電池(Polymer Electrolyte Fuel Cell)と大きく異なる点を挙げる．

・使用燃料

水素だけではなく LNG や石炭ガスなども燃料として用いることが可能である．PEFC では CO は触媒の過度な劣化に繋がる為 ppm オーダーにする必要があるが，SOFC では寧ろ燃料として取り扱える為に，石炭ガス化ガスを直接燃料として使用できる．

・作動温度

SOFC は 1000℃近辺で作動することから，排出される未反応の燃料を含む高温排気(800～900℃)を用いて，ガスタービン複合を組み合わせることが可能となる．PEFC では約 80℃で作動することから，排熱を発電に利用することは難しい．

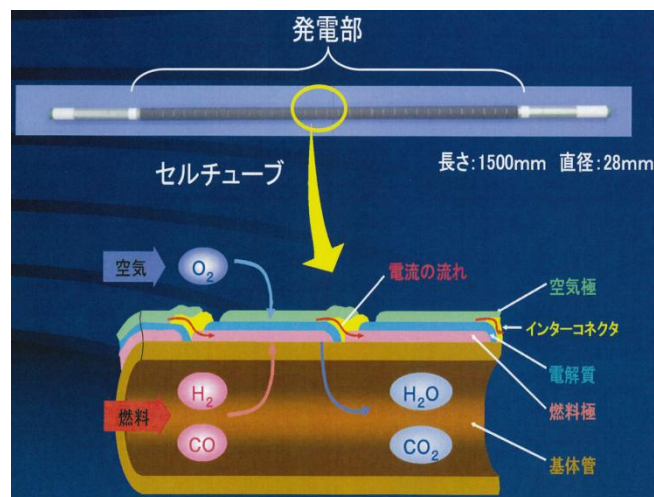


Fig. 2.5-2 Mechanism of SOFC. [16]より引用

※水素のみならず，一酸化炭素も燃料として使用できる．

現時点では三菱重工業の開発した 200kW 超級 SOFC・マイクロガスタービン複合発電実証機などは，連続 3,000 時間運転にも成功しており信頼性と耐久性は実証されている．

○LNG コンベンショナル+SOFC 発電

従来の LNG 焼き汽力に SOFC を組み合わせた複合発電. 発電効率は 55~60%に達する. 既存の LNG 焼き汽力に建て増すことで, 発電効率を上げることも可能となる. Fig. 2.5-3 にその構造の概要を示す.

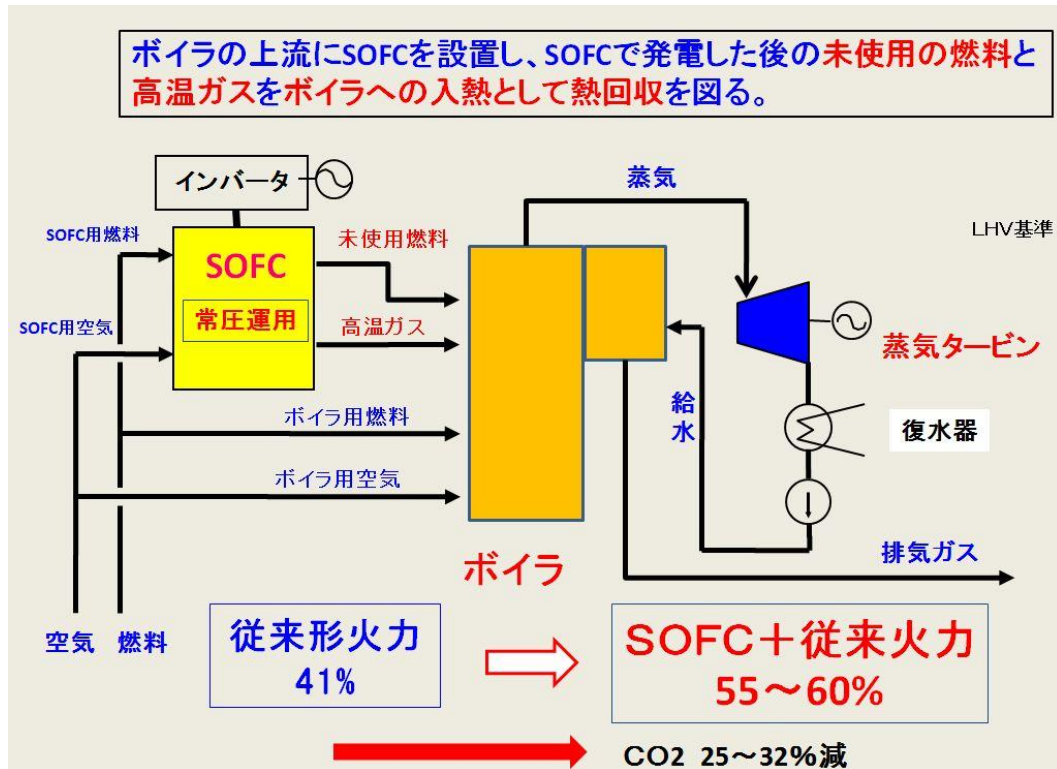


Fig. 2.5-3 Mechanism of LNG + SOFC. [16]より引用

○トリプル複合発電(石炭ガス化, LNG)

石炭ガス化燃料電池複合発電(IGFC)

IGFC とは石炭ガス化燃料電池複合発電(Integrated Coal Gasification Fuel Cell Combined Cycle)のことで、前述の IGCC に SOFC を組み合わせたトリプル複合発電である。発電効率は 55%以上に達する。Fig. 2.5-4 にその構造の概要を示す。

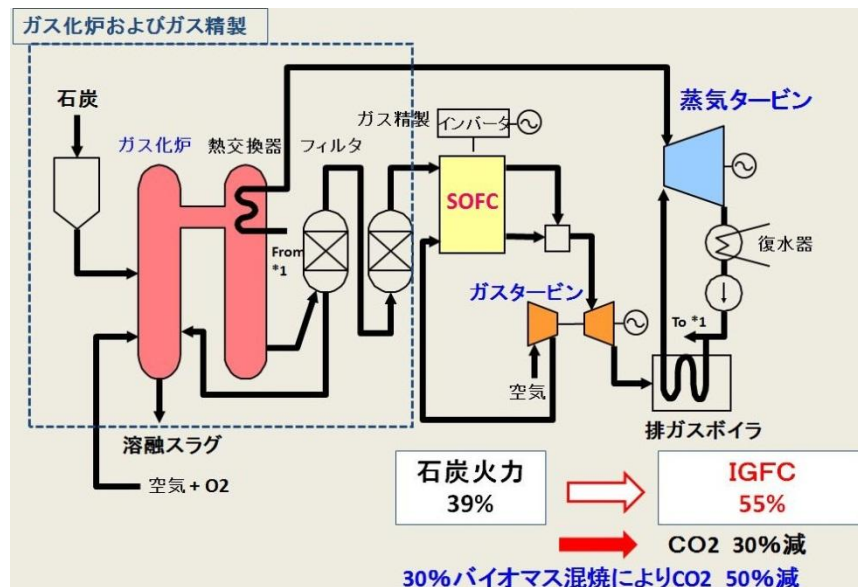


Fig. 2.5-4 Mechanism of IGFC. [16]より引用

トリプル複合発電(LNG)

トリプル複合発電(LNG)とは、従来のガスタービン複合発電に SOFC を組み合わせたトリプル複合発電である。発電効率は 65%以上に達する。既存のガスタービン複合に建て増すことで発電効率を上げることも可能となる。Fig. 2.5-5 にその構造の概要を示す。

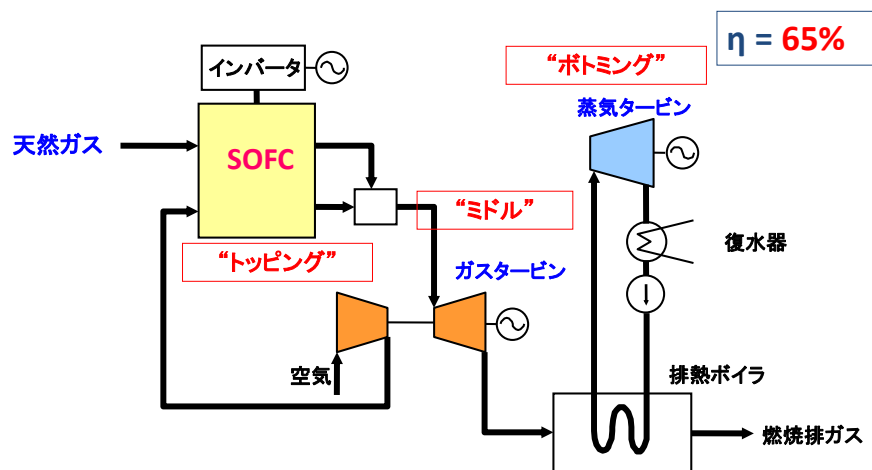


Fig. 2.5-5 Mechanism of LNG Triple Combined Cycle. [16]より引用

2.6. 再生可能エネルギーの特徴

今回の電源構成モデルの対象とした電源種類のうち、再生可能エネルギーについてその特徴等を説明する。再生可能エネルギーは原子力発電の減少分の補完、温暖化対策のためにも 2030 年に向けて大量導入が政府のエネルギー計画でも検討されている重要な電源である。

○太陽光発電(PV)

太陽光発電は、光エネルギーを直接電力に変換(光起電力効果)する太陽電池を用いる発電である [17]。前述の水力・原子力・火力と異なり、電力への変換過程で熱・蒸気・運動エネルギーなどを必要としない。特徴は以下の様に挙げられる。

【長所】

- ・ 原理的に可動部分が無く、発電時に CO₂ 等廃棄物や温排水が発生しない再生可能エネルギーである。
- ・ 需要地近接の建築物の屋根や壁面に設置可能であるため、送電コストや損失を最小化できる。
- ・ 発電時化石燃料を必要としないのでエネルギー安全保障上有利になる他、エネルギー自給率が向上出来る。

【短所】

- ・ kWh 当たりの建設費が高価(7.2 円/kWh)である。(水力・火力・原子力は 0.7～2.5 円/kWh) 普及に伴い低価格化が進んでいるが、現時点では導入促進に当たり売電補助を設ける国が多い。
- ・ 太陽電池パネルの単位面積当たりの出力(1kW/m²)は変わらないため、集中設置による発電効率が向上出来ない。
- ・ 夜間は発電せず、昼間でも日射量・温度等により発電量が大きく変動する。これは、大規模導入による平滑化効果により緩和され得る。

Fig. 2.6-1 に最大出力 10,000kW の東京電力「米倉山太陽光発電所」(山梨県甲府市)の写真を示す。



Fig. 2.6-1 Picture of Komekurayama Solar Power Plant.

○風力発電

風力発電は、風の力により風車を回し、発電を行うものである。垂直軸型の風車も存在するが、発電用途で最も多く用いられているのは水平軸のプロペラ型である [18]。1 基当たりの出力は、家庭用・街灯用(ローター径 1m 前後)の数 kW 規模から、ウインドファーム用(ローター径 100m 以上)の 5MW を超えるものまで存在する。特徴は以下の様に挙げられる。

【長所】

- ・ 工期が短く(1 基なら数か月、2MW*80 期大規模なものでも 1 年半)、補修期間も短く出来、需要総量の変動に対応しやすい。
- ・ 風が吹けば夜間でも発電出来る。
- ・ 太陽光と共通するものとしては、環境負荷の小ささと、エネルギー安全保障上有利になることが挙げられる。

【短所】

- ・ 構造上ブレードが露出していることから、バードストライクや周囲への騒音被害を与える恐れがある。
- ・ 出力が昼夜問わず不随意に変動(変動幅は太陽光より大きい)する。大規模導入による平滑化効果が大きく発揮される。

欧米諸国に比べ導入が遅れているのは、台風に耐えうる風車の設置コストの増大の他、大量の風車が設置出来かつ適度な風の吹く土地の確保が困難なことによる。

○地熱発電

地熱発電は地下深い所にある高温のマグマから供給されるエネルギーを利用した汽力発電である [19]。化石燃料を一切使わず、燃焼による二酸化炭素はほとんど発生しないため、温暖化対策の観点から 2030 年に向けて導入量の増加が計画されている。昼夜を通して安定した供給力のベース電源の補助としての役割が考えられる。

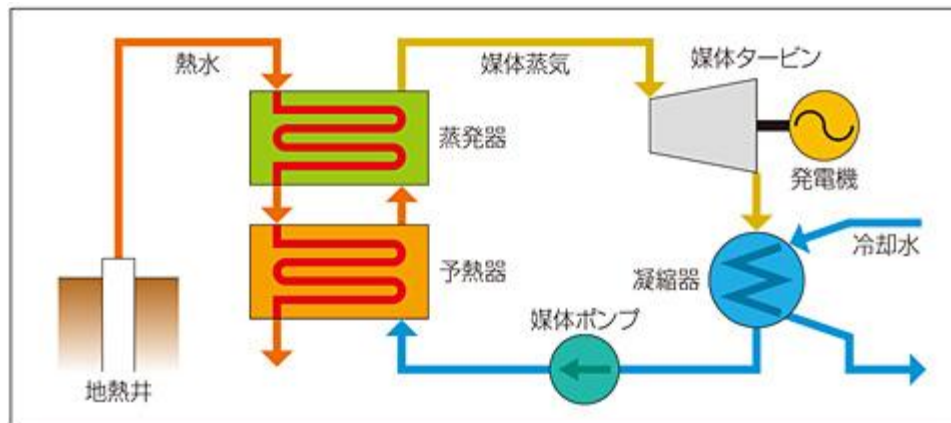


Fig. 2.6-2 Mechanism of Geothermal Binary Power Generation. [20]より引用

○バイオマス発電

バイオマス発電は動植物などから生まれた生物資源を「直接燃焼」や「ガス化」を行なってタービンを回して発電を行う方式である [21]。

発電の燃焼の際に温暖化ガスは放出されるが、光合成により CO_2 を吸収して成長するバイオマス資源を燃料とした発電は「京都議定書」における取り扱い上、 CO_2 を排出しないものとされている。

また現在のところ、資源が広い地域に分散しているため、収集・運搬・管理にコストがかかる小規模分散型の設備になりがちであるという課題がある。ただし、温暖化対策のためにも 2030 年に向けての大量導入が政府のエネルギー計画でも検討されている重要な電源である。

○海洋エネルギー発電(潮流発電・波力発電・海洋温度差発電)

潮流発電・波力発電は、それぞれ海流による海水の流れや波浪の運動エネルギーを利用してタービンを回して発電を行う方式である [22].

また、海洋温度差発電は海の表層部の海水(約 25°C ~ 30°C)を温熱源として、深層部の冷たい海水を冷熱源として利用し、熱機関を動作させタービンを回す発電方式である [23]. まだ技術的課題はあるが、天候にされやすい他の自然エネルギー利用の風力発電や太陽光発電に比べると年間を通じて安定した電力供給が可能であり注目されている. もちろん、 CO_2 排出量も極めて少なく、海洋温度差発電で用いた深層水を表層面に放水することにより、海藻類が成長し CO_2 を吸収、海中への固定化を促進する効果も考えられる.

日本では 2012 年より沖縄県久米島町の海洋深層水研究所において、100kW 級の発電プラントを設置し、商用化に向けた実証実験が始まっている [24].

2.7. 最小化変数, 評価関数, 及び制約条件の設定

本節では本研究において用いた線形計画法の数理解析モデルについて概要を説明する.

2.7.1. 最小化変数

最適化の対象となる変数(決定変数, 内生変数)は以下のようなになる.

TC	: 実質電力需要に対する日間総燃料費用(100 億円/day)
$X_{i,t}$	: 第 i 種発電所の時間帯 t における発電電力 (GW)
K_i	: 第 i 種発電所がシナリオに於いて使用する最大設備容量(GW)
S_t	: 時間帯 t における揚水発電所の揚水動力用の電力 (GW)

2.7.2. 評価関数

日間総発電費用(100 億円/day)を目的関数とするとそれは次式のようになる．

$$TC = TC_{must} + \sum_{n=1}^9 \left(g_i \times P_{Fi} \times K_{newi} \div 365 + H \times \sum_{t=1}^{96} P_{Vi} \times X_{i,t} \right) \rightarrow \min \quad (2.4)$$

TC	: 実質電力需要に対する日間総燃料費用(億円/day)
TC_{must}	: マストラン電源に関する日間総燃料費用(億円, 定数)
g_i	: 第 <i>i</i> 種発電所の償却期間均等化年経費率
P_{Fi}	: 第 <i>i</i> 種発電所の建設単価(万円/kW)
K_{newi}	: 第 <i>i</i> 種発電所の 2010~2030 年に新設する設備容量(GW)
H	: 時間帯幅(15 分=0.25 時間)
P_{Vi}	: 第 <i>i</i> 種発電所の発電電力量 1kWh 当りの燃料費(円/kWh)
$X_{i,t}$	: 第 <i>i</i> 種発電所の時間帯 <i>t</i> における発電電力 (GW)

ただし,

$i \in \{1: \text{石炭火力}, 2: \text{石炭ガス化(IGCC)}, 3: \text{石炭ガス化+高温固体燃料電池(IGFC)}, 4: \text{LNG 焚火力}, 5: \text{ガスタービンコンバインド}, 6: \text{LNG 焚火力+SOFC}, 7: \text{トリプルコンバインド}, 8: \text{石油火力}, 9: \text{揚水}\}$

$t \in \{1, 2, \dots, 96\}$ (時間解像度を 15 分としたため, $t: 60\text{min}/15\text{min} \times 24 = 96$)

本研究では将来の太陽光発電の大規模導入も同時に考慮するため, 時間帯や天候による大きな出力変化・調整が必要となる．このような電源構成モデルでは時間帯幅として 1 時間が一般的であるが, 本研究では火力発電の出力変動率を現実的数値として盛り込み, 調整力についての運用面のより現実的な評価が可能となるよう, 時間解像度 15 分としたモデルとした．

2.7.3. 制約条件式

<電力需給バランス式>

前述した様に、天候パターン 20 通りに分けた電力需要曲線から、マストラン電源の発電量を差し引きいた電力需要を火力発電・揚水発電を用いて充足するものとした。

$$Load_t = \sum_{n=1}^9 X_{i,t} - S_t - X_{must,t} \quad (t = 1, 2, \dots, 96) \quad (2.5)$$

- $Load_t$: 時間帯 t における実質電力需要(GW)
 $X_{i,t}$: 第 i 種発電所の時間帯 t における発電電力 (GW)
 S_t : 時間帯 t における揚水発電所の揚水動力用の電力 (GW)
 $X_{must,t}$: マストラン電源の発電電力(GW)

以下 Fig. 2.7-1 に 2030 年における夏期・晴れ・平日の場合の実質需要曲線の例を示す。

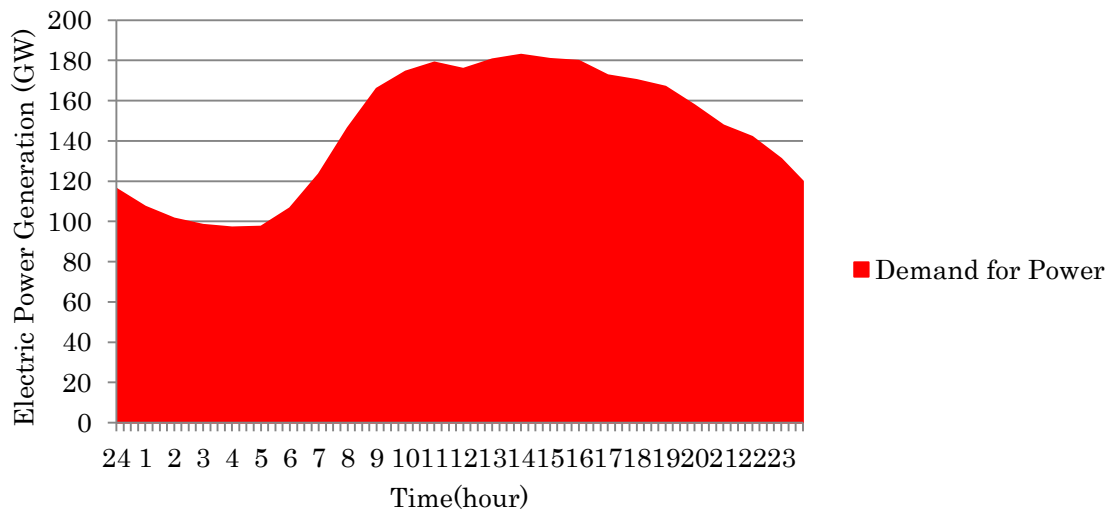


Fig. 2.7-1 Electrical Power Demand (Summer/Fine/Weekday in 2030).

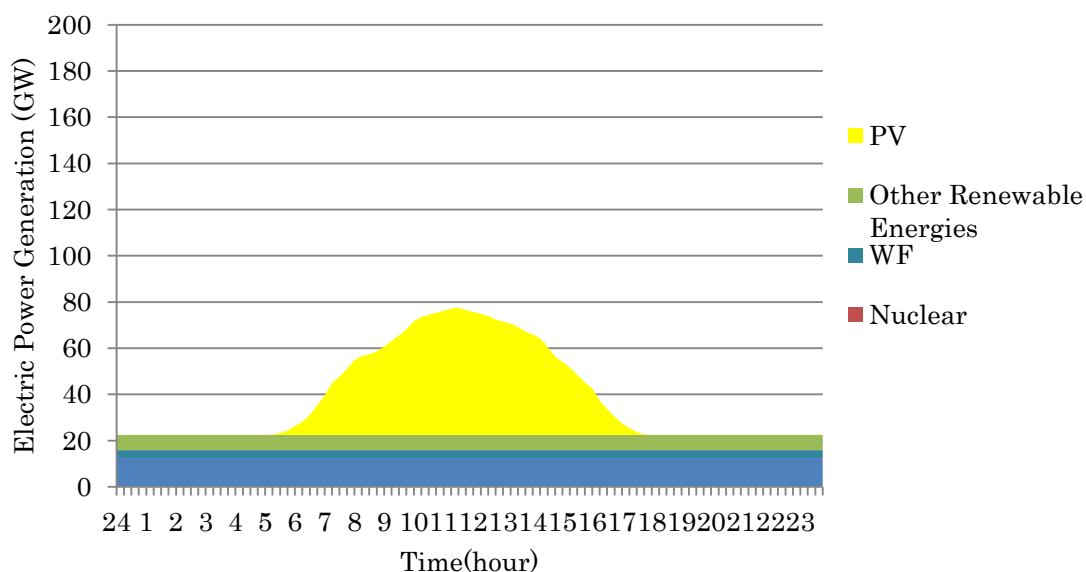


Fig. 2.7-2 Electrical Power Generation of Must-run Generation (Summer/Fine/Weekday in 2030).

負荷変動をさせずに運転するベース電源と出力変動ができない再生可能エネルギーは、マストラン電源として捉えることができる。

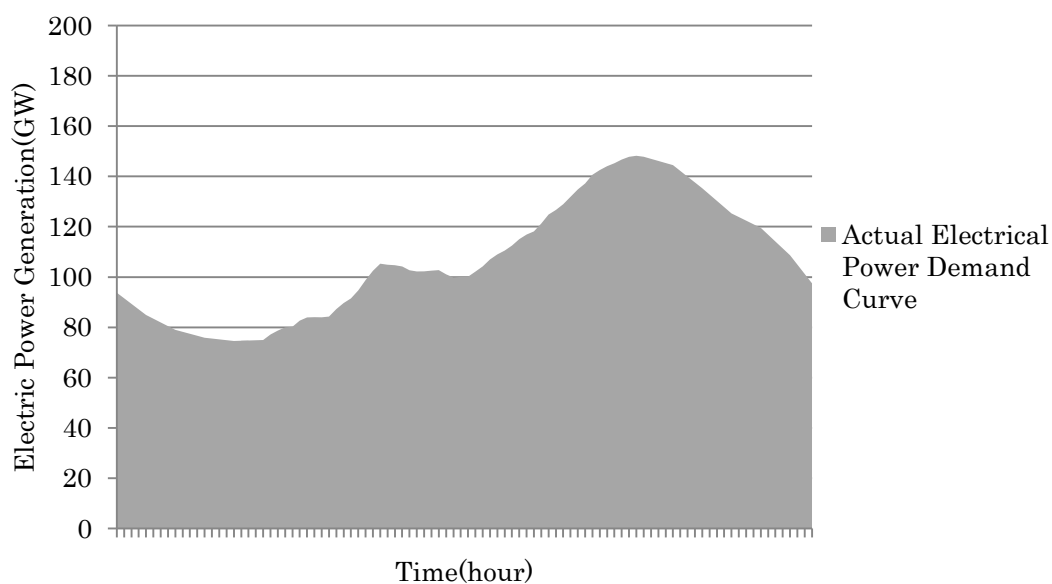


Fig. 2.7-3 Actual Electrical Power Demand Curve (Summer/Fine/Weekday in 2030).

Fig. 2.7-1 の電力需要から Fig. 2.7-2 のマストラン電源の供給量を差し引いた Fig. 2.7-3 が解析対象の実質需要曲線となる．この実質需要曲線に対して，他の火力発電プラント等を負荷変動させ，需要に対応した電源構成を解析によって求めていく．

<設備容量制約>

$$K_i \leq K_{const\ i} + K_{new\ i} \quad (2.6)$$

$$X_{i,t} \leq (1 - u_i) * K_i \quad (2.7)$$

$$\min_i * K_i \leq X_{i,t} \leq \max_i * K_i \quad (2.8)$$

- K_i : 第 i 種発電所の稼働中の総設備容量(GW)
 $K_{const\ i}$: 第 i 種発電所の変化無の設備容量(GW)
 $K_{new\ i}$: 第 i 種発電所の 2010~2030 年に新設する設備容量(GW)
 $X_{i,t}$: 第 i 種発電所の時間帯 t における発電電力 (GW)
 u_i : 第 i 種発電所の定期点検による出力低下率
 $\min_i$: 第 i 種発電所の最低負荷率
 $\max_i$: 第 i 種発電所の最大負荷率

K_i を全国最大の設備量ではなく，稼働中の総設備量とすることでその日の電力需要等に合わせて供給予備力を考慮した発電所の運転を想定できるように設定した．この点については 3.4.1 にて詳しく説明する．

最大負荷制約についてはガスタービンの雰囲気温度による出力低下問題を考慮するために導入した．

<出力変化率上限制約>

$$X_{i,t+1} \leq (1 + fol_i) * X_{i,t} \quad (i = 1, 2, \dots, 8)(t = 1, 2, \dots, 95) \quad (2.9)$$

$$X_{i,1} \leq (1 + fol_i) * X_{i,96} \quad (i = 1, 2, \dots, 8) \quad (2.10)$$

- fol_i : 第 i 種発電所の出力変化率

<出力変化率下限制約>

$$X_{i,t+1} \geq (1 - fol_i) * X_{i,t} \quad (i = 1, 2, \dots, 8)(t = 1, 2, \dots, 95) \quad (2.11)$$

$$X_{i,1} \geq (1 - fol_i) * X_{i,96} \quad (i = 1, 2, \dots, 8) \quad (2.12)$$

<揚水発電所の電力貯蔵バランス式>

$$H * \sum_{t=1}^{96} X_{9,t} \leq Eff_{storage} * H * \sum_{t=1}^{96} S_t \quad (2.13)$$

$Eff_{storage}$: 揚水発電の電力貯蔵効率

H : 時間帯幅(15 分=0.25 時間)

S_t : 時間帯 t における揚水発電所の揚水動力用の電力 (GW)

<揚水発電所の電力貯蔵可能量制約>

$$H * \sum_{t=1}^{96} S_t \leq M_{storage} * (1 - u_9) * K_9 \quad (2.14)$$

$M_{storage}$: 日間運用での単位設備容量当りの電力貯蔵可能量(kWh/kW)

燃料・運用費の総費用最小化問題である為、CO₂排出量・排出権取引等に関する制約は設けず、解析後の総発電電力量に対し CO₂ 排出量に換算した。また、電力融通制約や LNG 消費量制約は想定していない。

2.8. 予備力

本節では電力需給の運用面に着目した本研究において重要な要素である予備力について概説と、解析への適用方法について説明する。

2.8.1. 予備力とは

予備力とは予想される最大電力需要に対して、さらにどれくらいの発電能力の余力があるかを表すものである。事故、渇水あるいは需要増加に際しても、電力供給を確保するため、需要を上回って保有する供給力であり、その必要量は供給力と需要の状況が日々変わるのに応じて変化する。

短期的な予備力としては対象とする時間間隔により、以下の 3 種類がある [25]。停電などの起きないように安定した電力需給運用を実現するためには予備力は重要な要素である。

- ・ 待機予備力…時間単位。対応設備例としては、水力発電・火力発電など。
- ・ 運転予備力…分単位。対応設備例としては、水力発電・ガスタービン発電など。
- ・ 瞬動予備力…瞬時～秒単位。対応設備例としては、ガバナフリー運転など。

○待機予備力

電力会社は毎日、電力需要の変化を想定して発電所の出力を計画するが、その際、突発的な事象に対処できるように、一部の火力を部分負荷で運用したり、すぐに起動できる火力発電所を確保しておいたりする。このような起動から全負荷を取るまでに数時間を要するような供給力を待機予備力という。

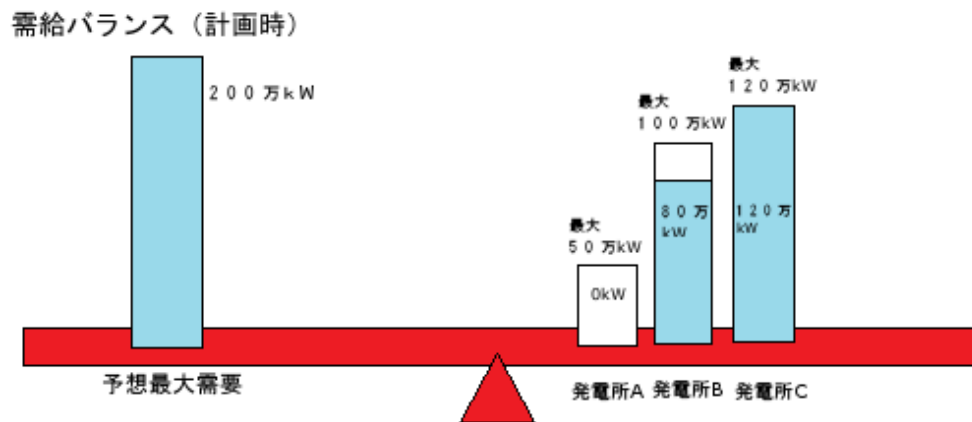


Fig. 2.8-1 Image of Reserve Generation Margin.

上図では発電所 A を待機状態、発電所 B を部分負荷で運用することで計 70 万 kW の予備力を確保している。

○運転予備力

運転予備力は待機予備力よりも短時間の需要変化に対応する予備力で、待機予備力の火力機等の立ち上がりまでをカバーするためのものである。必要な条件として短時間(10 分程度)内に負荷を取ることができるもので、部分負荷運転中の発電機余力や、停止待機中の水力およびコンバインドサイクル発電機・ガスタービン発電機などが該当する。日々の運転予備力の決定に当たっては、火力機の事故による脱落・需要の想定誤差等を考慮して、通常は最大需要に対し 3%以上が日間の運用で必要とされる [26]。

○瞬動予備力

瞬動予備力は 10 秒以内程度の急激な周波数低下等に対応する予備力で、発電機のガバナフリー運転などがそれに当たる。

以上の 3 つは短期の運用に関する予備力であるが、将来においても需要を的確に把握しこれらに応じられる電力供給設備の建設計画等を作る必要があり、そこで重要になるのが供給予備力である。

具体的には経済成長や気象条件等による想定需要を割り出し、それに対して事故や急

激な気象の変化により供給力が減少しても運用ができるように設備を確保することが重要である。その際の、供給力と想定需要の差が供給予備力であり、想定需要に対する予備力の割合を供給予備率(式 2.15 参照)という。供給予備力としては出力調整が容易な火力発電などが考えられ、原子力発電や水力発電等はベース電源として予備力としては参入できず、太陽光発電や風力発電に至っては急激な出力減少などが予測されるため余計に予備力を確保しなければならない原因ともなりうる。

$$\text{供給予備率} = (\text{ピーク時供給力} - \text{予想最大需要}) / (\text{予想最大電力}) \times 100 \quad (2.15)$$

名称	定義	参入電源
供給予備力	事故，渇水，需要の急激な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ことを目標として，予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
運転予備力	即時に発電可能な供給力及び短時間内(10 分程度内)で起動して負荷をとり，待機予備力が起動して負荷を取る時間まで発電できる供給予備力	部分負荷運転中の発電機余力，停止待機中の水力及びコンバインドサイクル発電機・ガスタービン発電機
瞬動予備力	電源脱落等の急激な周波数低下に対して即時に稼働し，急速に出力を上昇して(10 数秒以内)，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。	ガバナフリー運転中の発電機のガバナフリー余力

Table 2.8-1 Terms about Reserve Power [26].

2.8.2. 解析モデルへの予備力の導入

電源構成モデルへの予備力の概念の導入について説明する.

○待機予備力・運転予備力・瞬動予備力

待機予備力については本解析に前提条件で稼働可能な総設備量(2.7.3 における K_i)を解析する日の季節・天気等から割り出した需要に対して変化させることで導入する. 基本的には安い電源から稼働していくが全国にあるすべての設備を常に稼働すると最低負荷運転の設備が増え不経済になることもあり, 必要な日間の待機予備力を確保する形にする. 具体的には下式のような制約のもと稼働する設備量が決まるようなプログラムになっている.

$$(\text{火力の稼働設備量}) \geq (\text{当該日の最大需要}) \times 1.03 - (\text{ベース電源設備量}) \quad (2.16)$$

※上記は日間の予備率 3%の場合.

※ベース電源:水力等, ほぼ定格値で安定した供給が見込まれる電源.

運転予備力については当該時刻需要比 3%が必要とされており, これについては 3.4.1 にて導入方法について説明する.

瞬動予備力については今回の電源構成モデルが入手可能な電力需要や太陽光発電データの解像度の問題から 15 分毎のシミュレーションになっているため, 今回は考慮しない.

供給予備率について, まず新規建設設備量の決定に際しては, 将来の想定電力需要(最大 3 日平均電力)と供給力の差引から求められるが, 確率手法に寄って供給不足が発生する事態の出現度数を求め適切な供給予備力の量を決定する. 供給信頼度の表し方としては一般に見込み不足日数(供給不足日数の期待値)によっており, 日本では 0.3 日/月を採用しており, この場合の必要供給予備率が概ね 8~10%に相当する [26].

そこで本研究においては 2030 年に向けた新規建設設備量を供給予備率 8%として設定した.

2.9. 周波数調整力

本節では2.8において取り上げた運転予備力を満たすため電源構成モデルに導入した調整力について、概説と導入方法の説明を行う。

2.9.1. 調整力の重要性

再生可能エネルギーの大量導入に伴う課題として1.1でも指摘したように十分な運転予備力の確保、つまり適切な周波数調整のための調整力が不足するという問題が考えられる。1時間以上の調整力については2.8で述べたような待機予備力や、電力需要の変化に応じた経済負荷配分制御 EDC(Economic Dispatching Control)による各火力水力の負荷配分による確保し、大規模停電等を防ぐ手立てが考えられるが、現在将来の電源構成シナリオが世間で議論される中で見落とされがちなのがこの短時間の周波数調整力の問題である。

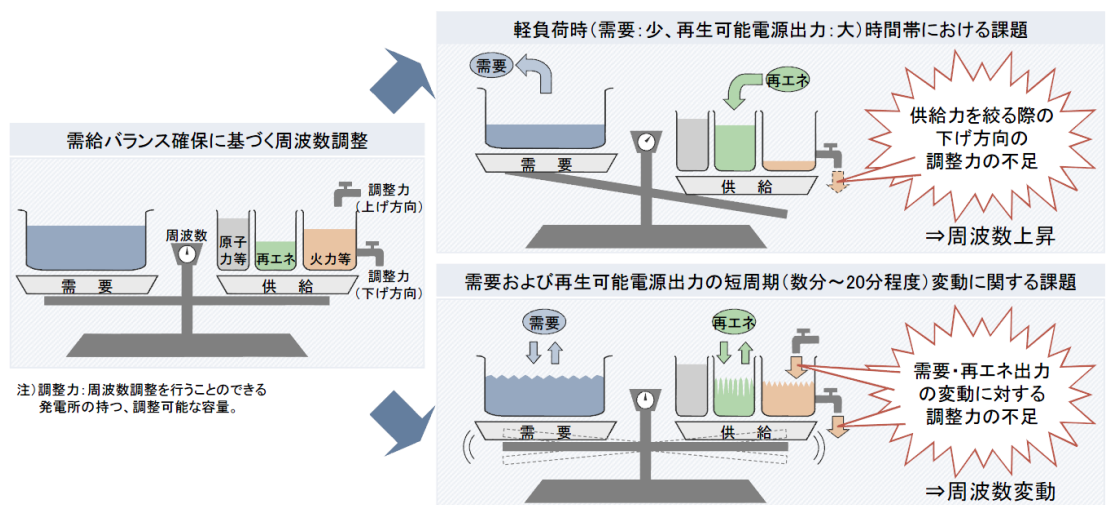


Fig. 2.9-1 Frequency Adjustability for Securement of Balance between Supply and Demand. [27]より引用

上図 Fig. 2.9-1 のように電力系統においては需給バランスが崩れると直ちに周波数²が変化してしまうが、電気事業者は電気の電圧及び周波数の値を経済産業省令で定める値に維持するよう努めることが電気事業法において定められている。周波数の変動はモーター等の周波数に依存する機器等に影響を与えるが、それらの影響を最小限にするた

² 日本においては電気事業発展の歴史的背景から東地域(北海道・東北・東京)では 50Hz, 西地域(中部・北陸・関西・中国・四国・九州)では 60Hz が一定値となっている。

め、現状ではそれぞれの標準周波数に対して $\pm 0.1\text{Hz}$ 以内の変動範囲に収まるように調整がなされている。

一般的に短時間の負荷調整に参入できる電源としては火力発電と揚水発電が考えられる(揚水発電は可変速揚水のみ揚水時の調整力を持つ)。また、このような電源の、出力の自動制御により系統周波数を基準値に保持する制御を負荷周波数制御 LFC(Load Frequency Control)と呼ぶ。

以上のように周波数調整は非常に重要であるが、出力調整が難しく予測不能な急激な出力変動が起きうる再生可能エネルギーが大量導入される場合には、それらの出力変動に対しても調整力を見積もる必要がある。そこで本研究においてはより安定した需給運用の考察のため、電源構成モデルの解析結果から短時間の調整力のバランスを計算していく。

2.9.2. 代数的手法

本項では再生可能エネルギーの大量導入を想定した周波数調整力の評価方法について述べる。ここで周波数調整力を検討する際、前項でも述べたように需要の予測誤差³に加えて太陽光発電や風力発電についての出力予測誤差も考慮する必要がある。

変動周期が長周期の需要変動に関しては EDC の制御により負荷調整を行い、これよりも短い周期のものに対して本項で取り上げる LFC 調整力による負荷調整が行われている。よって、所要周波数調整力は所要 LFC 調整力に等しくなっている [28]。

この所要 LFC 調整力の評価手法として、電力会社の風力連系可能量算定等にも用いられている代数的手法を用いる。代数的手法とは需要変動の予測誤差の標準偏差をベクトルとして扱い、その際の調整残⁴などをベクトル図から算定する評価方法である。

まず需要変動について、電力系統から有効電力を供給する方向を正とすると、以下の式が成り立つ。

$$\begin{aligned} R(t) &= P(t) + G(t) \\ \therefore P(t) &= R(t) - G(t) \end{aligned} \quad (2.17)$$

ここで $P(t)$: 需要変動の予測誤差
 $G(t)$: 調整力変動の予測誤差
 $R(t)$: 調整力残変動

上式から需要変動の予測誤差 $P(t)$ の自己共分散 μ_{pp} は、次式により表せる。

$$\begin{aligned} \mu_{pp} &= \mu_{RR} - 2\mu_{GR} + \mu_{GG} \\ &= \mu_{RR} - 2r_{GR}\sqrt{\mu_{RR}\mu_{GG}} + \mu_{GG} \end{aligned} \quad (2.18)$$

ここで μ : 変数 A と変数 B の共分散
 r_{GR} : 調整力変動 $G(t)$ と調整残変動 $R(t)$ の相関係数

ここで相関係数 r_{GR} を角度 γ を用いて余弦を用いて表現すると、上式から

$$\mu_{pp} = \mu_{RR} - 2\sqrt{\mu_{RR}\mu_{GG}} \cos \gamma + \mu_{GG} \quad (2.19)$$

³ 予測誤差とは当該時間の実時間値と予測に基づいた制御結果の差であり需要変動の予測誤差の場合は短周期(20 分以内程度)が主である。

⁴ 調整残とは調整力で吸収しきれなかった予測誤差との差分である。この許容値である許容調整残は各電力会社により周波数管理値(例: 60Hz $\pm$ 0.1Hz)などの形で示されているものと同意義である [29]。

となる．ここで，各変動の標準偏差は，それぞれの自己共分散の平方根であるので上式の関係は余弦定理から各変動の標準偏差(σ で表す)を各辺とする Fig. 2.9-2 のような三角形で表される．

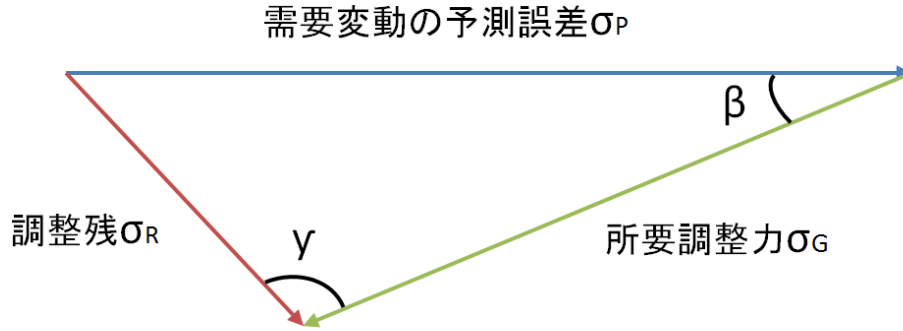


Fig. 2.9-2 Relation between Standard Deviation of Variations.

上図において角 β は制御遅れ角と考えることができる． $\beta = 0^\circ$ の時は所要調整力が予測誤差の逆相となって完全に誤差を調整できており調整残は 0° になることが分かる．

また，角 γ は所要調整力と調整残の相関を表しており， $\gamma = 90^\circ$ の時は調整力が過不足のない理想的な状況を表している⁵．

ここで許容調整残が設定されている場合に所要調整力を評価する方法としては，所要調整力が最大となる $\gamma = 90^\circ$ の時を考える．つまり，調整残変動と調整力変動の相関係数 r_{GR} がゼロであることを示している．この時，三平方の定理より所要調整力の標準偏差を他の 2 つの変動の標準偏差から求めることができる．

以上が代数的手法で所要調整力を考える際の大まかな流れである．本研究ではこれに再生可能エネルギー(太陽光発電と風力発電)の予測誤差を導入する．今回は LFC 制御対象の短周期の変動を考慮するとする．

まず風力発電の出力予測誤差は需要変動の予測誤差とは無相関であると考えられるので，Fig. 2.9-2 において風力出力予測誤差のベクトルと需要変動予測誤差のベクトルとは相関係数ゼロのため直交する．これは各電力会社において風力発電の連携可能量の検討を行う際に用いられている考え方である [29] [30]．これを需要変動と風力発電出力の誤差を合成した見かけの需要変動の予測誤差として，許容調整残と共に示したのが Fig. 2.9-3 である．

⁵ γ が鈍角の時は調整力不足， γ が鋭角の時は調整力過剰の状況を示している．

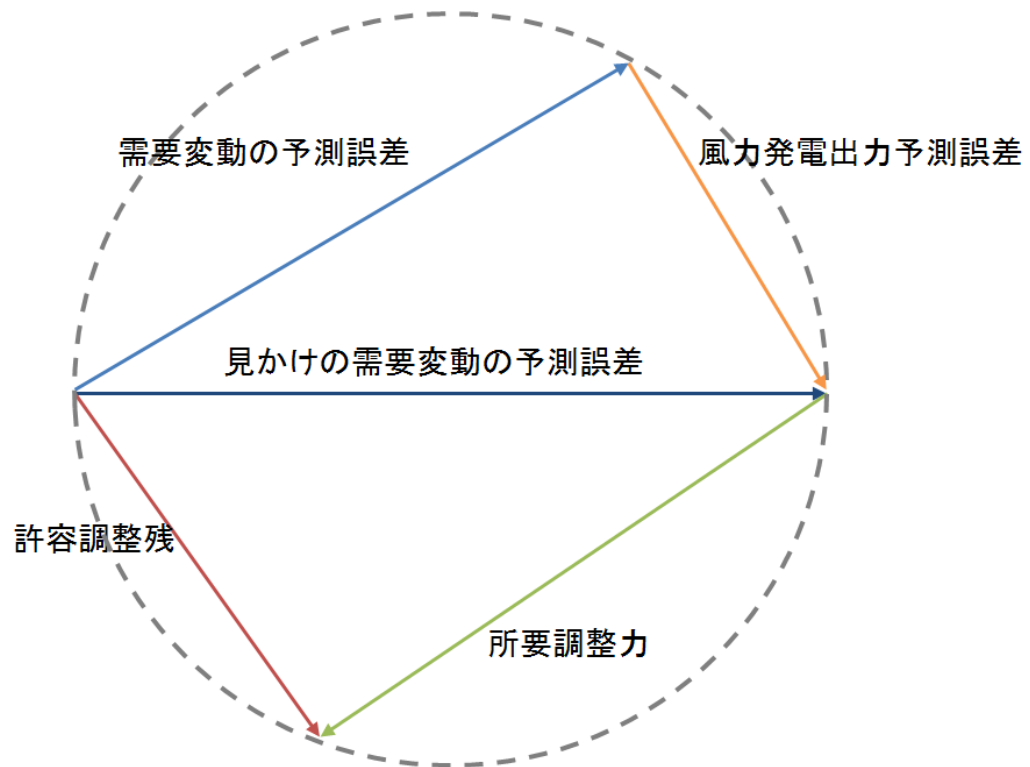


Fig. 2.9-3 Introduction of WF Prediction Error.

ここで本研究においては毎時間の保有調整力と所要調整力の過不足の関係を考えるが、許容調整残については系統容量の保有調整力に上乗せするとして、許容調整残はゼロにする。つまり、上図においては所要調整力の大きさは、見かけの需要変動の予測誤差の絶対値に等しくなる。この設定に基づいて太陽光による変動を考慮に入れ、各変動の相関係数がゼロであるとすれば Fig. 2.9-4 のようになる。

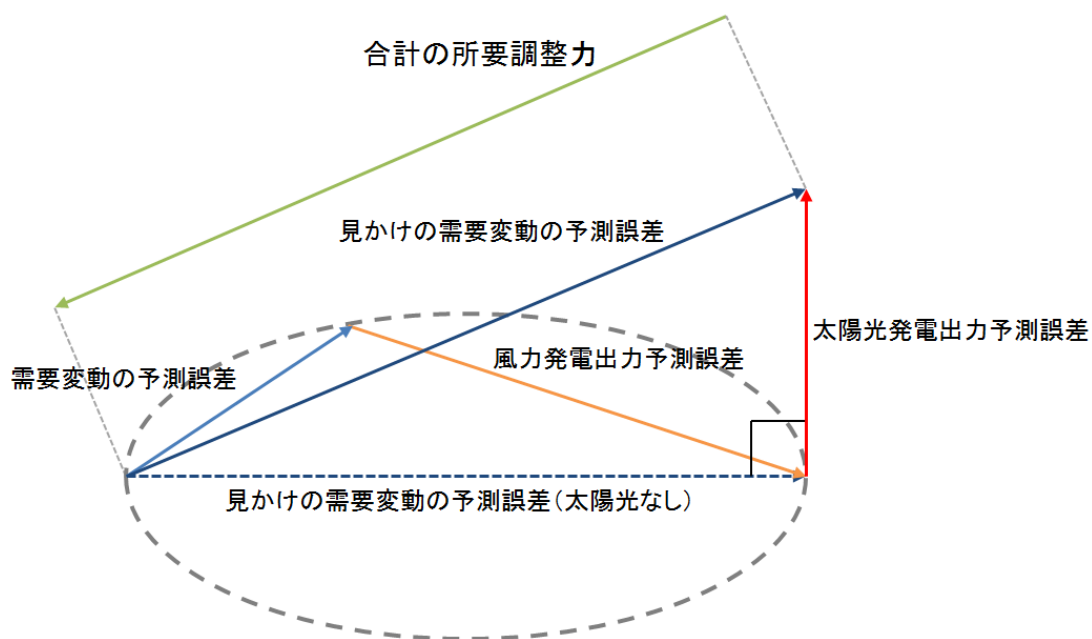


Fig. 2.9-4 Required Adjustability (Introduction of PV and WF Prediction Error).

以上より，需要変動・太陽光発電出力・風力発電出力の 3 つの予測誤差を調整するための所要調整力は 3 つの変動誤差を直交ベクトルとして合成して求めればよいことが分かった。

2.9.3. 解析における LFC 調整力の評価方法

調整力の過不足の評価にあたっては、当該時刻(本研究では 15 分毎)の所要調整力と稼働している発電設備が持つ保有調整力を定義する必要がある。

○当該時刻の所要調整力の算出

所要調整力に関しては需要変動と自然変動電源(本研究においては太陽光発電と風力発電)のそれぞれの予測誤差を考慮して計算する必要がある。

需要変動については 2.8.1 のように当該時刻の需用比 3%を所要調整力とする。

自然変動電源の所要調整力については様々な設定方法があるが [27], 平滑効果等を考えると「太陽光の所要調整力<風力の所要調整力」である。概ね太陽光が当該時刻比で 3~10%, 風力が設備容量比で 5~15%であるが, 本研究ではまず太陽光が当該時刻比 3%, 風力が設備容量比 5%をそれぞれの所要調整力と設定した。

また, 需要変動の所要調整力と自然変動電源の所要調整力は短周期としては互いに関係性が無く独立成分であると仮定すれば 2.9.2 より, 合計所要調整力は以下の 3 次元のベクトル合成で求める。

$$\text{合計所要調整力} = \sqrt{\text{需要変動}^2 + \text{太陽光出力変動}^2 + \text{風力出力変動}^2} \quad (2.20)$$

○当該時刻の保有調整力の算出

保有調整力に関しては火力発電が定格容量比で 5%, 揚水発電が出力比で 15%とした [27]。ただし揚水に関しては可変速機付揚水発電所であれば揚水時も調整力を持つが, 現在は可変速揚水の設備量の割合がまだ低いため, 本研究では可変速揚水の調整力に関しては考慮していない。

Table 2.9-1 に調整力関連のパラメータをまとめたものを示す。

Required Adjustability	
Demand Change(with Demand Ratio at the Time)	±3%
PV(with Power Output Ratio at the Time)	±3%
WF(with Capacity Ratio)	±5%
LFC Adjustability	
Thermal Power(with Capacity Ratio)	±5%
Pumped-Hydro(with Power Output Ratio at the Time)	±15%

Table 2.9-1 Parameters about Adjustability.

上記のパラメータを用いて所要調整力と保有調整力を日間の電源構成のデータから 15 分おきに計算し，日間又は年間の調整力不足量などの見積りを行い，調整力の観点から再生可能エネルギー大量導入の課題とその解決点を考察する．

ただし保有調整力の計算においては 3.6 に示す各火力発電の最低負荷，外気温による出力低下，定期点検による設備減少率等も考慮する．

また，本研究における調整について，需要が供給を上回った時に供給力を上げる調整力を「上方調整力」，需要が供給を下回った時に供給力を絞る調整力を「下方調整力」と定義する．つまり，基本的には保有調整力は Table 2.9-1 のパラメータから計算するが，上方調整力は各火力発電所の最大出力(外気温によるガスタービン出力低下を考慮)を上限に設定され，下方調整力は最低負荷を下限に設定される．

第3章 電源構成モデルの構築

3.1. 電源構成モデルの構築方針

本研究では 2012 年に政府の国家戦略室エネルギー・環境会議で提言されたエネルギー・環境に関する選択肢 [3] の 2030 年のシナリオを運用の面から評価し、特に再生可能エネルギーの大量導入がもたらす課題に着目する。

3.1.1. 政府シナリオの概要

エネルギー・環境に関する 2030 年に向けた選択肢としては原発の依存度別に、「ゼロシナリオ」「15%シナリオ」「20～25%シナリオ」が 2012 年 7 月のエネルギー・環境会議では提言されているが、その後の国民的議論を受け同年 9 月に革新的エネルギー・環境戦略 [4] が発表され、その中で「原発に依存しない社会の一日も早い実現」という柱が明記された。具体的には、2030 年代に原発稼働ゼロを可能とすることを目標としており、これを受けて本研究では「原発ゼロシナリオ」を検討する。

Fig. 1.1-3 の政府シナリオにある通り、ゼロシナリオには「追加対策前」と「追加対策後」という 2 シナリオがある。追加対策とは「より踏み込んだ制度改革等により再生可能エネルギーの比率は 35%を目指す」こと、「省エネ性能の劣る製品の販売制限・禁止を含む厳しい規制を広範囲な分野に課し、経済的負担が重くなってでも省エネルギーや CO₂ 削減対策を行い、また、更なる天然ガスシフトを行う」ことなどを想定した、大幅な省エネや温暖化ガス低減を目標にした対策である。しかし、追加対策後のシナリオはかなり理想的なものであり、まず本研究では「追加対策前」のシナリオの指針にそってモデルの構築を行った。

また計算結果の過去の比較対象としては原発増設を目指していた前エネルギー基本計画にのっとり原発を通常運転していてデータも豊富な東日本大震災前の 2010 年を主に用いることとする。

3.1.2. 経済成長シナリオ

エネルギー・環境会議環境会議の提言したシナリオには原発依存度の他に経済成長率についても複数のシナリオがあり、それぞれ総発電電力目標が異なる。

経済成長シナリオ	概要
成長戦略ケース	2010年代の実質成長率 1.8%，2020年代を 1.2%。 「日本再生の基本戦略」(平成 23 年 6 月閣議決定) [31]に示された施策が着実に実施されるケース
慎重ケース	2010年代の実質成長率 1.1%，2020年代を 0.8%。 「財政運営戦略」(平成 22 年 6 月閣議決定) [32]における決定に基づいて試算した慎重な経済見通しを前提とするケース。
委員提案ケース	一人あたり GDP 成長率(0.65%)2030 年代まで維持されると仮定。2010 年代の実質成長率を 0.3%，2020 年代を 0%。

Table 3.1-1 Economic Growth Scenarios [33].

Table 3.1-1 に示したのが経済成長シナリオであるが、本研究の電源構成モデルにおいては慎重ケースの成長率にもとづいて試算を行う。理由としては、政府の試算でも慎重ケースが前提条件として議論されていること、民間調査機関が公表している主な経済見通しは慎重ケースに近いことなどが挙げられる。

慎重ケースの発電電力量見通しは 2030 年度の現行エネルギー基本計画において 1.2 兆 kWh(2010 年度実績比約 1 割増)であるが、慎重ケースでは更に省電力対策を盛り込むことで約 1.0 兆 kWh(2010 年度実績比約 1 割減)を 2030 年度の年間発電電力量と試算している。

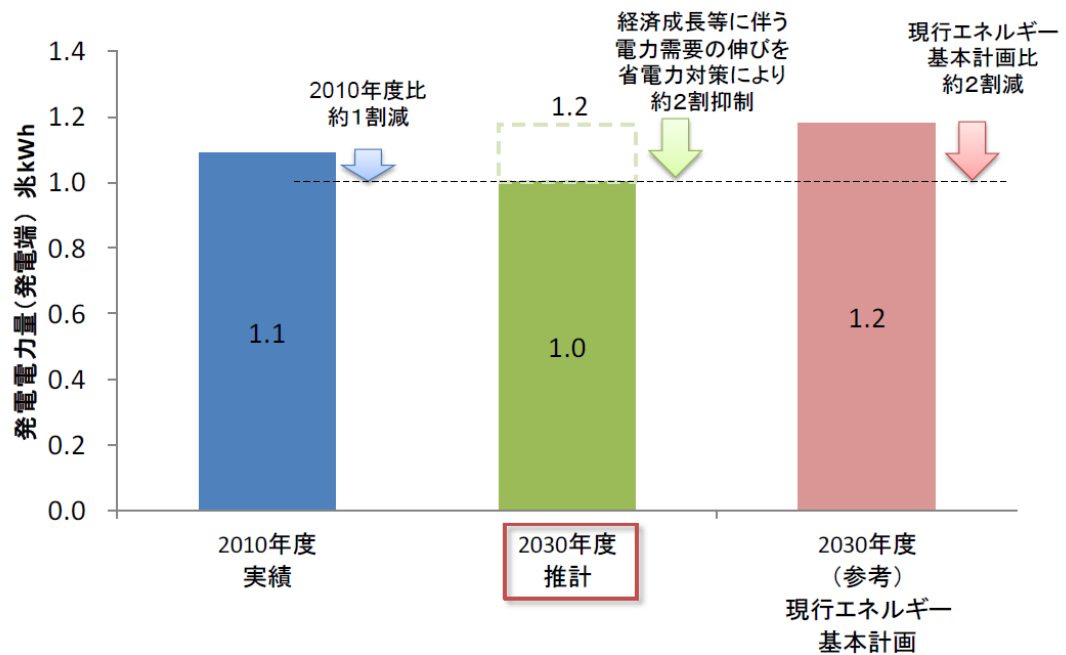


Fig. 3.1-1 Comparison of Annual Energy Production Scenarios. [33]より引用

以上で説明した原発ゼロシナリオにおける慎重ケースの2030年度の電源構成の概要を Fig. 3.1-2 に示す。また各発電源別の詳細な値については付章 A を参照。

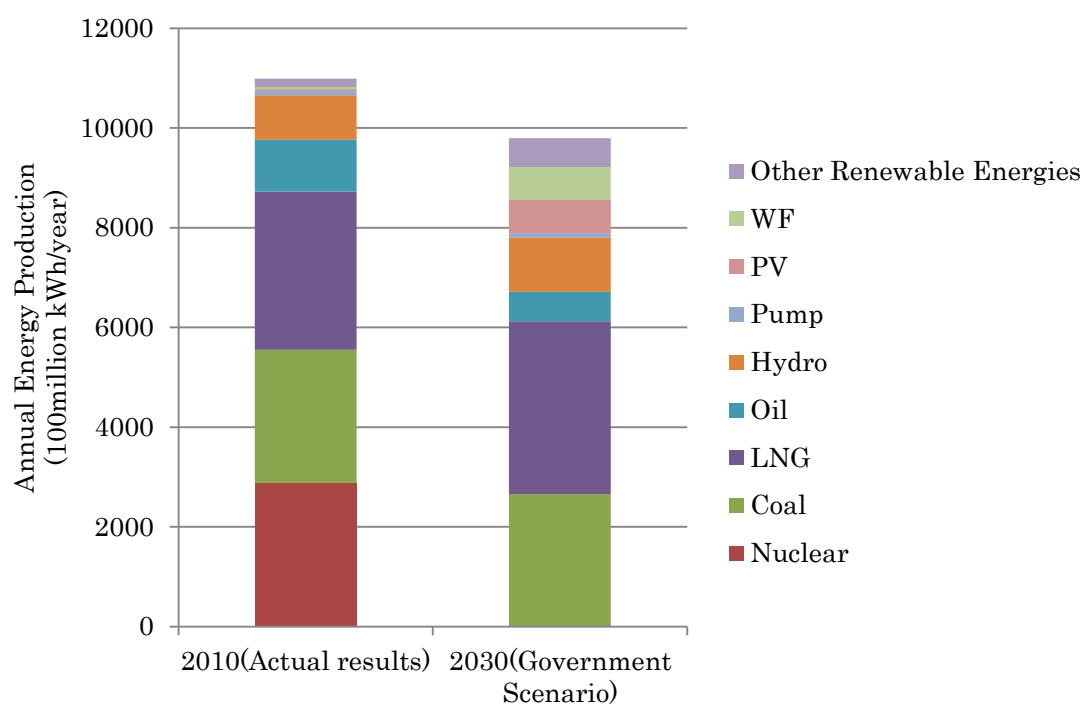


Fig. 3.1-2 Annual Energy Production in 2030.

3.2. 想定需要曲線

本研究における想定需要曲線は 2010 年の一部地域の電力使用実績値(1 時間毎)を用い、全国の年間電力需要に拡張することで作成した。2030 年における総電力需要は 3.1 で述べた政府シナリオ(原発ゼロシナリオ追加対策前、慎重ケース)に従い、9,794 億 kWh になるように設定した。具体的には年間の合計電力需要が前述の値になるように、季節・天気・休日/平日等のパターンに分けたそれぞれの全国の日間需要曲線を作成した。

3.2.1. 想定需要曲線のパターン

一年間を 3(季節)×3(晴/曇/雨)×2(平/休)+2(冬の雪の平/休)=20 種の天候パターンに分け、代表電力需要曲線を作成した。電力使用実績データは東京電力 [34]が公開している 2010 年データを採用した。また、電力使用実績データは 1 時間値であるため、本解析モデルに合わせ線形補間により 15 分毎のデータに拡張した。

各パターンの種別方法を Table 3.2-1 に示す。

季節	3 通り (春期/冬期/中間期)	冬 期：12 月 1 日～2 月 28 日 中間期：3 月 1 日～7 月 15 日，9 月 16 日～11 月 30 日 夏 期：7 月 16 日～9 月 15 日
天気	4 通り (晴/曇/雨/雪)	東京電力管内各県 ⁶ の 2010 年日毎の天候を集計。 天気「晴れ 若しくは 快晴」，「曇り 若しくは 薄曇り」，「雨」が最大数一致した日を抽出し平均化。
平/休日	2 通り	休日：121 日(祝日は 15 日+年末年始 3 日の計 18 日) 平日：244 日

Table 3.2-1 20 Patterns of Assumed Electric Demand.

季節の区切りについては電力需要が高く、特に運用が厳しくなる冬期・夏期を設定し、その他の期間を中間期として設定した。

天気については、東京電力管内の平均的な天候を過去の気象データ [35]から求めて各パターンの代表日をいくつか決め、その平均曲線を全国に拡大した。例えば、【中間期・雨・平日】であれば「2010/4/12,4/22,6/14,9/27,9/30」の東京電力管内の需要曲線の平均を用いる、という形である。

⁶ 東京・神奈川・埼玉・茨城・栃木・群馬の 6 県。

3.2.2. 各天候パターンの年間当たりの日数

年間の電力需要等を計算するため、各天候パターンが年間で占める日数を見積もる必要がある⁷。

各日の天気割合は、各地区管区気象台の「日別天気出現率」 [36] [37] [35] [38] [39] [40]から 47 都道府県の天気の確率(1981 年~2010 年の統計)を平均化し, “全国の各日の天気の確率” をモデル化した。Table 3.2-2 は気象台の天気の種別基準である。

天気	定義	優先順位
晴	日平均雲量 8.5 未満	4
曇	日平均雲量 8.5 以上	3
雨	日降水量 1.0 mm以上	2
雪	雪, 霧雪, 細氷, ふぶきを観測	1

Table 3.2-2 Classification of Weathers [35].

具体的には各都道府県の日毎の天気発生確率データに 2010 年の都道府県別の電力使用量 [41]で重み付けをした総和から、全国規模での年間各日の天気発生確率を求めた。

⁷本研究における電源構成モデルでは 2 月 29 日は省略して年間に数 365 日の平年で構築している。

以上の手法で求めた全国各日の天気確率に基づく、各天候パターンの年間かん残日数(日数/年)を Table 3.2-3 に示す。そして、解析対象である 2030 年も同じ日数の条件とした。

Patterns			Days
Mid	Fine	Weekday	68
		Holiday	33
	Cloudy	Weekday	26
		Holiday	13
	Rain	Weekday	48
		Holiday	24
Summer	Fine	Weekday	22
		Holiday	9
	Cloudy	Weekday	9
		Holiday	4
	Rain	Weekday	13
		Holiday	5
Winter	Fine	Weekday	31
		Holiday	18
	Cloudy	Weekday	5
		Holiday	3
	Rain	Weekday	9
		Holiday	4
	Snow	Weekday	13
		Holiday	7
		Total	365

Table 3.2-3 Number of the Days of Each Weather Patterns.

なお、中間期・雪については年間発生確率が低いため、中間期・雨としてカウントした。

3.2.3. 各天候パターンにおける想定需要曲線

3.2.1 で示した東京電力の各天候パターンの代表日の平均需要曲線の積分値(日間総発電電力量)に、3.2.2 で示した各天候パターンの年間日数をそれぞれかけて足しあわせたものが想定需要曲線の年間総発電電力量となる。今回は 2030 年の総発電電力量 9,794 億 kWh に合うよう、各需要曲線に係数をかけて 2030 年の各天候パターンの日間の想

定需要曲線を作成した。次式はこの考え方を数式で示したものである。

$$TP = \sum_{j=1}^{20} (\alpha * N_j * H * \sum_{t=1}^{24} (D_{j,t})) \quad (3.1)$$

- TP** : 年間総発電電力量(GWh/year)
 α : 全国拡大のための係数
 N_j : 天候パターン j の年間換算日数($j=1,2,3...20$)
 H : 時間帯幅(今回は 15 分おきのデータのため $H=0.25$)
 $D_{j,t}$: 天候パターン j の時刻 t における東電の平均電力需要($t=1,2,3...20$)

上式において年間総発電電力量： **TP** が 2030 年の総発電電力量に一致するよう係数 α を求めると 3.16 となった。この係数を用いて各天候パターンの 2030 年における想定需要曲線を算出する。なお、試算として東京電力管内電力需要の約 3 倍が全国の電力需要になるとされているので、今回用いた拡大係数は妥当であるといえる。

以上の手段により、東京電力管内の需要曲線の全国への拡大により作成した、2030 年の天候パターン 20 種の想定電力需要曲線について、以下の 3 つの図に季節毎に示す。

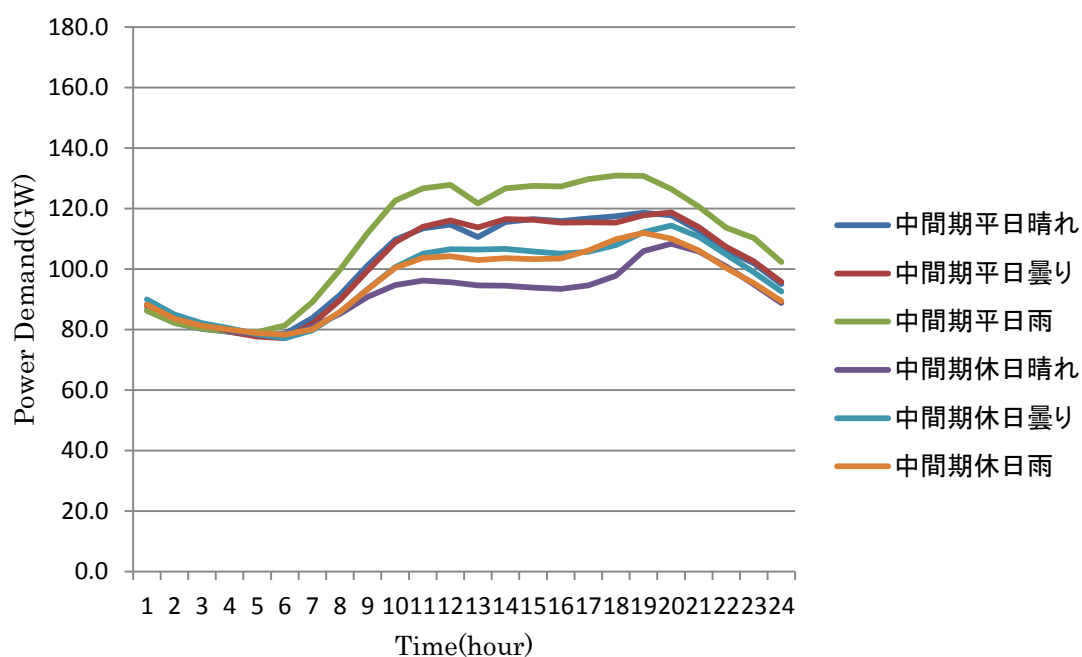


Fig. 3.2-1 Assumed Daily Electric Demand (Middle Season in 2030).

Fig. 3.2-1 は最も日数を多く設定している中間期の想定需要曲線である。大まかには就業開始や工場可動に伴い午前中に需要が立ち上がっていき日中にピークを迎える。12時前後に需要の落ち込みがあるのは昼休み等の影響である。

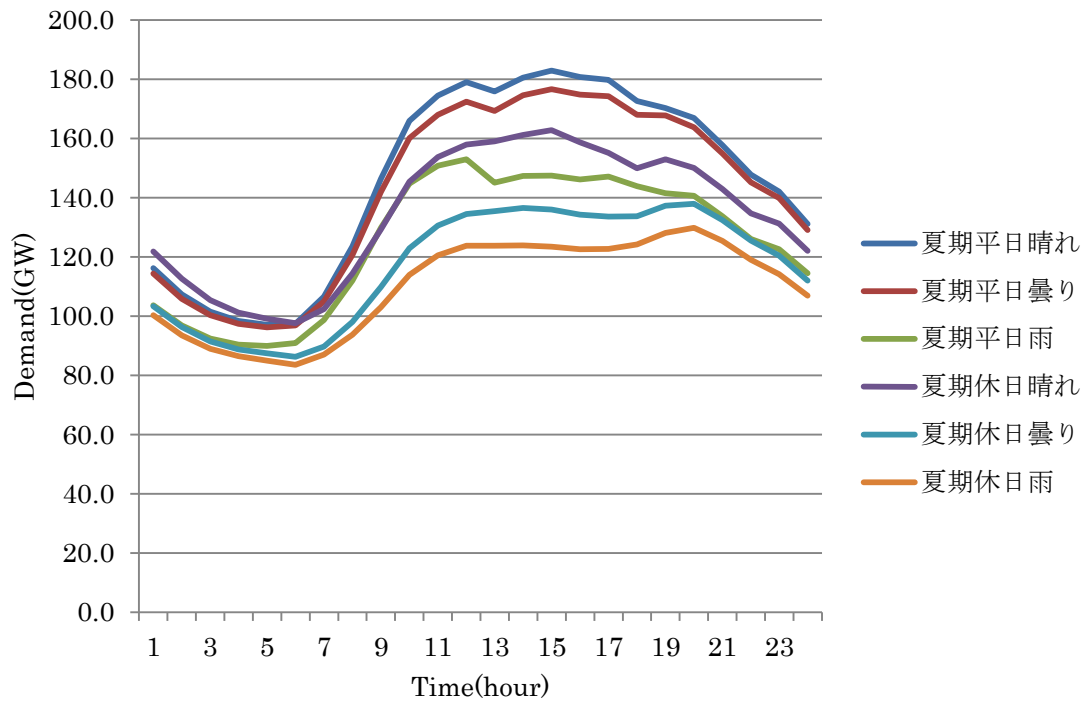


Fig. 3.2-2 Assumed Daily Electric Demand (Summer in 2030).

Fig. 3.2-2 は夏期の想定需要曲線である．年間最大需要が夏期の平日に出ている．夏期は冷房の影響で特に午前中の需要の立ち上がりが急激である．

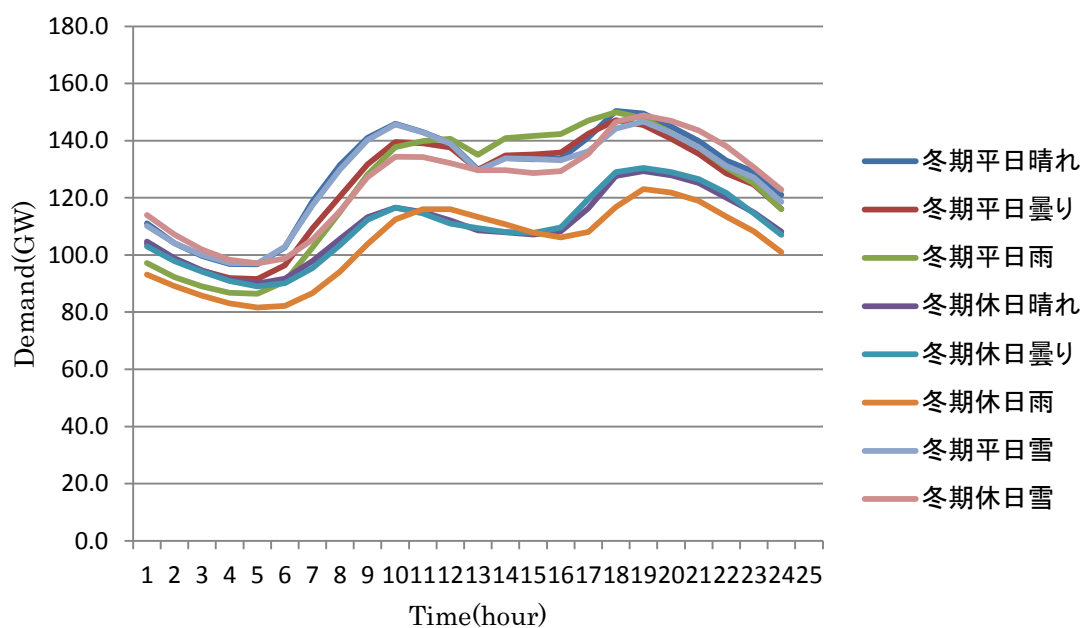


Fig. 3.2-3 Assumed Daily Electric Demand (Winter in 2030).

Fig. 3.2-3 は冬期の電力需要曲線である。需要は平均的に夏期に次いで高くなっており、冬期は夕方以降も暖房等が落ち込まないため日中から夜にかけて横ばいに需要が高くなっている。

3.3. 各種電源の導入シナリオ

本研究では各電源の新規建設設備量(総設備量)を供給予備力の観点からシナリオごとに決定し、当日の稼働台数については待機予備力の観点から各日の電力需要に合わせて決定する。本節では前者の供給予備力の観点からの 2030 年の総設備量の設定に関して述べる。

3.3.1. 設備容量に関する前提

2030 年の設備容量の設定に関しても、政府シナリオ(原発ゼロシナリオ追加対策前、慎重ケース)を参考にしていく。

前章でも述べたが、電源構成モデルの対象となるのは、原子力、一般水力(Hydro)、風力(WF)、その他再生可能エネルギー(Other Renewable Energy)、太陽光(PV)、石炭火力(Coal)、石炭ガス化(IGCC)、石炭ガストリプル複合(IGFC)、LNG 焚火力(LNG)、ガスタービン複合(GTCC)、LNG 焚火力+SOFC(LNG+SOFC)、LNG トリプル複合(Triple)、石油火力(Oil)、揚水(Pumped-Hydro)の 13 種類の電源である。

しかし、政府シナリオでは Table 3.3-1 のように年間発電電力量でそれぞれの電源の構成比が示されているので、ここから適切な設備量を設定していくことになる。

また、政府シナリオに考慮されていない高効率火力は石炭系・LNG 系火力に分類してその中での構成比は改めて設定する必要がある。また、政府シナリオでは温室効果ガス低減のため、石炭系と LNG 系の火力の年間発電量の比を「1:1.3」にすることを目標としている [42]。年間発電電力量は解析結果として求められるので、その結果の石炭系と LNG 系の比率が政府シナリオとかけ離れないように導入設備量を検討する。

まず設定が簡易な電源に関しては本項で説明する

原子力発電に関しては対象とする政府シナリオより 2030 年の設備量はゼロとする。

次に、水力発電と揚水発電については建設場所に限りがあり工期も非常に長くなる大規模設備であるため将来に向けて増設余地は無いものとし、2010 年の設備量固定とした [43]。

	2010 年実績	2030 年ゼロシナリオ (追加対策前)
発電電力量(億 kWh)	10993	9795
原子力	2882	0
石炭火力	2672	2659
LNG 火力	3172	3463
石油火力	1037	592
水力	894	1095
揚水	85	80
太陽光	38	666
風力	43	663
地熱	26	219
バイオマス	144	328
海洋エネルギー	0	30

Table 3.3-1 Comparison of Annual Energy Production.

3.3.2. 火力導入シナリオ

原子力の供給力の減少分を補うために調整力を持つ、火力の重要性はより高まっていく。そこで本研究においては前述したように 2030 年に向けて政府シナリオに無い高効率火力の導入を考慮する。

まず火力の 2030 年時点での総設備量については、原子力の減少に伴う増設分と、火力の設備老朽化によるリプレイス分を考慮する必要がある。

2030 年時点の既存火力の稼働経過年数は Table 3.3-2 のようになる。

万 kW	石炭火力	LNG 焚火力	LNG ガスタービン複合	石油火力
全設備	3699	2309	5183	4429
築 40 年以上	905	1942	398	4219
築 40 年未満	2794	366	4784	209

Table 3.3-2 Condition of Existing Facility in 2030.

2030 年時点で築 40 年以上が経過する火力設備についてはリプレイスを行うと仮定する。リプレイスの方法はすべて高効率火力にするのではなく、緊急時の供給力やエネルギーセキュリティの観点から石油火力もある程度建設する設定にした。

以上から、新設する火力としては石炭系と LNG 系と石油火力があるが、Table 3.3-1 の 2030 年の発電電力量比で新設するとする。よってまずは

$$\text{石炭系火力} : \text{LNG 系火力} : \text{石油火力} = 1 : 1.3 : 0.22$$

という比になるように石炭系・LNG 系の高効率火力と石油火力の建設量を調整する。

次に火力の総新設設備量はリプレイス分に加えて火力の設備量の増加分が必要であるが、これに関しては 3.3.1 で説明する供給予備力を十分満たすように設定をした。具体的には日間の供給予備力 8%を満たす設備量を想定して火力の新設設備量を決定した。

次に新設する石炭系火力と LNG 系火力のそれぞれの中での高効率火力の新規建設量割合について述べる。

石炭系高効率火力については技術的な見地から IGCC が 2015 年以降、IGFC が 2020 年以降から建設されとする。

LNG 系高効率火力についても同様な理由から、GTCC が 2010 年以降、LNG+SOFC

と Triple 複合発電が 2020 年以降から新規建設されるとする。

そして、より高効率な火力の導入が始まった時点でそれより低効率な設備(石炭系は IGCC, LNG 系は GTCC)については増設をストップすると仮定する。

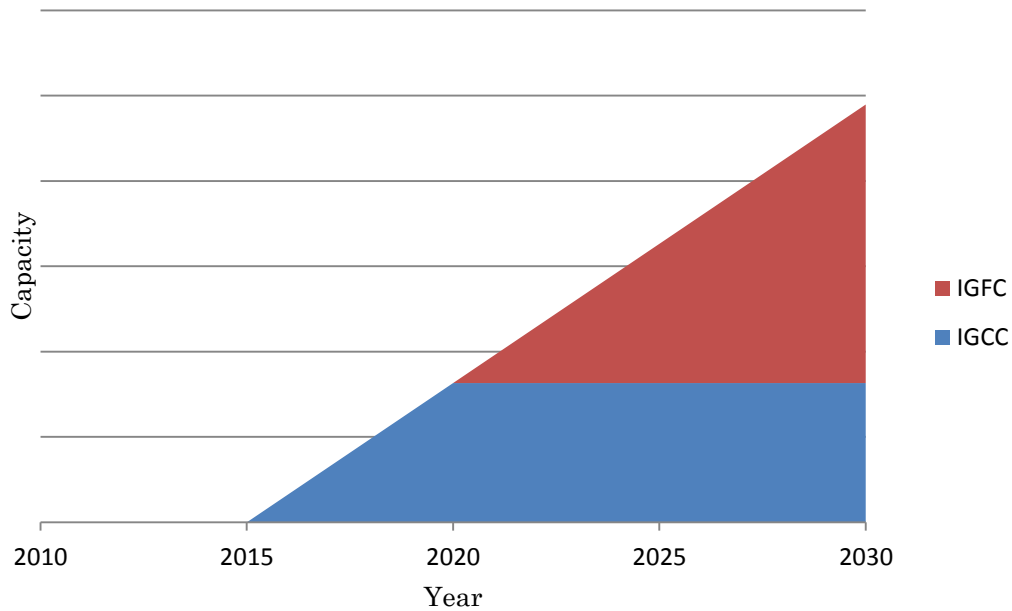


Fig. 3.3-1 Introduction Plan of High Efficiency Thermal Power (Coal).

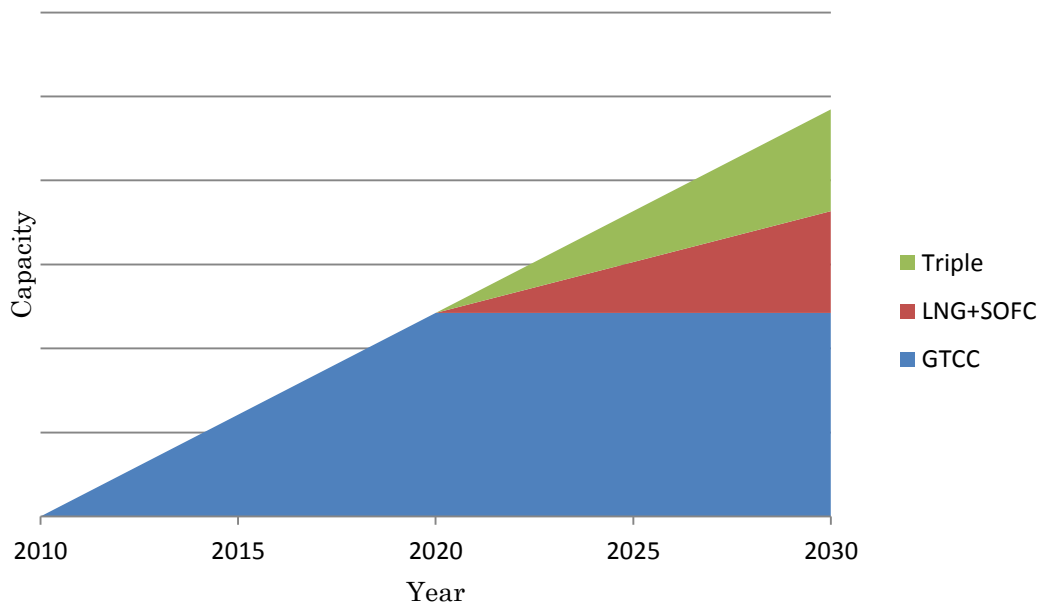


Fig. 3.3-2 Introduction Plan of High Efficiency Thermal Power (LNG).

上図において、2030年時点での合計容量が石炭系・LNG系それぞれの合計導入目標量であり、結果的に

$$\text{IGCC}:\text{IGFC}=1:2 \quad \text{GTCC}:\text{LNG}+\text{SOFC}:\text{Triple}=2:1:1$$

という導入量比が求められた。

本項で説明した火力設備の導入シナリオをまとめると Table 3.3-3 のようになる。

	石炭系			LNG 系				石油系
発電方式	Coal	IGCC	IGFC	LNG	GTCC	LNG+SOFC	Triple	Oil
燃料別総設備量比	1			1.3				0.22
同燃料内での 新規建設設備量比	0	1	2	0	2	1	1	

Table 3.3-3 Capacity Ratio and Introduction Ratio in 2030.

3.3.3. 太陽光発電導入シナリオ

太陽光発電の導入量に関しても政府シナリオを参考にした。

【30%】ゼロシナリオ(追加対策前)、15シナリオ、20シナリオ

	2010年(実績)(10%)		2020年(19%)		2030年(30%)		2011→2030年 増加量(万kW/年)
	万kW	億kWh	万kW	億kWh	万kW	億kWh	
合計	362	38(0%)	3,345	352(4%)	6,328	666(7%)	298
戸建住宅	288	30	2,144	225	4,000	420	186
その他	74	8	1,201	126	2,328	245	113
建築物屋根 ^{*1}	—	—	584	61	1,095	115	—
その他用地 ^{*2}	—	—	616	65	1,233	130	—

Fig. 3.3-3 Introduction of PV (Government Scenario). [44]より引用

Fig. 3.3-3 より, 政府シナリオ(原発ゼロシナリオ追加対策前)においては 2030 年における太陽光発電の発電電力量は年間で 666 億 kWh を目指している。設備容量は 6,328kW とになっているがこれは年間 8760 時間として利用率 12.0%にあたる。しかし, 今回は後述するように実際の太陽光発電所の出力データから全国の太陽光発電の出力変動曲線を各季節・気象条件毎に作成するので, その年間総発電電力量が政府シナリオの 666 億 kWh に一致するように総設備量を決定する。

○浮島太陽光発電所発電実績の使用

太陽光の季節・気象条件毎の出力変動曲線には 2011 年 8 月より稼働した東京電力管内の浮島太陽光発電所(7000kW 級)の実績データ [17]を使用した。解析時点では年間運用データが足りず, 8 月 16 日(稼働開始日)～12 月 31 日の発電実績を年間モデルに採用するに当たり, 各季節の代表発電パターンは下記から抽出した。

- ・ 中間期 ・ ・ ・ 11 年 10 月実績値を採用。
- ・ 夏期 ・ ・ ・ 11 年 8 月実績値を採用。
- ・ 冬期 ・ ・ ・ 11 年 12 月実績値を採用。

Fig. 3.3-4 は各期抽出データ中, 晴れの天候パターンのみを比較したものである。浮島太陽光発電所での似た天気の日を平均化したもので, 日間ベースの実際の発電と比べ安定した曲線としている。夏期の方が日射量が高いのに関わらず中間期とほぼ同様の曲線を描いているのは, 夏期の高温により太陽電池の発電効率が低下している⁸為と考えられる。

⁸ 結晶シリコン太陽電池の場合およそ 1℃あたり -0.4%～-0.5%の効率低下。

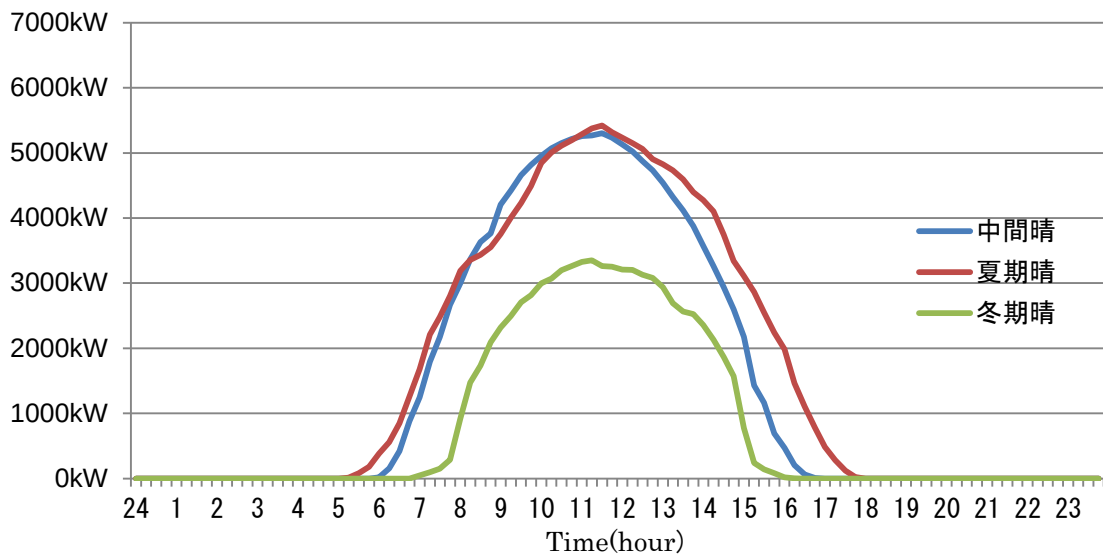


Fig. 3.3-4 Output of Ukishima Photovoltaic Power Plant (Based on [17]).

ここで浮島太陽光発電所の出力変動を元にした各天候パターンの日間の利用率と 3.2.2 の各天候パターンの年間当たりの日数からこの太陽光出力モデルの年間平均利用率を求めると 11.8%となる。よって、Fig. 3.3-3 Introduction of PV (Government Scenario).Fig. 3.3-3 の年間総発電電力量を得るためには本モデルでは 2030 年時点で 64.4GW⁹の太陽光の設備量が必要である。

本モデルではこの浮島太陽光発電所(神奈川県)発電実績を全国モデルへ拡張して使用した。地理的条件により同じ設備容量でも発電電力が異なるため、各都道府県の設備容量を決め、日射量に応じた発電量を求める必要がある。

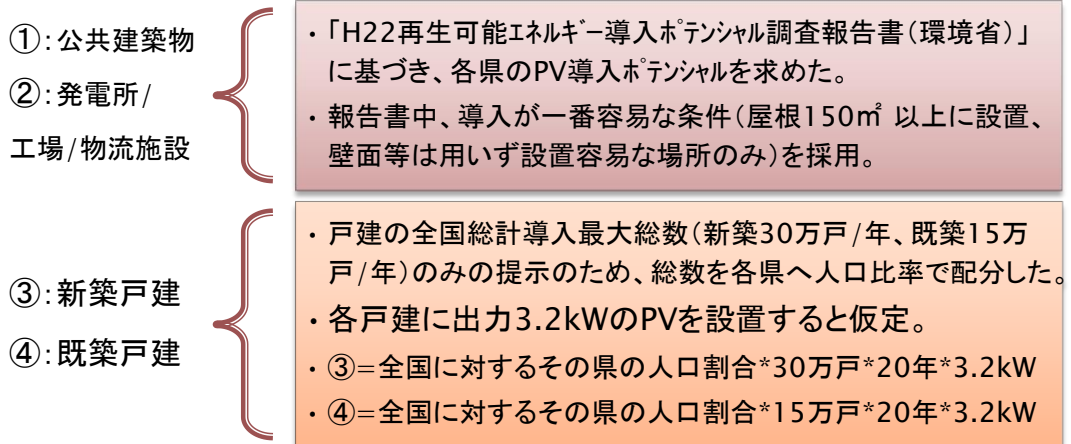
○浮島太陽光発電所発電実績の全国への拡張

まずは各都道府県の太陽光導入ポテンシャルの算出を行った。太陽光パネルが設置可能な導入量(ポテンシャル)は、大きく 4 つの要素に分けられる [45]。

- ①公共建築物 PV 導入ポテンシャル
- ②産業用建築物(発電所/工場/物流施設)PV 導入ポテンシャル
- ③新築戸建 PV 導入ポテンシャル
- ④既築戸建 PV 導入ポテンシャル

⁹ 666 億 kWh ÷ 11.8% ÷ 8760 時間 × 100 ÷ 64.4GW

これらポテンシャルを以下の方式で各県導入量に換算した。



$$\begin{aligned}
 64.4\text{GW} &= \sum_{\text{都道府県}}^{all} (\text{①} + \text{②} + \text{③} + \text{④}) \\
 &= 12.6\text{GW} + 16.9\text{GW} + 23.2\text{GW} + 11.6\text{GW}
 \end{aligned}
 \tag{3.2}$$

次に各県日射量を基にして、全国の太陽光発電設備容量を各月の東京の実質的な設備容量に換算する。これにより、需要曲線に浮島太陽光発電所のデータを用いることができる。

全国約 840 地点過去 15 年の統計より水平面全天日射量を推定した [46]。東京を 1 とした場合の各都道府県各月の日射量の割合を求め、上記に基づく実質設備容量へ換算を行った。全国で 64.4GW の太陽光を導入した際、各月において実質的に見込める設備容量(東京換算)は Table 3.3-4 のようになる。定格出力に対し、-12%(1 月)から+17%(9 月)までの変動幅がみられる。

Month	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Total
Capacity(GW)	56.4	61.5	65.0	67.1	68.7	72.9	70.3	72.4	75.1	74.7	66.7	58.0	64.4
Ratio	88%	96%	101%	104%	107%	113%	109%	112%	117%	116%	104%	90%	100%

Table 3.3-4 Convert Total PV Capacity to Tokyo PV Capacity.

以上から浮島太陽光発電所の電力需要曲線を Table 3.3-4 の東京換算設備量に適用し、2030 年の全国の太陽光発電の出力変動を求めたのが Fig. 3.3-5 である。本研究の解析ではこの太陽光発電の出力変動を各天候パターンに当てはめて導入する。

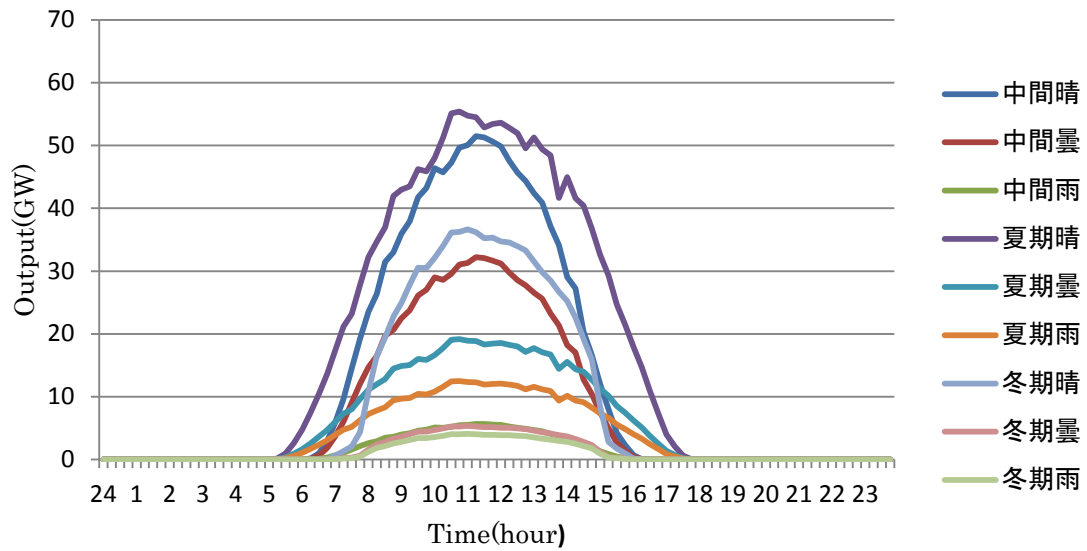


Fig. 3.3-5 Assumed PV Output in 2030.

3.3.4. 風力発電導入シナリオ

風力発電導入シナリオに関しては設備量に関しては政府シナリオを基準にし、日々の出力量に関しては全国の風力データを用いてデータを作成した。

【30%】ゼロシナリオ(追加対策前)、15シナリオ、20シナリオ

	2010年(実績)(10%)		2020年(19%)		2030年(30%)		2011年→2030年 増加量(万kW/年)
	万kW	億kWh	万kW	億kWh	万kW	億kWh	
合計	244	43	946	169(2%)	3,490	663(7%)	162
陸上風力	241	42	906	159	2,904	509	133
洋上風力	3	1	40	11	586	154	29

Fig. 3.3-6 Introduction of WF (Government Scenario). [44]より引用

上図より、政府シナリオ(原発ゼロシナリオ追加対策前)においては 2030 年における風力発電の発電電力量は年間で 663 億 kWh を目指している。設備容量は 3,490kW となっているがこれは年間 8760 時間として利用率 21.69%にあたる。しかし、本研究においては後述するように全国の風力発電所の出力データから全国の風力発電の出力変動を確率的に求めて定格出力の電源として導入するので、その年間総発電電力量が政府シナリオの 663 億 kWh に一致するように総設備量を決定する。

○風力発電全国データの概要

今回用いたのは日本風力発電協会と東京大学生産技術研究所荻本研究室が風力発電システムの系統連系可能量増大に寄与する技術を開発することを目的に作成した、国内 9 電力系統¹⁰の風力発電量年間データ(8760 時間)である [47]。

データの対象期間は 2010/4/1~2011/3/31 であり、対象としたのは 10MW 以上のウィンドファーム 89 箇所(合計出力 1750MW)のうち 38 箇所である(容量カバー率 57%)。

¹⁰ 沖縄電力管内データを除く。

エリア	ファーム数
北海道電力管内	4
東北電力管内	15
東京電力管内	7
中部電力管内	3
北陸電力管内	1
関西電力管内	2
中国電力管内	1
四国電力管内	2
九州電力管内	8
合計	43

Table 3.3-5 Number of WF on Each Area.

またこの風力データは年間を通じて停止中のものに関しては総出力から除外して1,000MWの導入量に対する出力としてまとめられている。

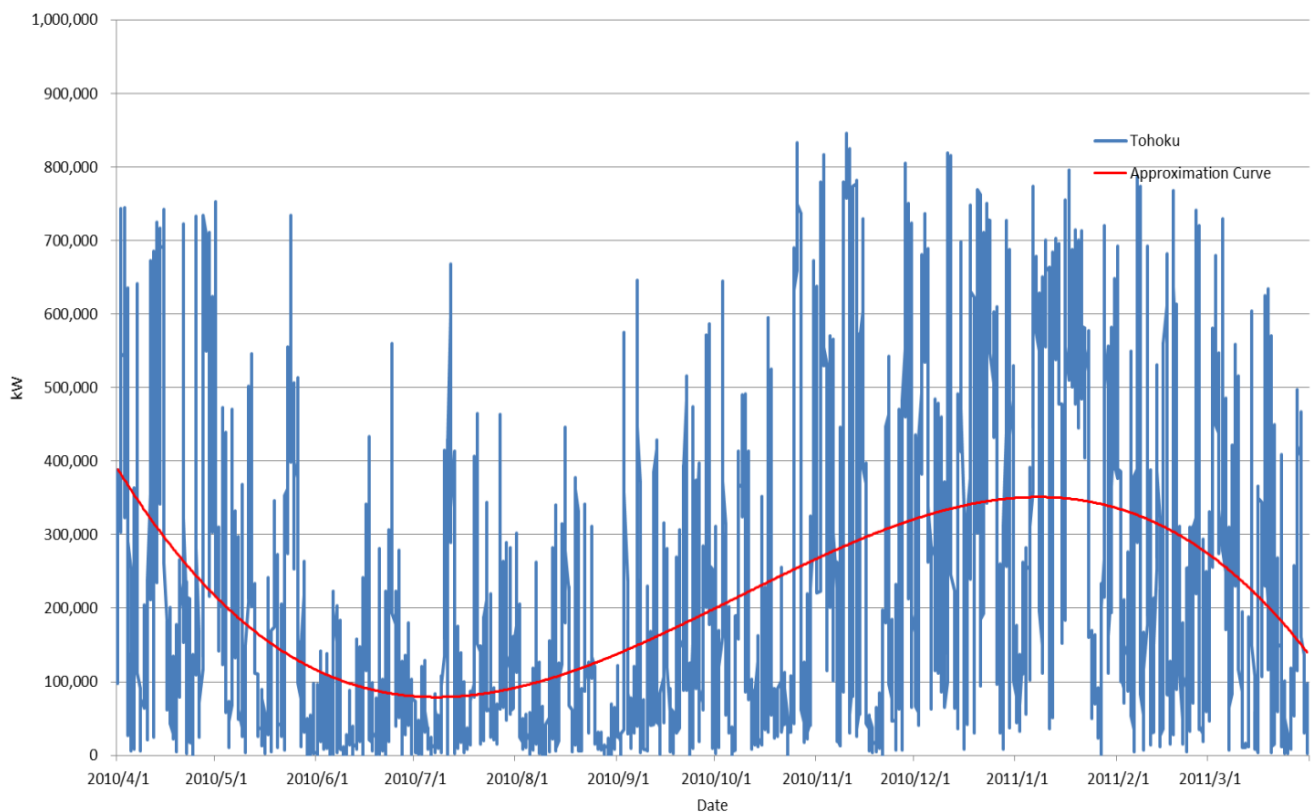


Fig. 3.3-7 Example of Annual WF Output (Tohoku Area).

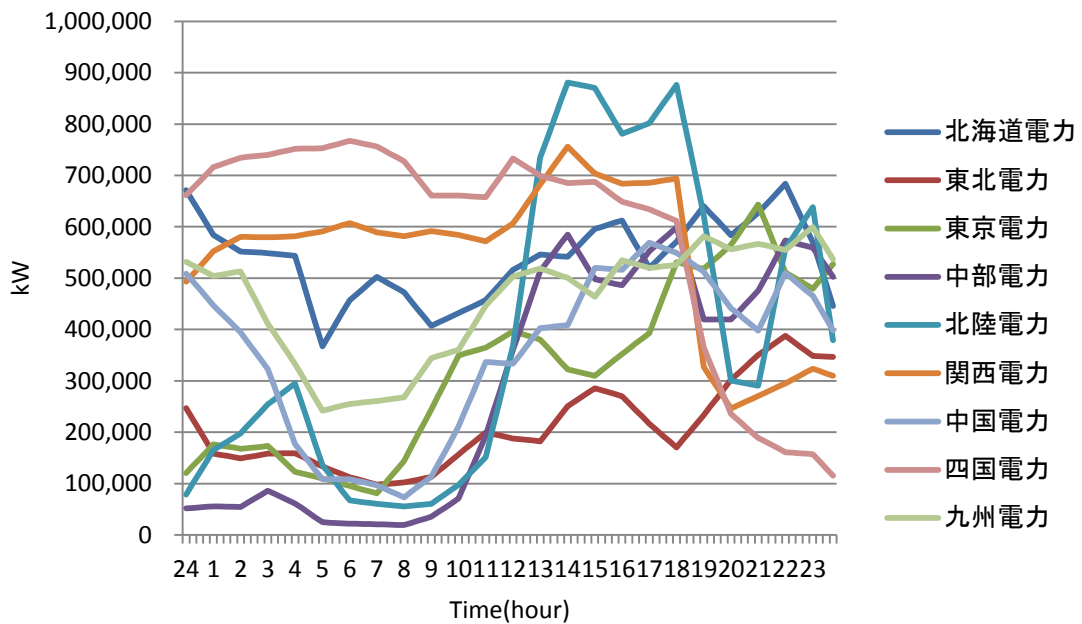


Fig. 3.3-8 Example of Daily WF Output (2010/4/1).

Fig. 3.3-7 は年間の風力の出力変化の一例として東北電力管内の WF の出力変化を表したものである。日毎に激しい振動が見られ、単周期的には不規則な変化が見られる。しかし長期的に年間の出力の傾向を近似曲線でみてみると夏期の平均出力が低く、冬期の平均出力が高いという特徴が見られる。

Fig. 3.3-7 は 2010 年 4 月 1 日の各電力の風力発電出力をまとめたものであるが、短時間でかなり大きな出力の増減が見られる事が分かる。地域における相関関係も非常に薄い。

以上のように風力発電の出力は非常に予測が困難であり、大量導入を想定した政府シナリオにおいて運用が難しくなる問題が考えられるので、その課題解決の考察ができるように風力の出力を電源構成モデルに取り込む。具体的には太陽光のように全国で平均をとっても風力発電の場合は全国規模での傾向は観測できないので、日間の全国の風力の発生確率別の平均出力を定格出力として導入する。

そこで、風力発電の日間平均出力の累積度数分布を電力会社毎に季節別¹¹に作成した。以下に東北電力と東京電力の結果を示す。

¹¹ 季節の種別は 3.2.2 に等しい。

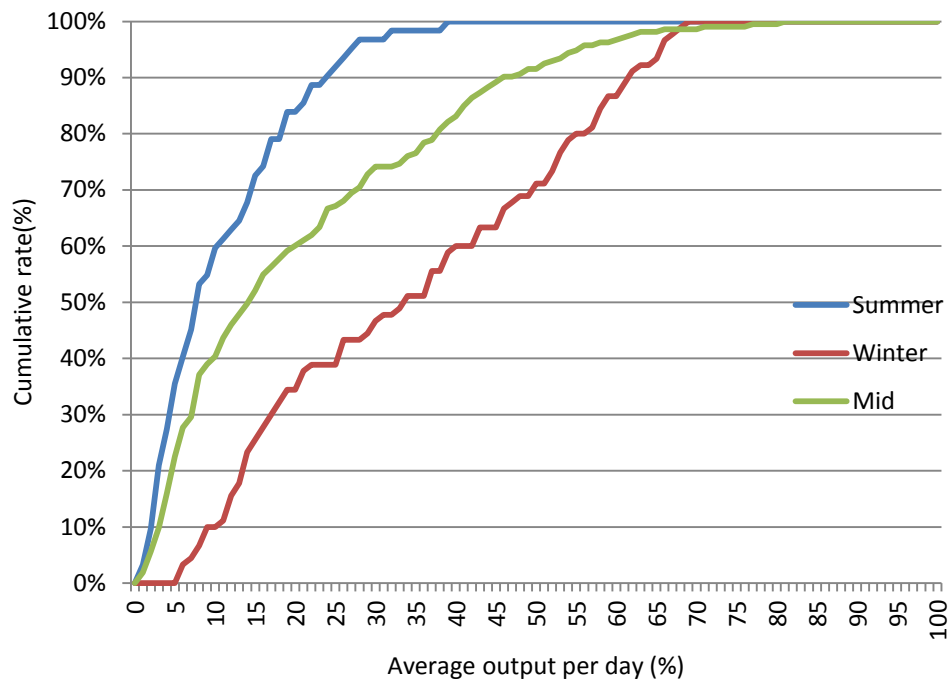


Fig. 3.3-9 Cumulative Data of WF Daily Average Output (Tohoku).

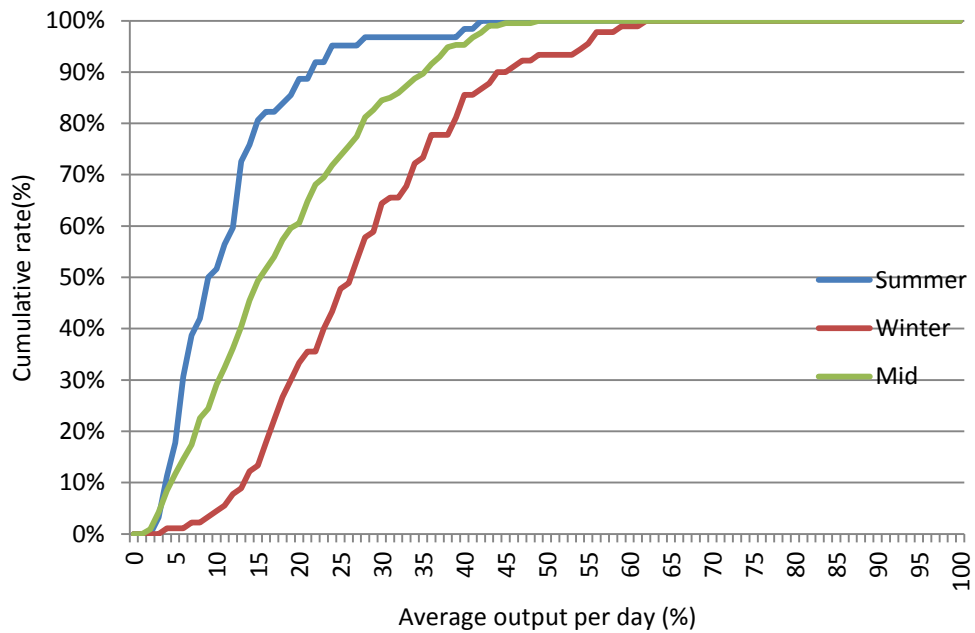


Fig. 3.3-10 Cumulative Data of WF Daily Average Output (Tokyo).

Fig. 3.3-9 と Fig. 3.3-10 は、それぞれ東北電力管内と東京電力管内の風力発電の日間平均出力の累積度数分布(縦軸は累積率)を表している。つまり、ある平均出力を観測する日は年間 365 日のうち低出力側の何%に含まれるか、ということがこのグラフから読み取れる。季節別に表示しているが、東北電力管内・東京電力管内、また今回は省略した他電力管内においても見られる傾向は同様であった。

夏期は風力発電の出力は平均的に低く、出力 40%程度で累積率が 100%、つまりほとんどすべての日が含まれている。一方で冬期は日間平均出力の散らばりが大きく最大で出力 60%以上まで観測されている。

以上から風力発電の出力は地域間の相関関係はほとんど無く、季節別の出力の傾向は似ていることがわかった。そこで本研究では、もっとも観測ファーム数の多い東北電力管内の季節毎の発生確率別の日間平均出力%を全国規模の平均出力として適用し、全国の風力発電の出力を定格出力で求めることとする。

	Lower Probability			Season Average	Upper Probability		
	2%	5%	25%		25%	5%	2%
Mid	1%	2%	4%	20%	47%	65%	72%
Summer	1%	2%	3%	11%	23%	32%	36%
Winter	6%	7%	11%	34%	60%	67%	69%

Table 3.3-6 Probability of Daily Average Output (Tohoku Area).

※Average of all year-round = 24.7%

Table 2.8-1 に示したのが発生確率別の東北電力管内風力発電の日間平均出力である。低出力・高出力側の極端な出力と季節別の平均出力を示している。この出力を全国規模に拡大し、年間の解析の際に発生確率に従って風力発電を定格出力で導入することができる。

そこで全国規模での適用のために、2030 年の全国風力発電導入設備量を求める。Fig. 3.3-6 より 2030 年における風力発電の年間発電電力量は 663 億 kWh であり、また東北電力管内の年間平均風力出力は 24.7%であるので、全国風力発電導入設備量としては 30.6GW¹²という値が求まる。

¹² 663 億 kWh ÷ 24.71% ÷ 8760 時間 × 100 ≒ 30.6GW

3.3.5. その他再生可能エネルギー導入シナリオ

ここで述べるその他再生可能エネルギーとは地熱発電、バイオマス発電、海洋エネルギー発電(波力発電、潮流発電、海洋温度差発電)を示す。Table 3.3-1 より、政府シナリオ(原発ゼロシナリオ追加対策前)において示されている年間発電電力量に合わせて、これらの電源については年間を通じて利用率 100%の定格出力のベース電源として導入する。

よってそれぞれの導入設備量は以下ようになる。

発電源	2030 年年間発電電力量	導入設備量
地熱発電	219 億 kWh	2.50GW
バイオマス発電	328 億 kWh	3.74GW
海洋エネルギー発電	30 億 kWh	0.34GW
	合計	6.59GW

Table 3.3-7 Introduction Capacity of Other Renewable Energies.

3.4. 予備力の設定

2.8 で述べた予備力の導入について説明する.

3.4.1. 日間の供給予備力の設定

2.8.2 の方法を用いて導入する. 初期設定として 3.6 で述べる燃料費設定に従い安い火力発電から起動していき, 予備率目標(3~8%)を満たすように天候パターン毎に稼働台数を決定する. これにより上方調整力を確保し, また無駄な火力を低出力で待機させるという不経済な運用をなくし, 実際の運用に近づけることができる.

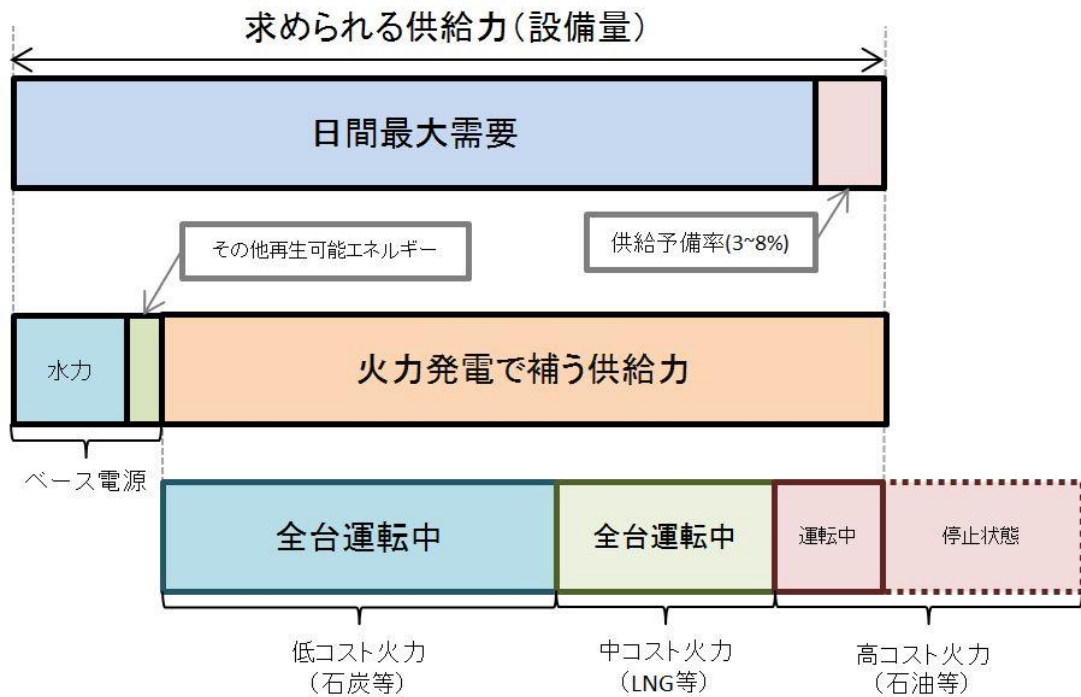


Fig. 3.4-1 Definition of Reserve Generation Power.

Fig. 3.4-1 に日間の予備力の決定法について示す. 日間最大需要(想定)に対して予備率を上乗せした分が当日必要とされる予備力である. そしてそこから定格出力が見込める水力とその他再生可能エネルギーを差し引いた分が火力発電で補わなければならない設備量である. 太陽光と風力は不安定な供給源であり, それらが大幅に減少して最悪出力がゼロになるような場合も想定した予備力の確保が必要ということである. 旧エネルギー基本計画ではベース電源に原子力発電も含まれていたもので火力発電の補うべき予備力は小さくて済んだが, 現行政府シナリオでは出力予測の難しい再生可能エネルギー

ーが大量導入されるため、火力発電の設備量が多く必要になっている。

この火力発電で補う予備力を電源構成モデルの初期設定では安い電源から起動して補うこととした。その際ガスタービンの外気温による出力低下や季節毎の設備の定期点検減少率も考慮した“利用可能な設備量”に対して稼働率、稼働台数を決定する。つまり需要レベルの低い中間期のなどは高コストの火力発電が稼働しない場合も考えられる。

3.4.2. 将来の供給予備力の設定

将来の需要を予測した十分な供給予備力を確保するために新規建設設備量を決定するが、今回は日間供給予備力 8%に対応できる設備量を確保する形で火力の総新規建設設備量を決定した。前述した想定需要曲線を用いて、2030 年までのリプレイス分を加味すると合計の新設火力設備量は 114GW となる。

3.5. ガスタービンの出力低下問題

ガスタービン発電機は外気を吸気して、圧縮した空気の中に燃料を噴射して燃焼させて、その圧力でタービンを回す発電方式である。そこで、外気温が高くなると吸気の空気密度が低下するため投入できる燃料も減り、出力が低下するという欠点がある [48]。この出力低下率は概ね 10～20%と、無視できない影響である。

つまり冬期は概ね定格容量が最大負荷として考えて良いが、中間期と夏期においては最大出力が低下するので、本電源構成モデルでは火力の上限出力の制約条件に **max** という係数を導入した。具体的にはガスタービン発電機が複合されている IGCC,IGFC,GTCC,Triple の 4 つの火力発電に関して制約が必要である。

本電源構成で使用した外気温によるガスタービンの出力低下率を Table 3.5-1 に示す。なお、値は東京電力の協力の下、実際の設備の平均的で適切な値を設定した。

	IGCC	IGFC	GTCC	Triple
Summer	15.0%	7.5%	15.0%	7.5%
Mid	5.0%	2.5%	5.0%	2.5%
Winter	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%

Table 3.5-1 Output Decrease of Gas Turbine caused by Air Temperature.

3.6. 各種パラメータの設定

解析に必要な各種パラメータについて特に重要なものについて説明する。

○償却期間均等化年経費率

物価水準に変動がないと仮定しても，将来の 10,000 円は今の 10,000 円に比べ価値が低いと考えられる(年利子率 8%なら, 今の 10,000 円と 1 年後の 10,800 円の価値が等しい)．異なる時点に発生するコストは単純には足し合わせることはできず，年間利子率を用いて価値の換算を行わなくてはならない．償却期間中の平均的な発電原価を算出するには，償却期間内の全時点で発生するコストを，発電所が稼動し始めた時点のコストに換算(現在価値換算)する必要がある．以下の式に従い，償却期間均等化年経費率 g を決定した．

$$g = \frac{1-r}{N} - \frac{1-r}{N}(i+f) \left\{ \frac{1}{i} - \frac{N}{(1+i)^N - 1} \right\} + i + f + m \quad (7)$$

- r : 残存価値率
- N : 償却期間(年)
- i : 年間利子率
- f : 固定資産税率
- m : 固定的運転費率(設備の補修費用等)

○コストの設定

コスト等検証委員会報告書 [49]に掲載された 2010 年値と 2030 年における予想値を採用する．各コストの実際の計算にはコスト等検証委員会の「発電コスト計算シート」より燃料費の試算値を求め(経済成長シナリオは「現行政策シナリオ」)，その値と各発電源の発電効率より計算した [50]．今回は各発電源の発電電力量に従って，資本費，運転維持費，燃料費を日間のコスト最小化，総発電コストの計算に用いた．

また，コスト等検証委員会試算値では CO₂ 対策費用や事故リスク費として社会的費用も換算しているが今回はコスト最小化の計算では除外した．

○出力変動率

実際の出力変動率は，「3%/分」等と表記されるが，本研究の時間解像度は 15 分であることから 15 倍した値とした．尚，15 倍して 100%を超える場合(7%/分*15=105%/15

分 等)は, 100%とした. 三菱重工業, 東京電力での実際の運用情報に基づき決定した.

○発電効率

HHV(高位発熱量)での効率とした. 三菱重工業, 東京電力での実際の運用情報に基づき決定した.

HHV について: 燃料の持つ発熱量から, 燃焼によって生じる水蒸気の潜熱を含む場合を HHV(高位発熱量), 含まない場合を LHV(低位発熱量)として発熱量を表す.

$$\text{LHV} = \text{HHV} - l(9h + w)/1000 \text{ [kJ/kg]} \div 0.9 * \text{HHV}$$

l : 1g の水が蒸発するのに必要な熱量. $l[\text{J/g}] = 2500.8 + 2.3668 * T$ (T : 温度[°C])

h : 燃料 1kg 中の水素分[kg]

w : 燃料 1kg 中の水分[kg]

○最低負荷

連続かつ安定して運用できる最小の負荷であり稼働設備量に対する割合で示す. 三菱重工業, 東京電力での実際の運用情報に基づき決定した.

解析において各火力発電の調整力を求めるが, 火力発電は最低負荷以下に出力を下げることはできないので, 下げ方向の調整力としては最低負荷までとした.

○定期点検減少率

水力についてはコスト等検証委員会が 45%運用を基本想定にしていることにより 55%の定期点検減少率とし、火力全般に関しては東京電力での実際の運用情報に基づき決定した。定期点検に関しては需要の少ない中間期に集中して行うので、各季節で定期点検減少率を変えて設定している。

○CO₂排出係数

温暖化効果ガスである CO₂ の排出量評価のために各種発電のライフサイクル CO₂ 排出係数が必要である。基本的には電力中央研究所報告書 [51] の値を用いた(記述の無い、バイオマスについては [52] を、海洋エネルギー発電については [23] を参考にした)。

3.7. 設備量関連のパラメータのまとめ

	Hydro	Coal			LNG				Oil	Pumped Hydro	PV	WF	Other Renewable Energies		
		Coal	IGCC	IGFC	LNG	GTCC	LNG+SOFC	Triple					Geothermal	Biomass	Ocean
Amortization Period Equalization Expense Rate	6%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	—	—	—		
Fuel Cost (yen/kWh)	—	3.7	3.0	2.6	10.8	8.8	7.6	6.5	17.6	1.6	0.0	0.0	0.0	11.1	0.0
Output Variability Rate(%/min)	—	3%	5%	7%	5%	6%	7%	20%	5%	50%	—	—	—		
Generating Efficiency	—	39%	48%	55%	39%	48%	55%	65%	40%	—	—	—	—		
Minimum Load	—	30%	30%	15%	15%	20%	15%	15%	15%	0%	—	—	—		
Periodic check Decrease	Mid	55%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	17%	—	—	—		
	Summer	55%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	17%	—	—	—		
	Winter	55%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	17%	—	—	—		
	Ave	55%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	—	—	—		
Decrease Ratio of Gas Turbine	Mid	—	—	5%	3%	—	5%	—	3%	—	—	—	—		
	Summer	—	—	15%	8%	—	15%	—	8%	—	—	—	—		
	Winter	—	—	0%	0%	—	0%	—	0%	—	—	—	—		
CO2 Emission Intensity (g-CO2/kWh)	11	943	833	727	599	484	423	358	738	17	38	25	13	44	14
Total Capacity(GW)	20.8	27.9	16.3	32.6	3.7	72.1	12.1	12.1	19.0	25.9	64.4	30.6	2.5	3.7	0.3

Table 3.7-1 Parameters of All Generation Power in 2030.

※コストについては燃料費のみ示した

※揚水発電の燃料コストは汲上電源が低コストの石炭火力であると仮定して計算した

※総設備量とは 2030 年時点の既設と新設を合わせた、存在する設備量である

※赤枠部分に関しては供給予備力 8%を満たすように設定した一例である

3.8. 線形計画法による最適解の計算

本研究で取り扱う線形計画問題の規模は、シンプレックス表等を用いた手計算では対応出来ないため、汎用の最適化計算ソフト「GAMS(General Algebraic Modeling System：一般的代数的演算用モデル構築用プログラミング言語)」を用いてプログラミングを行い、解析した。実際のプログラムについては付章 C に示す。

ここまでに説明した各種パラメータを入力値として計算を行った。

まず新規建設設備量、日間待機予備率等の前提条件を決めてシナリオを用意し、天候パターン 20 通り×風力発生確率別出力 7 通りの計 140 パターン(付章 B に示す)の日間の電源構成をコスト最小化で計算する。具体的には天候パターン毎の電力需要曲線から定格出力のマストラン電源を差し引き、その実質電力需要曲線に対して火力の稼働台数に従ってコスト最小になるように電源構成を計算した。

その後、年間総コストや CO₂ 排出量の計算に加え、日間の運用評価のために LFC 調整力を計算し、所要調整力と保有調整力のバランスなどを検討する。

3.9. 電源構成モデル解析ケース

これまでの設定に基づき、天候パターン(20パターン)×風力出力(7パターン)の計140パターンの2030年における日間最適電源構成の解析を行った結果を次章以降で示すが、ここでは今回行った解析のケースについて整理する。Fig. 3.9-1は1つの年間データを解析する際に計算する140パターンについて示したものである。ここでWF①～⑦はTable 3.3-6で示した低出力側発生確率2%から高出力側発生確率2%までの全7つの風力出力パターンである。

Patterns			Days
Mid	Fine	Weekday	68
		Holiday	33
	Cloudy	Weekday	26
		Holiday	13
	Rain	Weekday	48
		Holiday	24
Summer	Fine	Weekday	22
		Holiday	9
	Cloudy	Weekday	9
		Holiday	4
	Rain	Weekday	13
		Holiday	5
Winter	Fine	Weekday	31
		Holiday	18
	Cloudy	Weekday	5
		Holiday	3
	Rain	Weekday	9
		Holiday	4
	Snow	Weekday	13
		Holiday	7
		Total	365

Probability Patterns	Days
WF①	1.4
WF②	3.4
WF③	12.3
WF④	34.2
WF⑤	12.3
WF⑥	3.4
WF⑦	1.4

Fig. 3.9-1 Number of the Days of Each Simulation Patterns.

設備量設定、予備率設定などを変えた複数のケースを解析したが、すべてのケースについて解析データを記述することは難しい。そこで、本論文ではその基本となるTable 3.7-1に示した設定条件で日間予備率3%のコスト最小化で解析した基本となるケース“Case1”の解析結果についてまず4章で年間データと日間データそれぞれを詳細に説明する。そして、このCase1を元に設定条件を変えながらいくつかのケースを解析し、

高効率火力の導入効果の見積りや、調整力による運用評価を次5章以降で示していく。

なお、本研究にて解析を行った電源構成モデルの各ケースについて下図にまとめる。設備量導入量の設定、運用条件のそれぞれ異なる5ケースを解析した。それぞれのケースについては以降随時説明していく。

ケース	概要	目的	説明箇所
Case1	第3章の設定に基づいた基本となるケース。政府シナリオの発電電力量比率に基づいて設備量を決定し、日間の供給予備率は3%とした。	・本解析の妥当性確認、年間データの政府シナリオとの比較 ・日間データによる天候パターンごとの電源構成、調整力変化の考察	3.9
Case2	Case1の設備量を調整し、石炭系火力・LNG系火力の発電電力量比率を政府シナリオに近づけたケース。その他設定はCase1に同じ。	・高効率火力導入の効果をコスト面、CO ₂ 排出量の観点から評価	5.1
Case3	Case1の日間供給予備率を3%から5%に変更したケース。その他設定はCase1に同じ。	・上方調整力不足の解決手段として、供給予備率の引き上げの効果を評価	6.2.1
Case4	Case1において火力発電の上限制約条件を追加して最大出力95%とし、部分負荷運用したケース。その他設定はCase1に同じ。	・上方調整力不足の解決手段として、部分負荷運用の効果を評価	6.2.2
Case5	Case1より再生可能エネルギー導入量の5%多い、政府の「追加対策後」シナリオに基づいて設備量を設定。その他設定はCase1に同じ。	・再生可能エネルギー導入量がコスト、CO ₂ 排出量、周波数調整力に与える影響を評価	6.4.5

Table 3.9-1 Summary of Simulation Cases.

第4章 電源構成モデル解析結果

4.1. 年間発電データ

本章では Case1 の解析結果について示す。まず、日間電源構成 140 パターンの計算によって得られる年間発電データの解析結果について本節で説明する。

Fig. 4.1-1 は 2010 年の日本の発電施設の実際の総設備量と Case1 における 2030 年の設備量の設定とを比較したものである。なお、高効率火力に関しては省略して表示している。

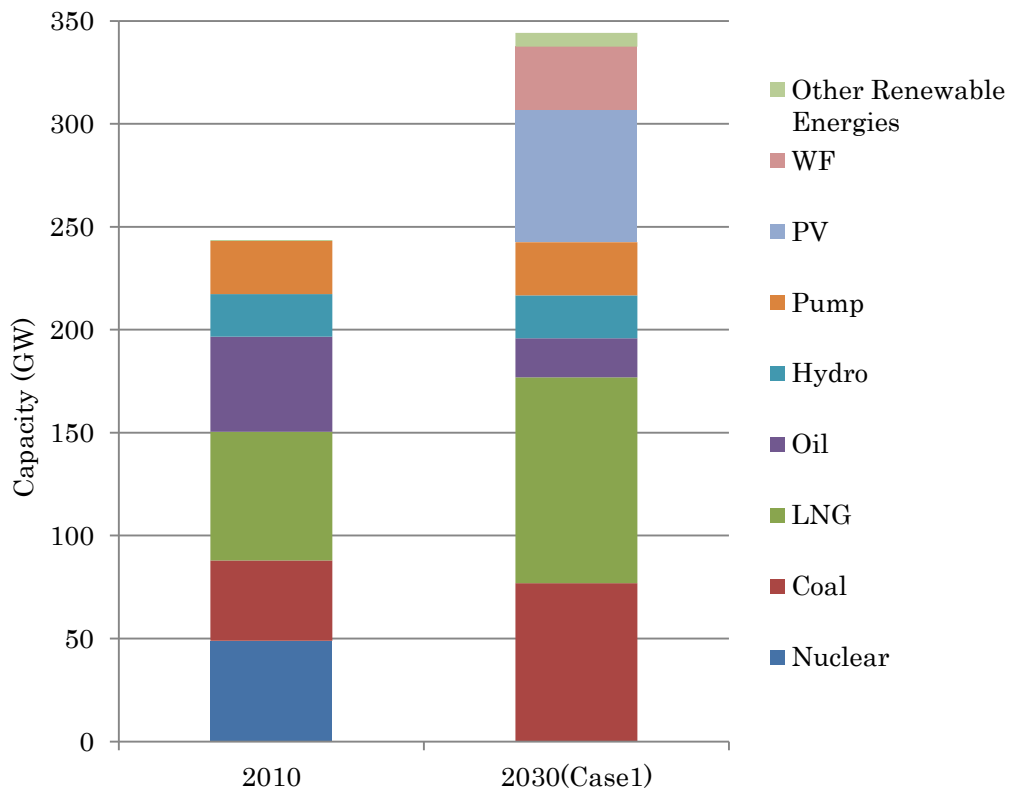


Fig. 4.1-1 Capacity Composition (comparison of Case1 with Actual Result in 2030).

2010 年時点では原子力発電が全体の 20% 弱を占めているが Case1 は政府シナリオに従い原発ゼロとなっており、代わりに再生可能エネルギーが大量導入されている。総設備量が 2010 年に比べて Case1 は 20% ほど多くなっているがこれは利用率の低い再生可能エネルギーが多くを占めているためである。

また火力発電設備は基本となる Case1 においては 3.3.2 で述べたように政府シナリオにおける発電電力量割合に沿って導入設備量の比率を決めている。

Fig. 4.1-1 は年間発電電力量について 2010 年の実績値，政府シナリオ値，Case1 の解析値を比較したものである。

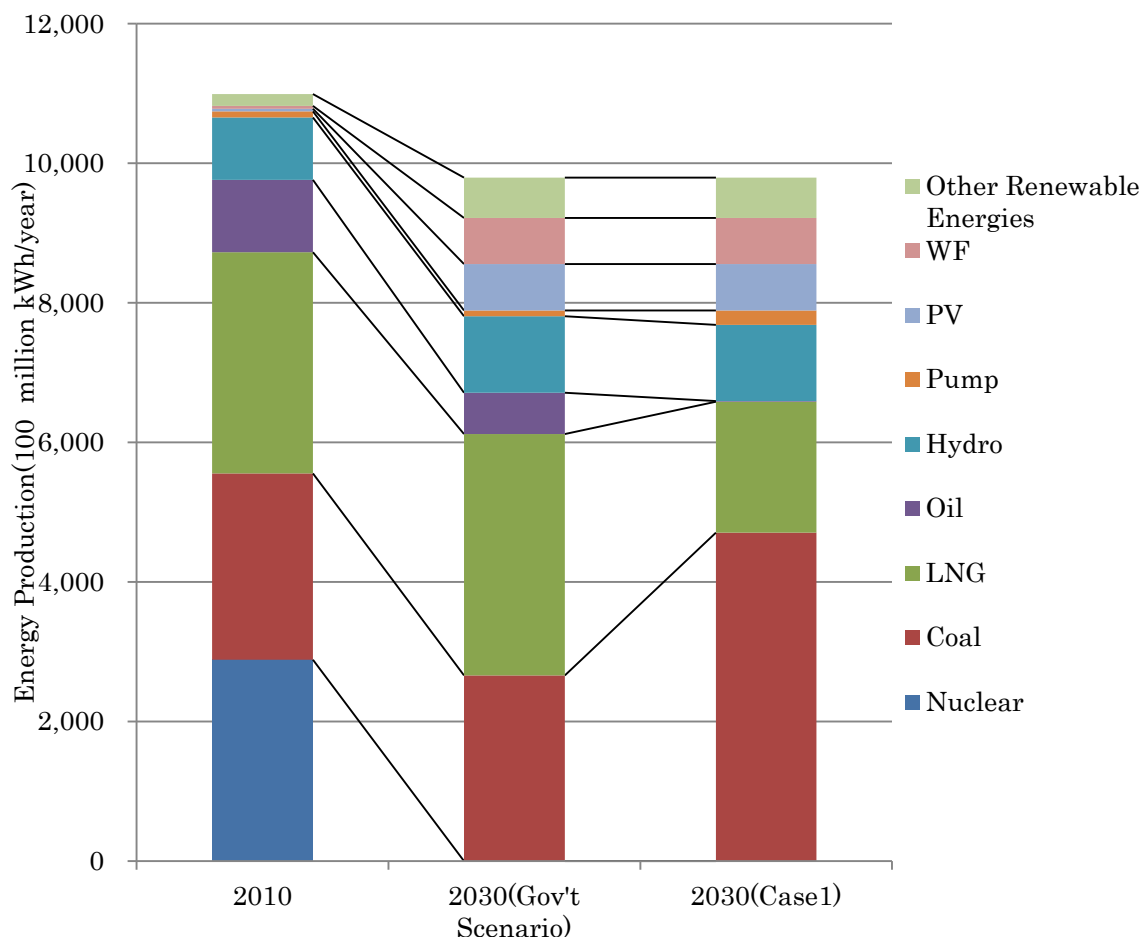


Fig. 4.1-2 Annual Energy Production (Case1).

本政府シナリオは節電・省エネルギーの推進を考慮したもので，2030 年における総発電電力量は 2010 年比で 10%削減されている．Case1 においても年間の発電電力量は政府シナリオと一致させているのでどちらも 9,794 億 kWh となっている．また，揚水発電を除く再生可能エネルギーについても年間の総発電電力量が政府シナリオに一致するように設備量を決定しているのでこのような結果となる。

揚水発電については後ほど述べるが，再生可能エネルギー大量導入により需給調整のための稼働時間が長くなり，発電量も 2.5 倍と多くなっている．設備量は 2010 年と同様である。

そして大きく発電電力量の傾向が異なるのが火力発電である．今回はコスト最小化により最適化しているため，低コスト電源である石炭系火力の利用率が高く石炭系の火力

の発電電力量が多くなっている。政府シナリオでは CO₂ 排出量削減のために「石炭系：LNG 系=1:1.3」としているが、Case1 では「1:0.4」となっている。

Fig. 4.1-3 は年間総発電コストについて 2010 年の実績値，政府シナリオ値，Case1 の解析値を比較したものである。総発電コストには燃料費，設備の建設費・資本費，運用費(運転維持費)が含まれている。今回は CO₂ 対策費用などの政策費は含めていない。

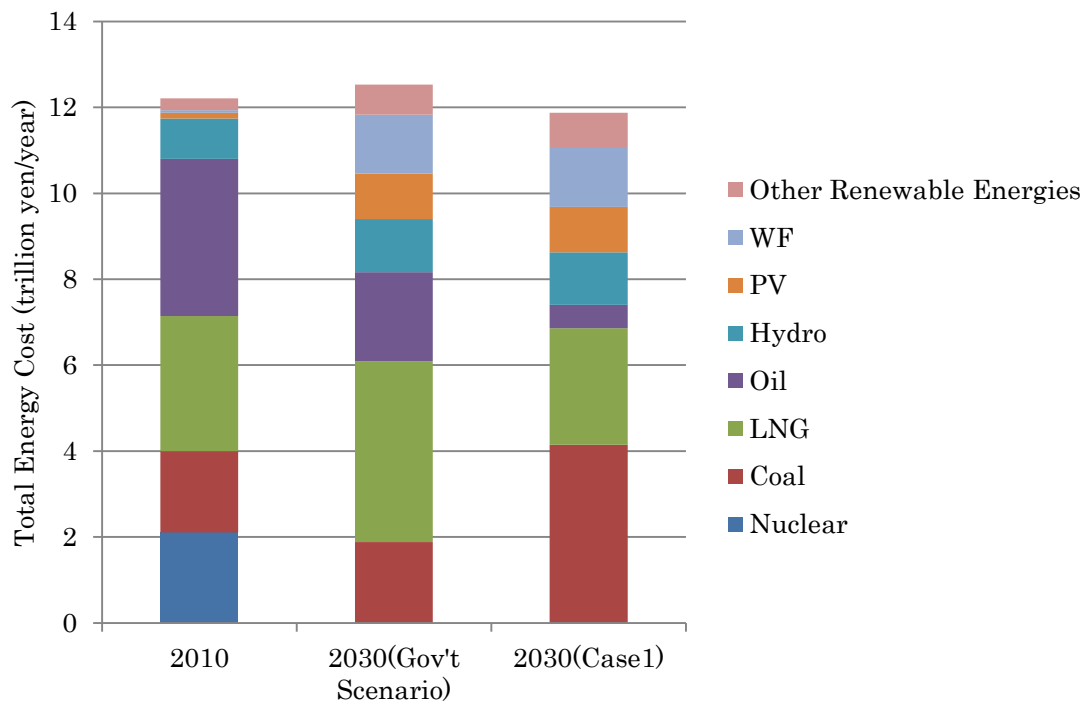


Fig. 4.1-3 Annual Total Energy Cost (Case1).

2010 年の総発電コストは 12.2 兆円，2030 年の政府シナリオが 12.5 兆円，Case1 の解析結果が 11.9 兆円となっている。Case1 は建設費の高い高効率火力を導入しているにも関わらず，政府シナリオよりコストを安く抑えられているが，これは高効率火力の導入効果とコスト最小化計算により石炭系火力の発電電力量が政府シナリオよりも多くなっているためと考えられる。

Fig. 4.1-4 は年間の発電にかかる燃料費について 2010 年の実績値, 政府シナリオ値, Case1 の解析値を比較したものである.

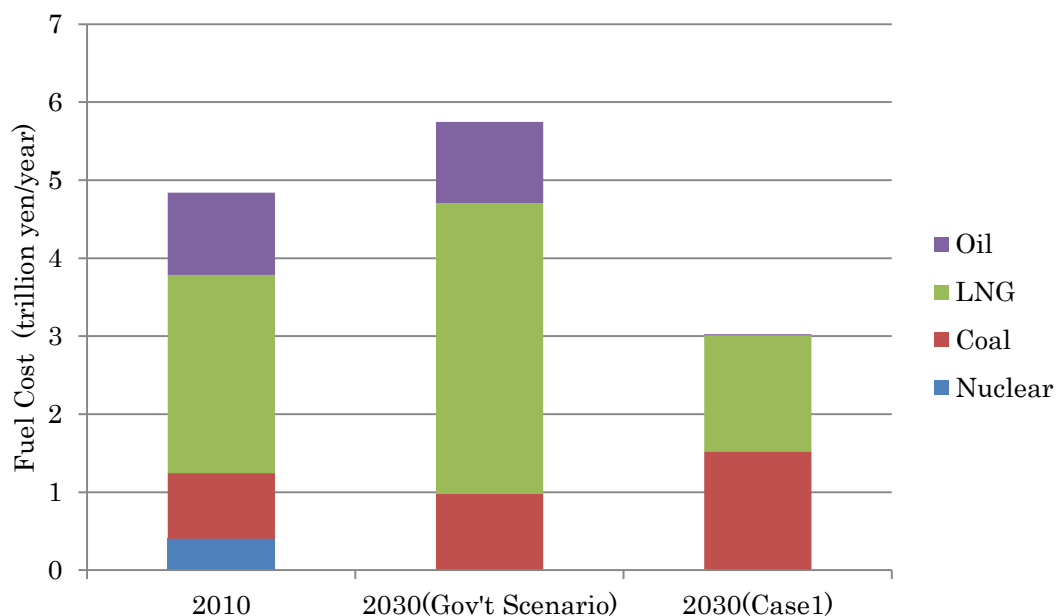


Fig. 4.1-4 Annual Fuel Cost (Case1).

2010 年の総発電コストは 4.4 兆円, 2030 年の政府シナリオが 5.7 兆円, Case1 の解析結果が 3.0 兆円となっている.

政府シナリオは CO₂ 排出量低減を優先して LNG 火力発電量を大きくしているため燃料費は高くなっている. 一方, Case1 は高効率火力の導入とコスト最小化の石炭火力発電量の増加により燃料費が 2.7 兆円安く抑えられている.

Fig. 4.1-5は年間の発電によるCO₂排出量について2010年の実績値, 政府シナリオ値, Case1の解析値を比較したものである.

なお, 各発電源のライフサイクルCO₂排出係数については3.6で述べた値を用いている.

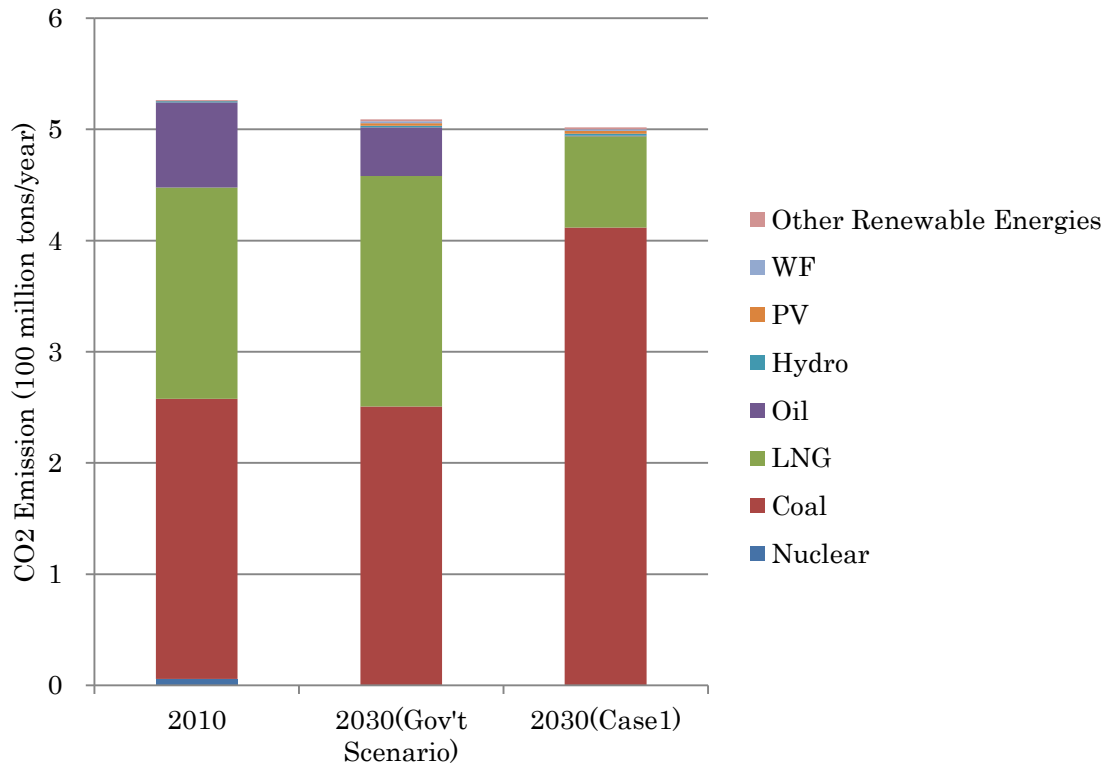


Fig. 4.1-5 Annual CO₂ Emission (Case1).

2010年のCO₂排出量は5.26億トン, 2030年の政府シナリオが5.09億トン, Case1の解析結果が5.07億トンとほとんど変わらないが, 2030年に向けて減少する形となっている.

2030年政府シナリオでは原子力発電がゼロになっているものの, 需要の低減, LNGの積極的活用により全体のCO₂排出量は2010年と同レベルに抑えられている. Case1はコスト最小化計算により石炭系火力の利用率が高く, CO₂排出量の80%が石炭系火力に起因するものとなっている.

以上, 本節ではCase1の解析結果より年間の発電データを計算し, 発電コスト・CO₂排出量について定量的に評価した.

4.2. 日間発電データ

前節までは年間データに着目したが、本節では Case1 の 140 パターンの日間データについて季節毎に特徴的な例を取り上げて説明する。それぞれのパターンにおいて日間の電源構成の時間変化と調整力不足量の変化をグラフで示し特徴を述べる。なお、Case1 の全 140 パターンの日間データは付章 D.に掲載した。

また本解析では 3.4.1 で述べたように 20 の天候パターン毎に予備率を見込んで日間の火力発電所の稼働台数を決めている。Case1 では日間の運転予備力を 3%に設定しており、それぞれの天候パターン毎の火力の稼働設備量について Table 4.2-1 に示す。

Table 4.2-1 において、赤字で示した一行目は 2030 年までの新設設備量も加味した、2030 年時点での日本の全設備量の想定量である。

また、各季節の稼働設備量を色で分けて表示をしている。ここで稼働設備量はある天候パターンの日に日間の供給予備率 3%を見込んで稼働させる設備量である。その設備量を決定する際に、各季節の定期点検減少率、外気温上昇によるガスタービン出力低下を考慮しており、本表には稼働させる設備量が記載してある(実際にはこの表記の通りの出力は出ず、最大出力はガスタービン出力低下を考慮した値となる)。また、コスト最小化で設備を稼働しているため、低コスト電源は多くの場合前設備を稼働している。例えば冬期においては、燃料費が安い順に IGFC,IGCC,Coal,Triple,LNG+SOFC の順にすべて稼働させており(定期点検減少率 10%を全設備量から引いた値となっている)、GTCC が必要とされる供給予備力に合わせて稼働率を調整している。

夏期/晴/平日、夏期/曇/平日の 2 パターンは需要レベルが高いため LNG まだがすべて稼働し、Oil が稼働率を調整している。

Case1		Coal	IGCC	IGFC	LNG	GTCC	LNG+SOFC	Triple	Oil
Total Capacity(GW)		27.9	16.3	32.6	3.7	72.1	12.1	12.1	19.0
Running Capacity(GW)	Mid_Fine_Weekday	19.6	11.4	22.9	0.0	35.4	8.5	8.5	0.0
	Mid_Cloudy_Weekday	19.6	11.4	22.9	0.0	35.5	8.5	8.5	0.0
	Mid_Rainy_Weekday	19.6	11.4	22.9	0.0	48.7	8.5	8.5	0.0
	Mid_Fine_Holiday	19.6	11.4	22.9	0.0	24.3	8.5	8.5	0.0
	Mid_Cloudy_Holiday	19.6	11.4	22.9	0.0	30.9	8.5	8.5	0.0
	Mid_Rain_Holiday	19.6	11.4	22.9	0.0	28.2	8.5	8.5	0.0
	Summer_Fine_Weekday	27.9	16.3	32.6	3.7	72.1	12.1	12.1	9.0
	Summer_Cloudy_Weekday	27.9	16.3	32.6	3.7	72.1	12.1	12.1	2.6
	Summer_Rain_Weekday	27.9	16.3	32.6	0.0	50.7	12.1	12.1	0.0
	Summer_Fine_Holiday	27.9	16.3	32.6	0.0	62.7	12.1	12.1	0.0
	Summer_Cloudy_Holiday	27.9	16.3	32.6	0.0	32.5	12.1	12.1	0.0
	Summer_Rain_Holiday	27.9	16.3	32.6	0.0	22.7	12.1	12.1	0.0
	Winter_Fine_Weekday	25.1	14.7	29.4	0.0	50.5	10.9	10.9	0.0
	Winter_Cloudy_Weekday	25.1	14.7	29.4	0.0	47.0	10.9	10.9	0.0
	Winter_Rain_Weekday	25.1	14.7	29.4	0.0	50.0	10.9	10.9	0.0
	Winter_Fine_Holiday	25.1	14.7	29.4	0.0	28.7	10.9	10.9	0.0
	Winter_Cloudy_Holiday	25.1	14.7	29.4	0.0	29.8	10.9	10.9	0.0
	Winter_Rain_Holiday	25.1	14.7	29.4	0.0	22.3	10.9	10.9	0.0
	Winter_Snow_Weekday	25.1	14.7	29.4	0.0	46.6	10.9	10.9	0.0
	Winter_Snow_Holiday	25.1	14.7	29.4	0.0	48.8	10.9	10.9	0.0

Table 4.2-1 Daily Spinning Reserve Power (Case1).

※稼働していない電源は青色で、稼働台数を調整している電源は黄色で表記した

4.2.1. 中間期の日間データ

中間期は夏期・冬期に比べれば需要が少なく通常は需給運用のしやすい時期であるが、本電源構成モデルでは年間約 213 日を占める重要なパターンであり、再生可能エネルギーの大量導入が需給運用に与える影響を考える上で中間期日間データの考察は重要である。

中間期の全 42 パターンのうち、最も年間日数の多い「中間期/晴/平日/WF④(風力出力平均値)」の日を取り上げて結果を考察する(年間で 34 日発生)。

前述の日の日間電源構成の時間変化を Fig. 4.2-1 に示す。15 分毎の各発電源の発電量を時間軸上に電力需要曲線と共にプロットしたものである。

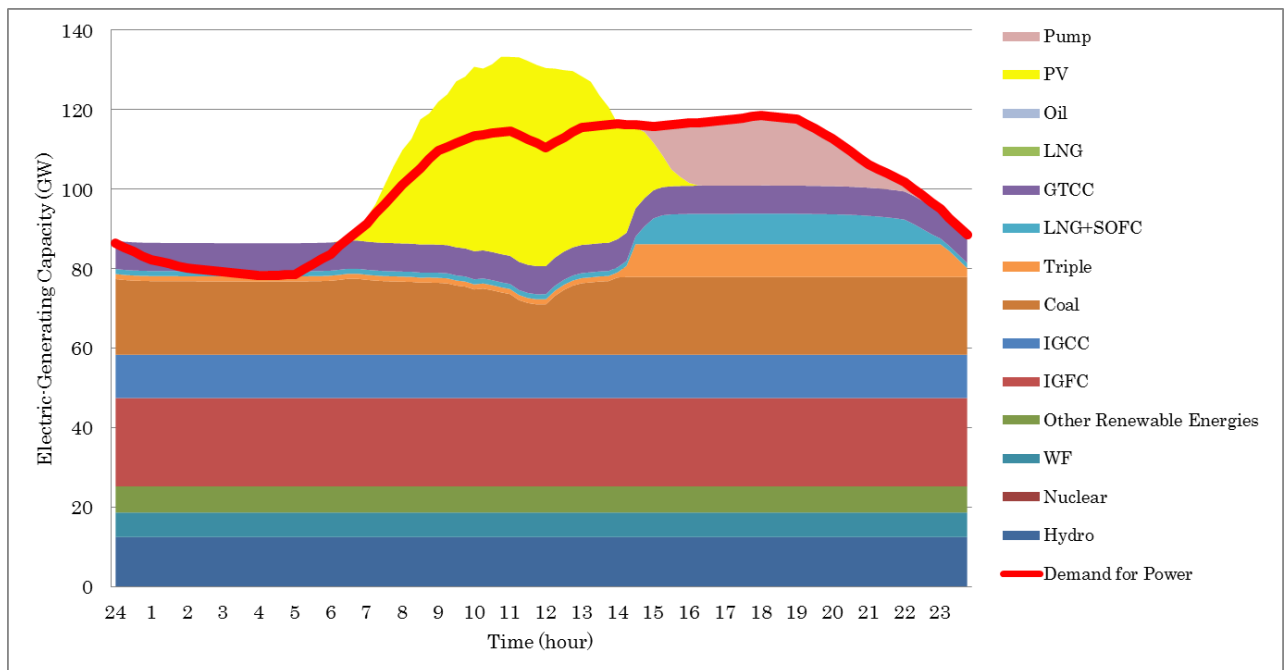


Fig. 4.2-1 Daily Energy Mix and Demand [Mid/Fine/Weekday/WF④] (Case1).

次に、各発電源の出力の時間変化を Fig. 4.2-2 に示す。この図では原子力・水力・その他再生可能エネルギーは省略している。また、同図に揚水汲上に使われた電力もプロットしている。

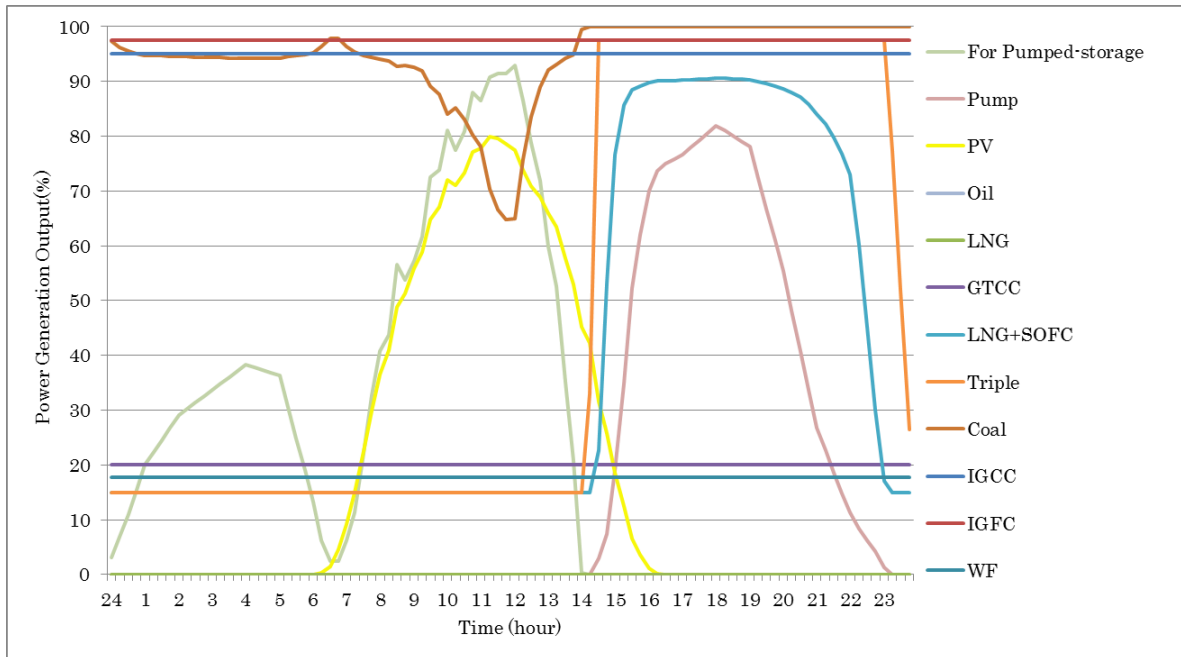


Fig. 4.2-2 Power Generation Output[Mid/Fine/Weekend/WF④] (Case1).

Fig. 4.2-1 において、グラフ下部から一定出力のマストラン電源を表示しており、火力は下から燃料コストの昇順、更にその上に PV と揚水発電を表示している。電力需要曲線の 12 時前後に小さな谷が見られるのは東京電力の電力需要データを拡大して全国データを作成したため、企業の昼休みによる需要低下が影響しているとみられる。

中間期であるため最大電力需要は 120GW と低いレベルにあり、LNG コンベンショナル火力発電と石油火力発電は稼働していない。またこの日は晴れの日のため 10 時から 14 時にかけて太陽光の出力が 80% 近くに達している。

Fig. 4.2-2 において各発電源の出力に着目すると、燃料費の低い IGFC と IGCC は終日、出力 100% であるが、石炭コンベンショナル火力は太陽光出力の大きい正午前後で出力を絞って需給バランスをとっている。その次に燃料費の安いトリプル複合発電と LNG+SOFC 複合発電は太陽光の出力がゼロになる 15 時以降から最低出力より出力を上げている。ガスタービンコンバインドサイクル発電については終日最低負荷で運用をしている。

揚水発電については汲上を 0 時～6 時の夜間と正午前後に汲上を行い、太陽光発電の出力が下がる 15 時以降に発電を行なっている。通常、揚水汲上は夜間のコストの低

いマストラン電源を活かすために稼働するが、太陽光発電が大量導入されたこのパターンにおいては、日中に供給過多の状況が起こり、日中にも汲上を行なっている。

次に 2.9.3 の定義により求めた日間の所要調整力と保有調整力の時間変化を Fig. 4.2-3 に示す。調整力を 15 分毎に GW で示しており、正の値が上方調整力・負の値が下方調整力を示している。

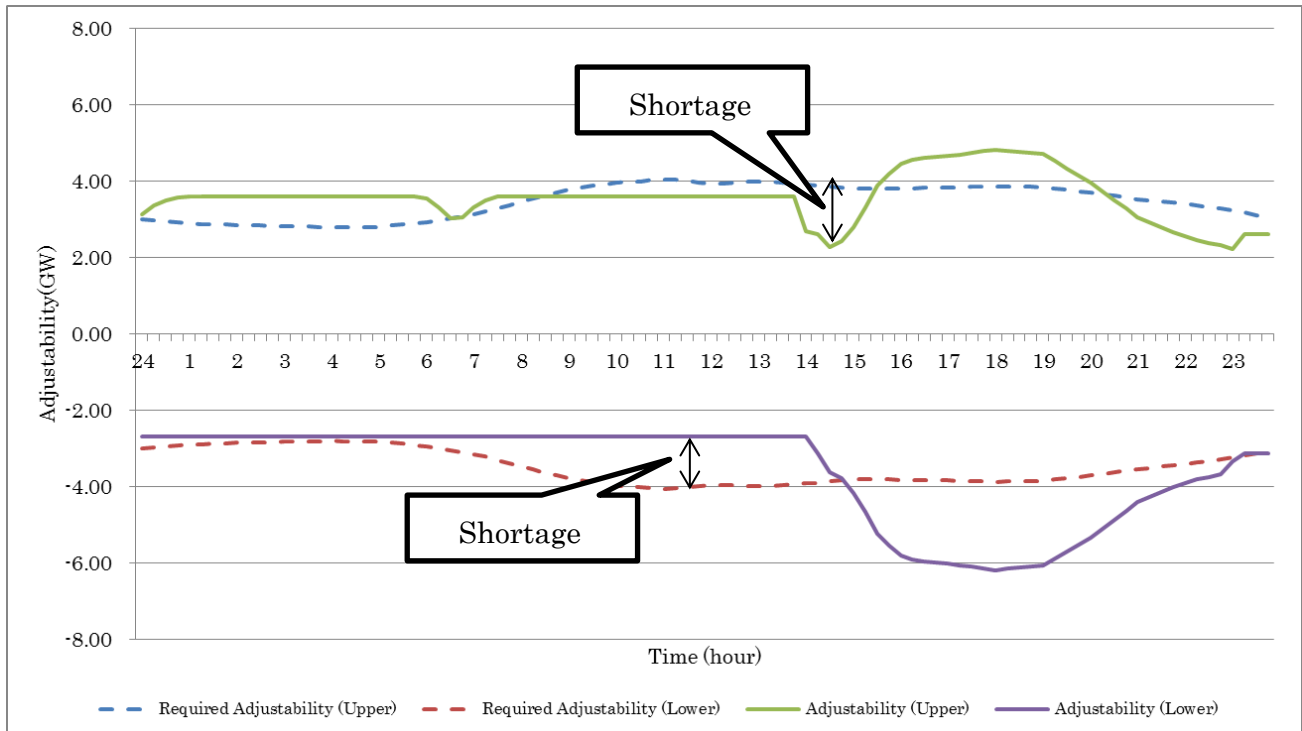


Fig. 4.2-3 Daily Adjustability Change [Mid/Fine/Weekend/WF④] (Case1).

上方調整力に着目すると 15 時までは、ほとんどが最低負荷で運用しているトリプル複合発電,LNG+SOFC 複合発電,ガスタービンコンバインドサイクル発電と時々出力を絞っている石炭コンベンショナル火力発電の持つ調整力である。火力の調整力は設備量に対して定義しているので、調整に参入している電源の種類が変わらなければ一定値を取る。15 時を過ぎると太陽光発電の出力低下によりトリプル複合発電などが最高出力となり調整力が一旦低下するが、16 時頃から揚水発電が稼働し調整力が増加している。

下方調整力については最低負荷以上で運用している火力発電の種類が変わらず、14 時までは一定となっているが、揚水発電が稼働した後は保有調整力が増加し、調整力不足は解消されている。

不慮の事態に備えた電力の安定供給のためには保有調整力が常に所要調整力を満たしていなければならないが、この日は上方調整力・下方調整力ともに不足しており、特に下方調整力は太陽光発電の出力が大きくなる正午前後で約 1.3GW 不足している。

4.2.2. 夏期の日間データ

夏期の代表例として年間の最高需要を示す「夏期/晴/平日/WF①(風力低出力側 2%)」の日間データを示す(年間で 22 日発生).

Fig. 4.2-4 に日間の電源構成を示す.

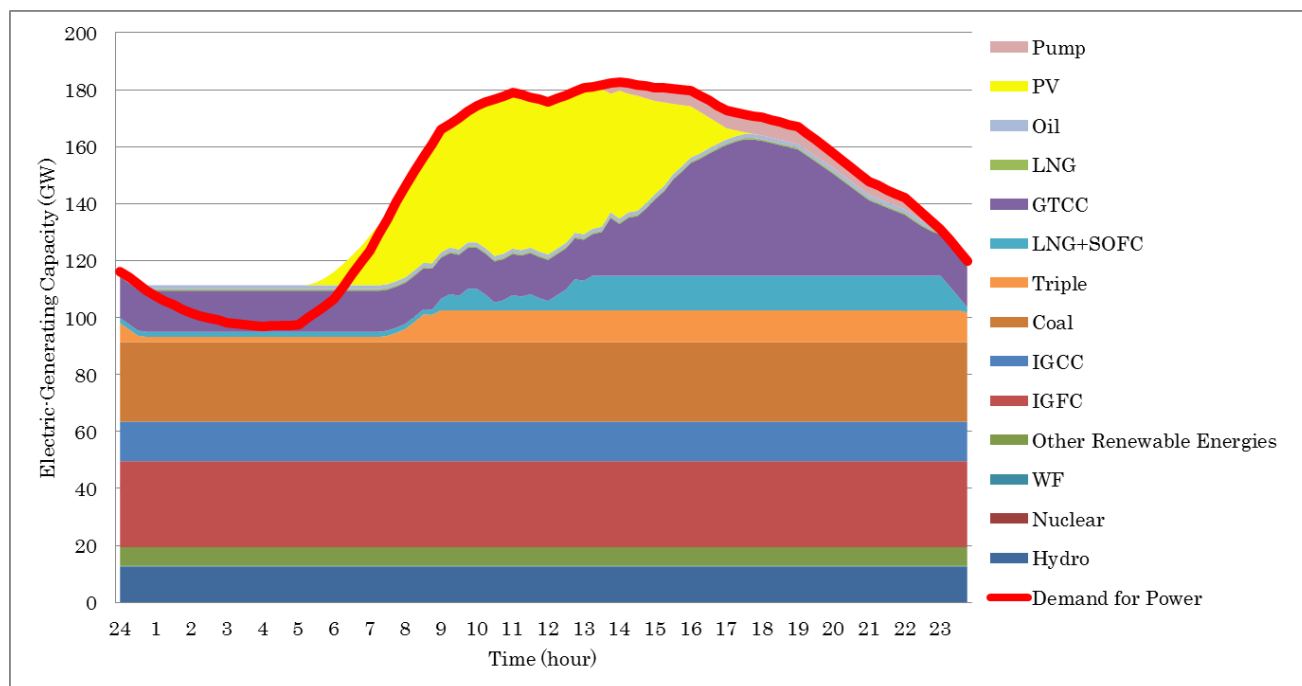


Fig. 4.2-4 Daily Energy Mix and Demand [Summer/Fine/Weekday/WF①] (Case1).

また，Fig. 4.2-5 に各発電源の出力の時間変化を示す．

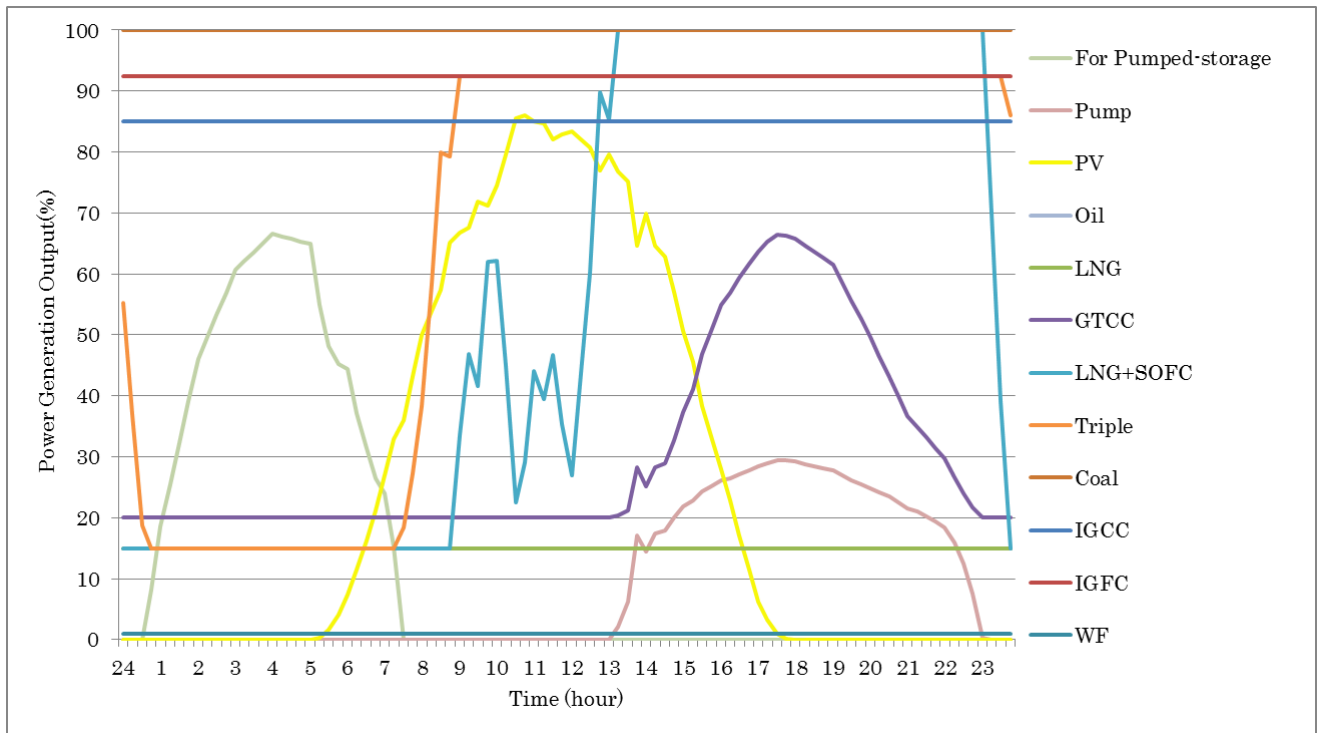


Fig. 4.2-5 Power Generation Output[Summer/Fine/Weekday/WF①] (Case1).

Fig. 4.2-4 と Fig. 4.2-5 より，この日は需要が高いものの需要がピークとなる正午前
後で太陽光発電の出力が 85%に達し，供給力を満たしている．そして，太陽光発電の
出力がゼロに落ちる夕方以降はガスタービンコンバインドサイクル発電以外の火力発
電の出力を最大にして対応していることが分かる．揚水発電については需要の低い夜間
で汲上を行い，太陽光発電の出力の落ちる夕方に揚水発電で供給力を補っている．

次に Fig. 4.2-6 に日間の所要調整力と保有調整力の時間変化を示す.

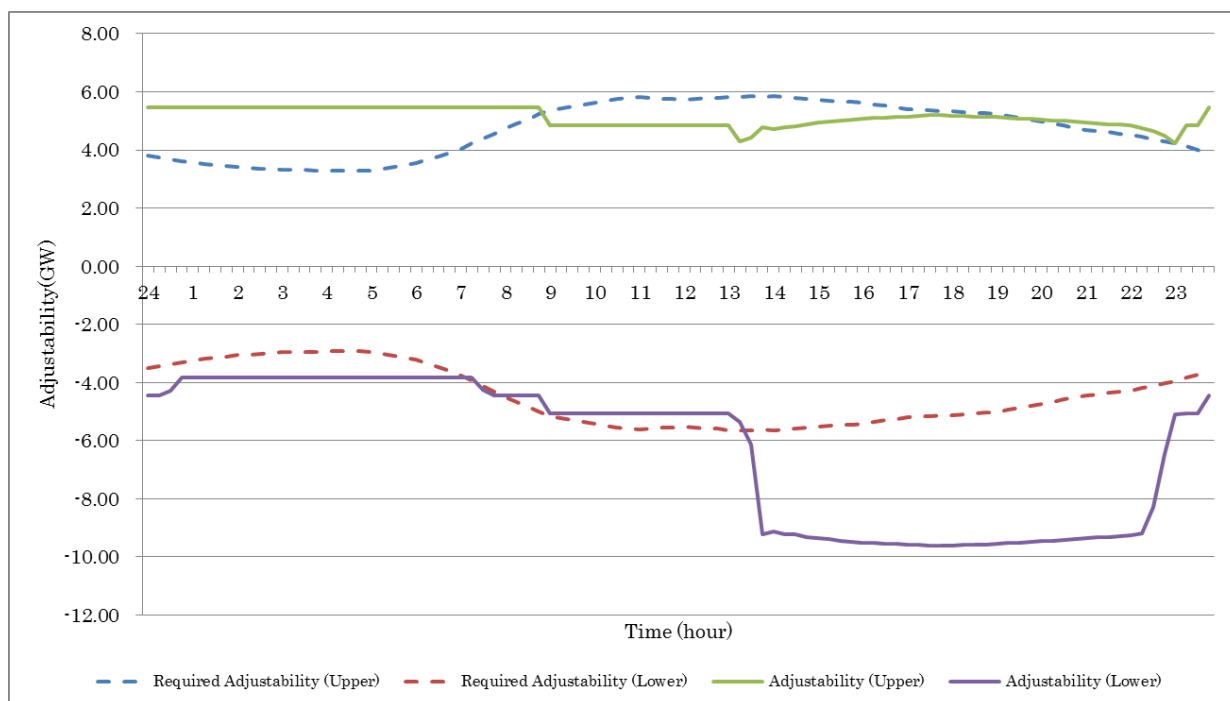


Fig. 4.2-6 Daily Adjustability Change [Summer/Fine/Weekday/WF①] (Case1).

供給力不足，特に上方調整力不足が懸念される天候パターンであるが 3%の供給予備力を確保しているため，Table 4.2-1 の通り稼働設備量が多い．よって，調整に参入している電源がほとんどガスタービンコンバインドサイクル発電と午後に稼働する揚水発電だけであるにもかかわらず，調整力不足量は少ないといえる．

4.2.3. 冬期の日間データ

夏期と同様に需要が高く供給力が厳しくなる冬期の代表例として「冬期/雪/平日/WF①(風力低出力側 2%)」の日間データを示す(年間で 0.3 日発生)

Fig. 4.2-7 に日間の電源構成を示す.

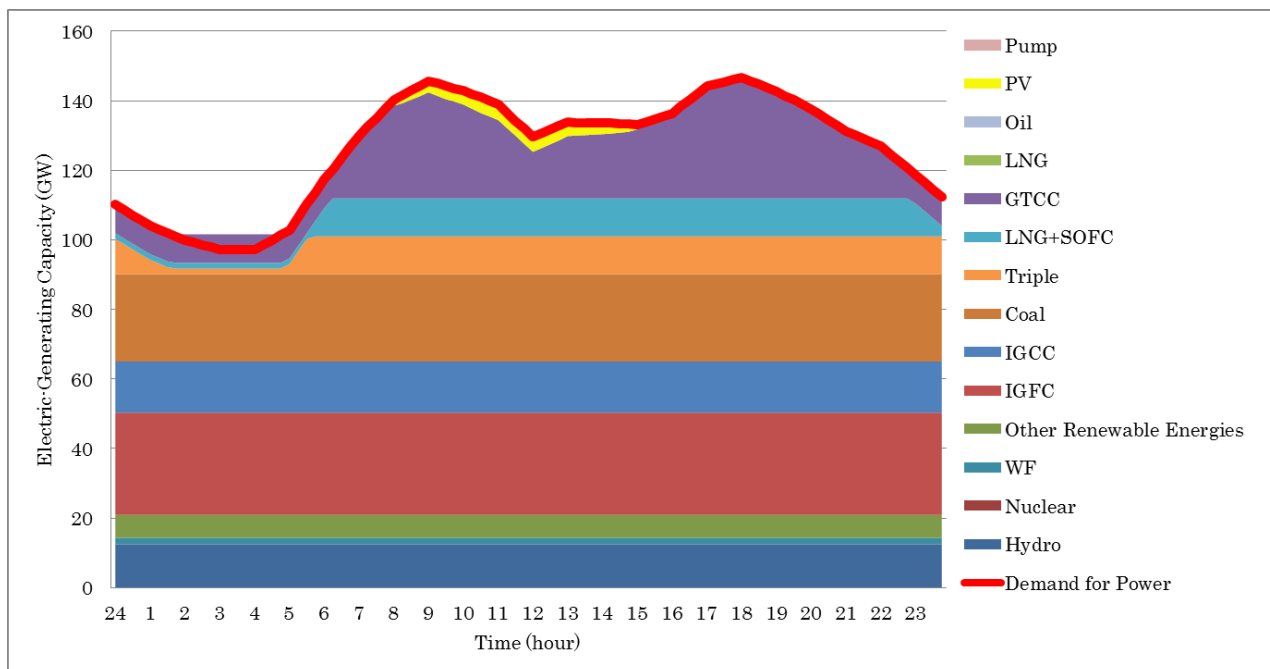


Fig. 4.2-7 Daily Energy Mix and Demand [Winter/Snow/Weekday/WF①] (Case1).

Fig. 4.2-8 に各発電源の出力の時間変化を示す.

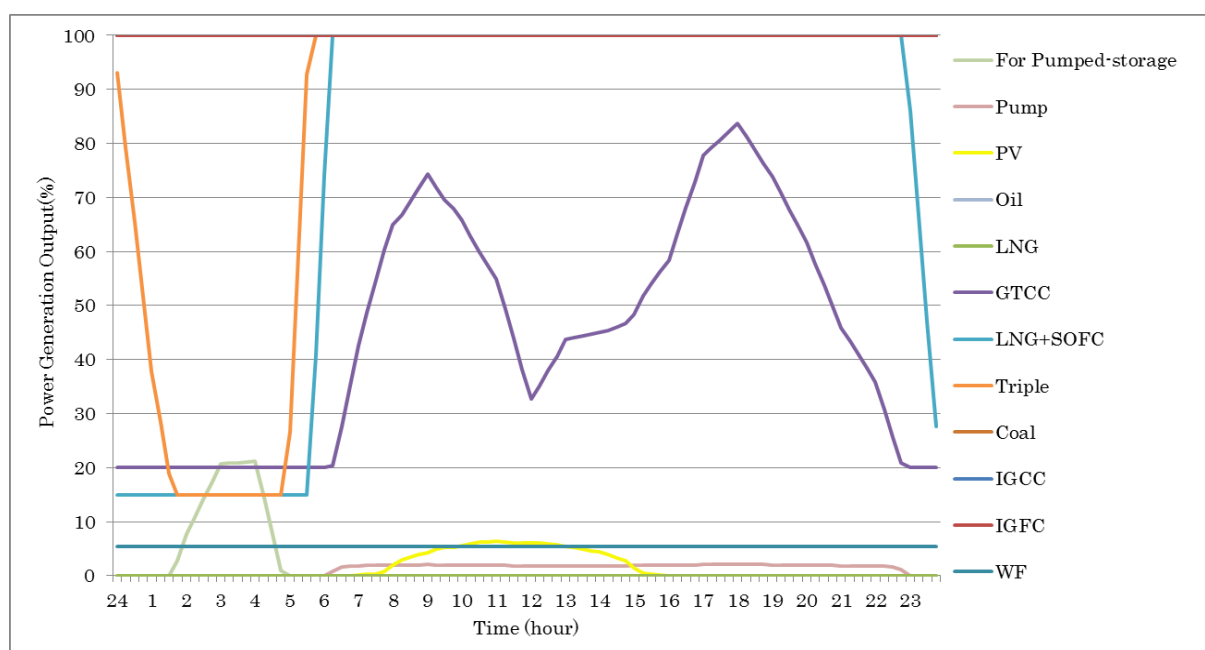


Fig. 4.2-8 Power Generation Output [Winter/Snow/Weekday/WF①] (Case1).

Fig. 4.2-7 と Fig. 4.2-8 よりこの日は冬の雪の日で気温が低く需要が夜まで高い状態が続いており、供給力不足が懸念される運用となっている。

雪のため太陽光の出力は 5%程度しかなく、夜間に揚水汲上を行う電力の余裕も無いため、明け方 6 時以降ではガスタービンコンバインドサイクル発電以外は最高出力で運用されており、調整に参入しているのはガスタービンコンバインドサイクル発電のみである。

次に Fig. 4.2-9 に日間の所要調整力と保有調整力の時間変化を示す.

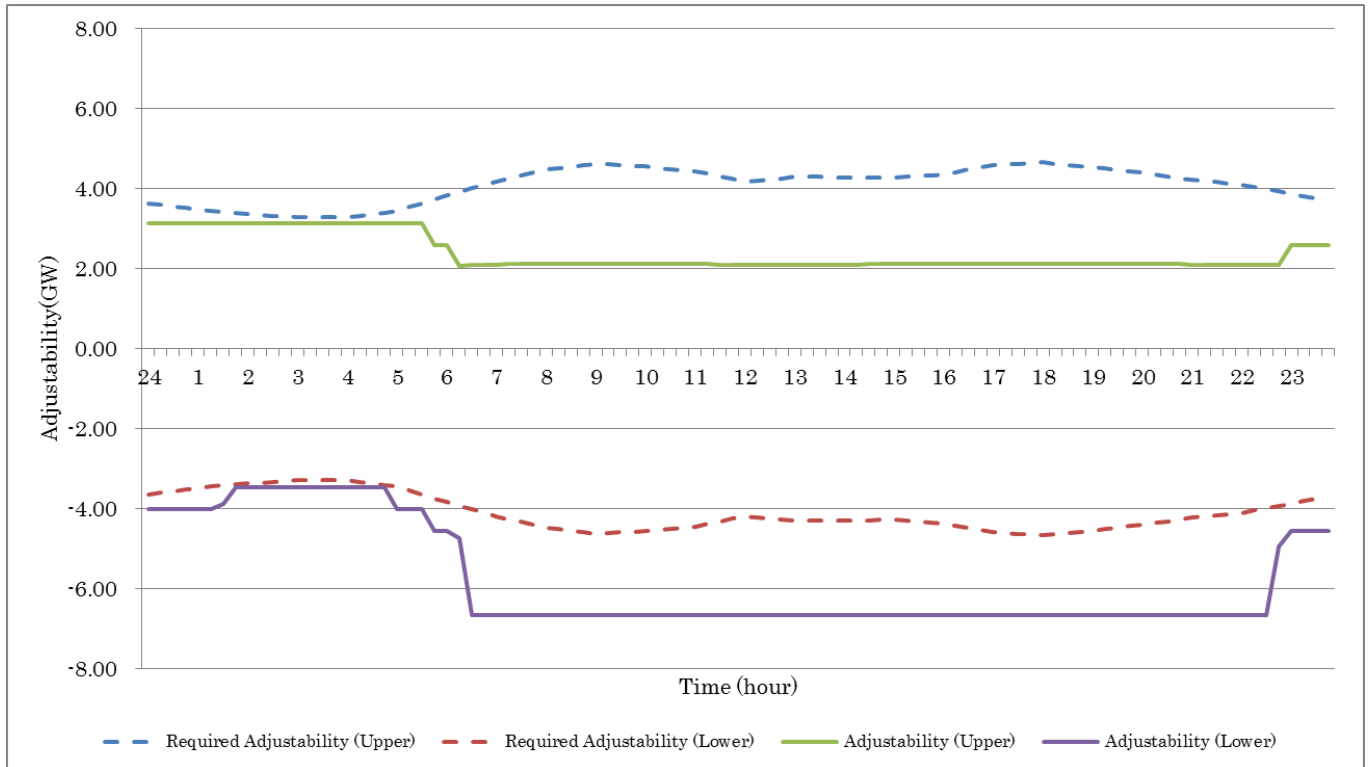


Fig. 4.2-9 Daily Adjustability Change [Winter/Snow/Weekday/WF①] (Case1).

明け方 6 時頃からガスタービンコンバインドサイクル発電以外の発電源が最高出力で運用されるため, 上方調整力の不足が非常に大きくなっている. LNG コンベンショナル火力, 石油火力にはまだ設備に余裕があるのでそれらも起動して調整力を確保することが必要となる.

以上, 本節では Case1 の日間の需給運用について, 季節毎に火力の出力・調整力時間変化などを示して評価した.

第5章 高効率火力発電導入の効果

5.1. 政府シナリオと高効率火力発電導入モデルの比較

Case1 では年間の発電電力量の計算結果は「石炭系：LNG 系＝1:0.4」となっているが、新規建設設備量を調整し、政府シナリオにこの比率を近づけた“Case2”の解析を行い、高効率火力の導入効果の評価を行った。

Case2 のそれぞれの天候パターン毎の火力の稼働設備量について Table 5.1-1 に示す。Case1 に比べて LNG 系火力の新規建設設備量、稼働設備量を多く設定した。

Case2		Coal	IGCC	IGFC	LNG	GTCC	LNG+SOFC	Triple	Oil
Total Capacity(GW)		27.9	4.3	8.6	3.7	41.7	23.1	23.1	63.4
Running Capacity(GW)	Mid_Fine_Weekday	19.6	3.0	6.0	2.6	29.2	16.2	16.2	12.5
	Mid_Cloudy_Weekday	19.6	3.0	6.0	2.6	29.2	16.2	16.2	12.6
	Mid_Rainy_Weekday	19.6	3.0	6.0	2.6	29.2	16.2	16.2	25.1
	Mid_Fine_Holiday	19.6	3.0	6.0	2.6	29.2	16.2	16.2	1.9
	Mid_Cloudy_Holiday	19.6	3.0	6.0	2.6	29.2	16.2	16.2	8.2
	Mid_Rain_Holiday	19.6	3.0	6.0	2.6	29.2	16.2	16.2	8.2
	Summer_Fine_Weekday	27.9	4.3	8.6	3.7	41.7	23.1	23.1	46.1
	Summer_Cloudy_Weekday	27.9	4.3	8.6	3.7	41.7	23.1	23.1	39.6
	Summer_Rain_Weekday	27.9	4.3	8.6	3.7	41.7	23.1	23.1	15.3
	Summer_Fine_Holiday	27.9	4.3	8.6	3.7	41.7	23.1	23.1	25.5
	Summer_Cloudy_Holiday	27.9	4.3	8.6	3.4	41.7	23.1	23.1	0.0
	Summer_Rain_Holiday	27.9	4.3	8.6	0.0	36.0	23.1	23.1	0.0
	Winter_Fine_Weekday	25.1	3.9	7.8	3.3	37.6	20.8	20.8	16.6
	Winter_Cloudy_Weekday	25.1	3.9	7.8	3.3	37.6	20.8	20.8	13.2
	Winter_Rain_Weekday	25.1	3.9	7.8	3.3	37.6	20.8	20.8	16.2
	Winter_Fine_Holiday	25.1	3.9	7.8	0.0	35.8	20.8	20.8	0.0
	Winter_Cloudy_Holiday	25.1	3.9	7.8	0.0	36.9	20.8	20.8	0.0
	Winter_Rain_Holiday	25.1	3.9	7.8	0.0	29.3	20.8	20.8	0.0
	Winter_Snow_Weekday	25.1	3.9	7.8	3.3	37.6	20.8	20.8	12.8
	Winter_Snow_Holiday	25.1	3.9	7.8	3.3	37.6	20.8	20.8	14.9

Table 5.1-1 Daily Spinning Reserve Power (Case2).

※稼働していない電源は青色で、稼働台数を調整している電源は黄色で表記した

以上の設備量設定を用いて解析を行った Case2 の年間発電電力量を Fig. 5.1-1 に示す.

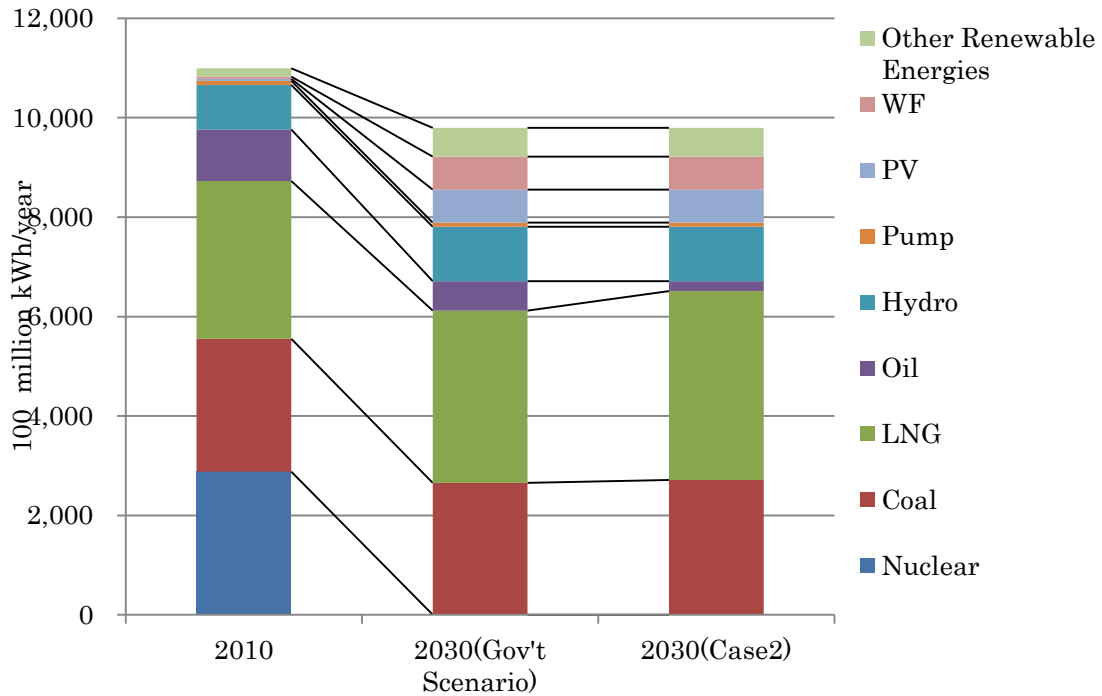


Fig. 5.1-1 Annual Energy Production (Case2).

Case1 に比べ LNG 系火力の発電量が大幅に増え, 「石炭系火力 : LNG 系火力 = 1 : 1.4」と政府シナリオに近い電源構成になっているが, やはりコスト最小化計算のため Case2 の方が政府シナリオよりも LNG 火力の発電量が約 300 億 kWh 大きくなっている.

5.2. コスト・CO₂ 排出量による評価

Case2 について年間総発電コストを Fig. 5.2-1 に、そのうち年間の Fig. 5.2-2 燃料費を Fig. 5.2-2 に示す。

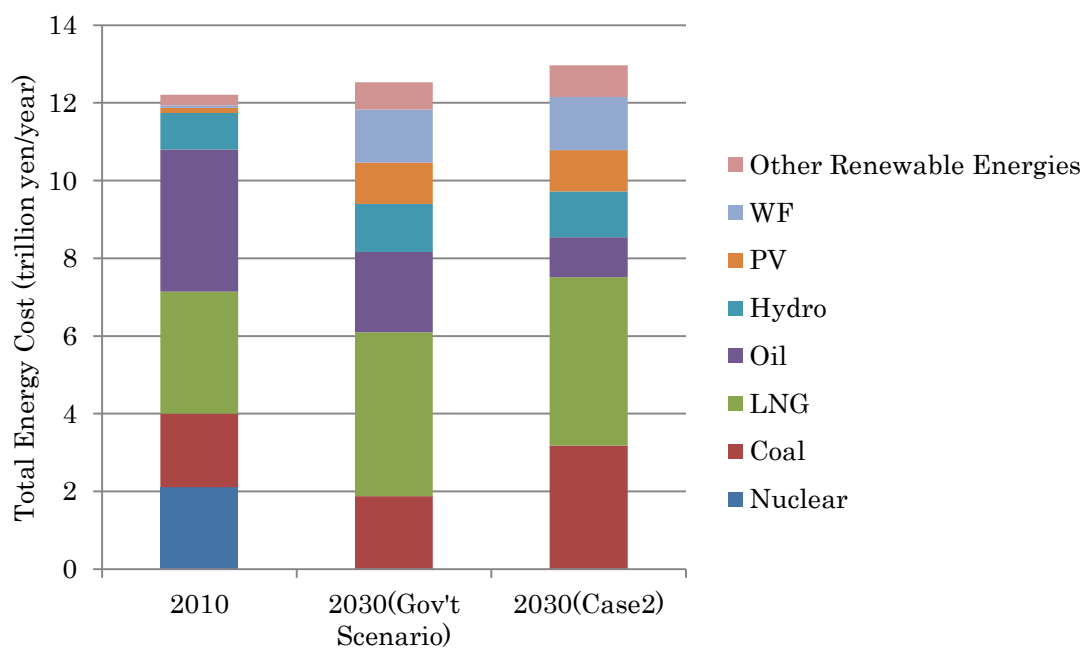


Fig. 5.2-1 Annual Total Energy Cost (Case2).

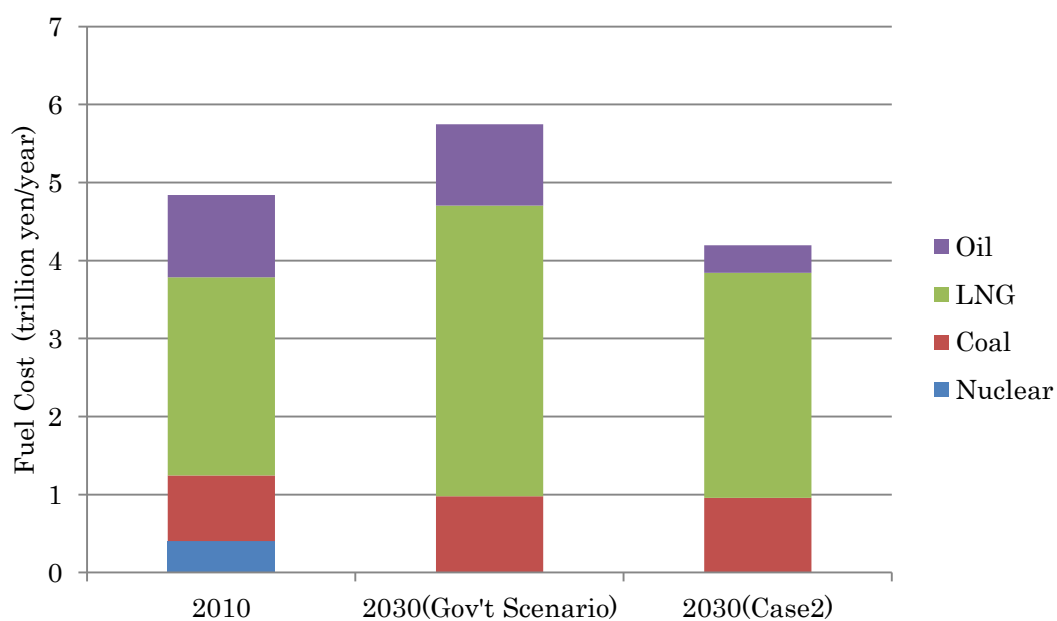


Fig. 5.2-2 Annual Fuel Cost (Case2).

Fig. 5.2-1 において政府シナリオに比べ、Case2 は総発電コストが約 5,000 億円増加している。一方 Fig. 5.2-2 より燃料費に関しては約 1 兆 6,000 億円と大きく低減されている。Case2 では IGFC,IGCC の設備量が少ないので石炭火力に関しては政府シナリオと Case2 の燃料費の差は 200 億円と僅かである。一方、LNG 火力に関しては発電量が多いにもかかわらず約 8,500 億円、燃料費が削減されている。

ここで、Case2 の解析結果では LNG 火力の発電電力量が政府シナリオより約 300 億 kWh 大きくなり、石油火力の発電電力量が約 400 億 kWh 小さくなっているため、高効率火力の効果を単純に比較できない。そこで Case2 の各発電源の発電電力量・燃料費から各電源の発電単価を割り出し補正計算を行い、発電電力量比を政府シナリオに完全に合わせた場合の燃料費の確認を行った。結果は政府シナリオの燃料費約 5 兆 7,500 億円に対し、Case2 の燃料費の補正結果が約 4 兆 6,300 億円となり、約 1 兆 1,200 億円(19%)の削減効果が得られることが分かった。このことから高効率火力導入により燃料費が大きく削減できるといえる。

次に Case2 の年間 CO₂排出量を Fig. 5.2-3 に示す。

Case2 は政府シナリオに比べて大幅に CO₂排出量が削減されて年間 4.3 億トンとなっており、Case1 と比べても 15%削減されている。

この値についても前述の燃料費のように、Case2 の各発電源の発電電力量比率を政府シナリオに合わせて補正した場合の値を追加計算した。結果は、政府シナリオの CO₂排出量 5.09 億トンに対し、Case2 の CO₂排出量が 4.48 億トンとなり、約 0.61 億トン(12%)の削減効果が得られることが分かった。これは高効率火力導入による効果だといえる。

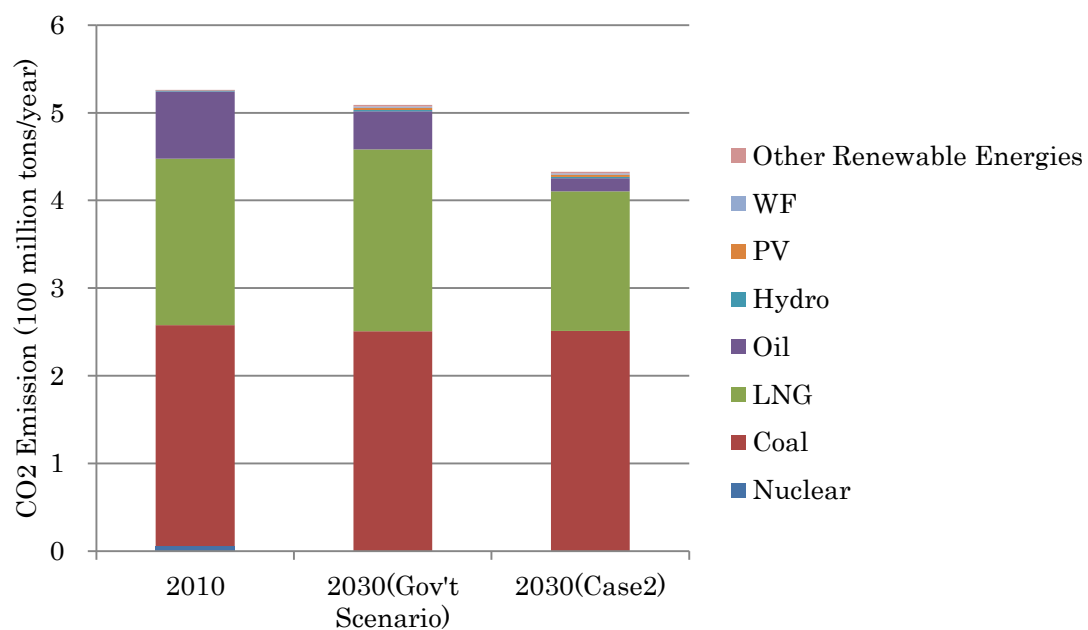


Fig. 5.2-3 Annual CO₂ Emission (Case2).

以上より，政府シナリオで考慮されていない高効率火力発電の導入による，経済面・環境面でのメリットを定量的に評価することができた。

第6章 調整力による運用評価

6.1. 調整力の年間データ

基本ケースである Case1 の解析結果において、調整力の観点からより定量的に運用の評価を行った。

Case1 では Table 6.1-1 に示すように年間 8760 時間のうち、約 46%に相当する 4075 時間において上方調整力の不足が見られた。また同じく約 37%に相当する 3238 時間において下方調整力の不足が見られた。

Case1	Upper	Lower
Annual Shortage (100 million kWh)	26.7	21.4
Annual Number of Shortage Hours	4075.1 (46.5 % of the total)	3238.6 (36.9 % of the total)

Table 6.1-1 Annual Adjustability Data (Case1).

また調整力が不足している時間帯における平均の調整力不足量を季節毎に示したのが Fig. 6.1-1 である。需要が平均的に低く中間期は供給過多になりやすく下方調整力が大幅に不足していることが分かる。夏期は年間最大需要日を含むが定期点検減少率が低く火力の稼働台数が多いため下方調整力も厳しい状況となっている。冬期は定期点検により火力の稼働率が夏期よりも低く、また全国で 64GW 導入されている太陽光発電が夜間は出力ゼロになるにもかかわらず冬期は夜間も需要が高いため、供給力が逼迫する日が多く、上方調整力の不足が大きくなっていると考えられる。

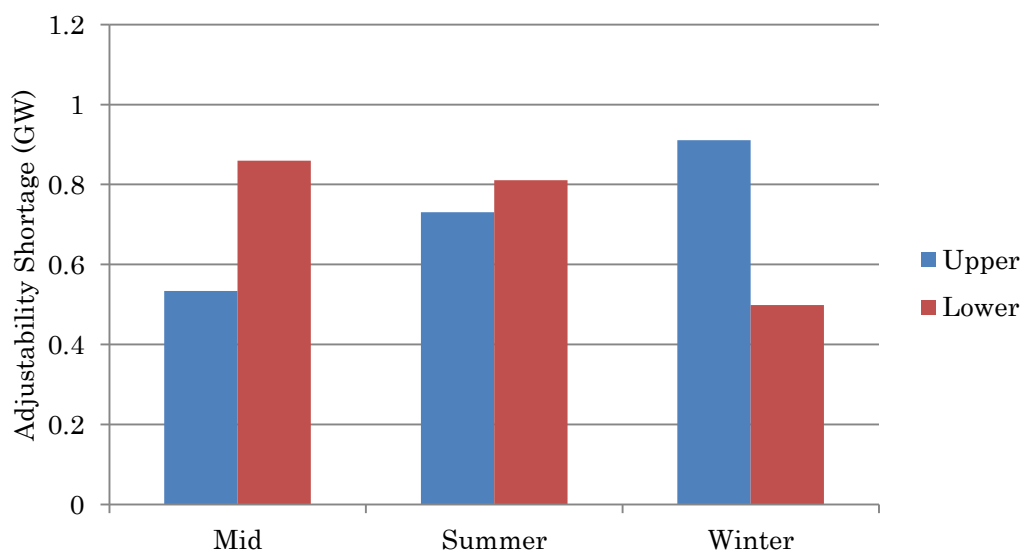


Fig. 6.1-1 Average Shortage of Adjustability (Case1).

次に Fig. 6.1-2 に調整力不足量の時間変化を各季節の平均値で示す．正の値が上方調整力，負の値が下方調整力を示している．このグラフから需給運用の厳しい時間帯を季節毎に見ることができる．

中間期においては，上方調整力は需要の立ち上がりと共に 8 時頃から不足し始め，太陽光発電の出力が大きくなる 12 時～14 時にかけては一旦下がる．しかし，太陽光発電の出力がゼロになる夕方以降でまた不足量が大きくなり夜 19 時に不足量がピークに達している．下方調整力は需要の低い夜間はほとんどの火力発電が最低負荷で運用しているためほぼ一定値で不足しており，太陽光発電の出力の増加する正午前後に不足量がピークに達している．

夏期においては，上方調整力は需要がピークとなる 12 時～14 時に不足量がピークに達している．下方調整力は夜間においても供給力に余裕が無く多くの火力発電が高出力で運転しているため，夜間の不足量はゼロになっている．日中は太陽光発電の出力の増加する正午前後に不足量がピークに達している．

冬期においては，上方調整力の不足量が非常に多く，またその変化が激しい．明け方から夜 23 時頃まで太陽光発電の出力が大きくなることによる低下はあるが，一定して大きな不足量を示している．太陽光発電の出力がゼロになり，且つ需要のピークとなる夜 18 時～19 時に不足量はピークに達している．下方調整力に関しては夏期とほぼ同様な推移をしている．

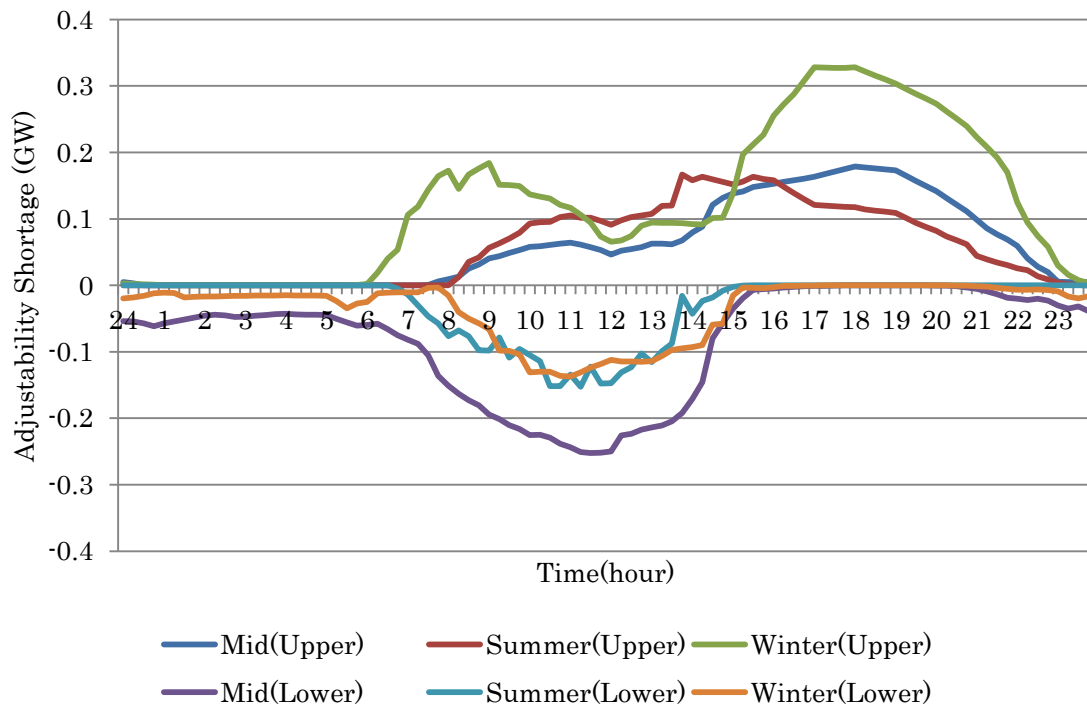


Fig. 6.1-2 Daily Change of Adjustability Shortage (Case1).

以上, Case1 を周波数調整力の観点から評価すると, 再生可能エネルギーの大量導入を想定した 2030 年の電源構成において需給運用は可能であるが, 再生可能エネルギーの変動により調整力が大きく不足し, 安定した電力供給が難しくなることが分かった.

6.2. 上方調整力の確保

前節において Case1 においては調整力が大きく不足する運用になっていることが分かった。そこで本節ではまず適切な上方調整力の確保のための解決策を検討する。

6.2.1. 日間の運転予備力による調整力確保

まず上方調整力を充足する手段として日間の運転予備率を高く設定し、火力の稼働設備量を増やす方法が考えられる。調整力として LFC に参入する電源の設備量が増えれば供給力の上限に余力が生じるため、上方調整力を緩和できると考えられる。

そこで、Case1 において日間の運転予備率を 3% から 8% に引き上げた “Case3” という電源構成モデルを解析した。

Table 6.2-1 と Fig. 6.2-1 に Case3 の年間の調整力不足量に関するデータを示す。

Case3	Upper	Lower
Annual Shortage (100 million kWh)	13.4	24.8
Annual Number of Shortage Hours	2763.5	3400.8
	(31.5 % of the total)	(38.8 % of the total)

Table 6.2-1 Annual Adjustability Data (Case3).

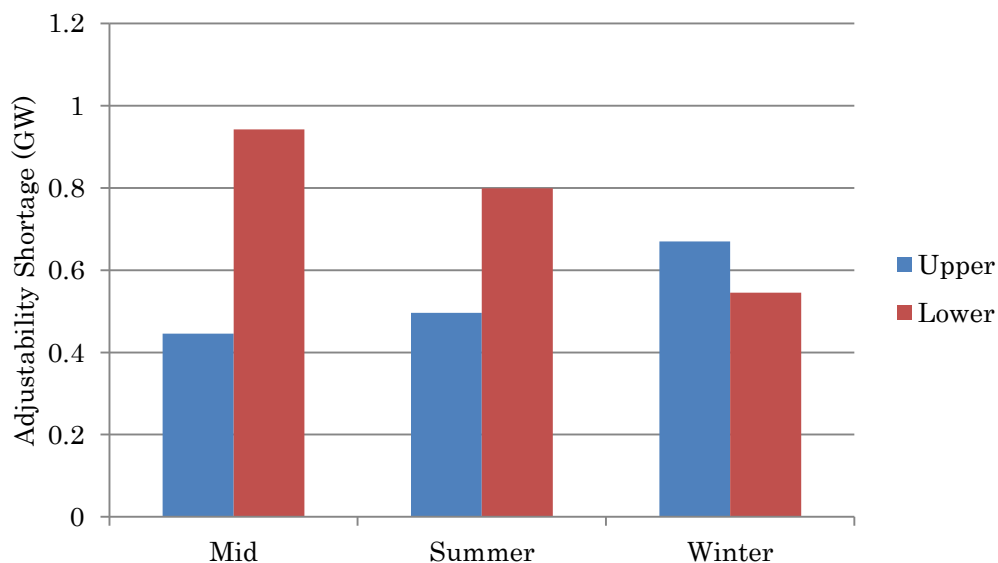


Fig. 6.2-1 Average Adjustability Shortage (Case3).

Table 6.2-1 より Case2 において、上方調整力不足量は Case1 に比べて時間にして約 32%低減されている。Fig. 6.2-1 から上方調整力不足量は Case1 よりも低減されていることが分かる。しかし、下方調整力不足量については時間にして 5%増えている。これは予備率を 8%に引き上げた結果、稼働設備量が増え、結果として需要の低い時間帯には最低負荷で運用される火力発電所が増えてしまったためと考えられる。また、本解析では考慮していないが、火力発電は低負荷で運用するほど熱効率が低下する性質があるため、実際にはより下方調整力不足量の増加は大きくなる。

よって Case2 から運転予備率を単に引き上げて運用する方法では調整力の解決には至らないことが分かる。

6.2.2. 火力の部分負荷運用による確保

次に上方調整力を満たす手段として、火力発電の出力条件として「最高負荷」を設定し、火力発電を最高出力から少し下げた部分負荷帯で運用する方法がある。火力発電の出力を抑えることですべての稼働する火力発電所において上方調整力を確保する方法である。

そこで最高負荷を 95%とする部分負荷運用の制約条件を Case1 に加えた “Case4” という電源構成モデルの解析を行った。

Table 6.2-2 と Fig. 6.2-2 に Case4 の年間の調整力不足量に関するデータを示す。

Case4	Upper	Lower
Annual Shortage (100 million kWh)	0.0	19.8
Annual Number of Shortage Hours	0.0 (0.00 % of the total)	2981.6 (34.04 % of the total)

Table 6.2-2 Annual Adjustability Data (Case4).

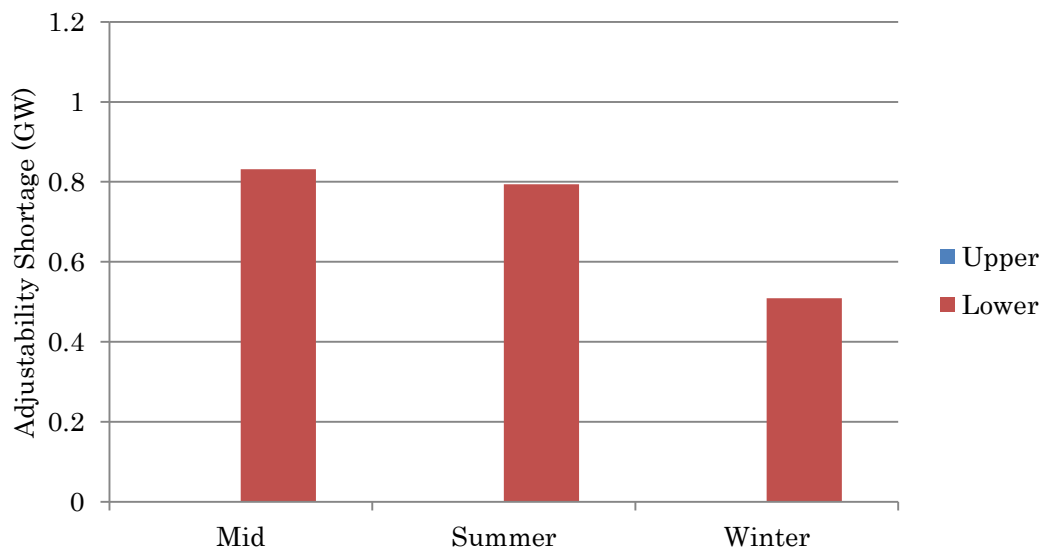


Fig. 6.2-2 Average Adjustability Shortage (Case4).

Table 6.2-2 と Fig. 6.2-2 より Case1 において年間 4,075 時間あった上方調整力不足時間がゼロになっていることが分かる。これはすべての火力を 95%の最高負荷の条件で運転しており、稼働するすべての火力発電の上方調整力を確保できているためである。また、下方調整力不足量も Case1 よりも僅かに減少しているが、これは高コスト設備

量の大きい GTCC などの稼働率が高くなり保有調整力が大きくなったためと考えられる。Case4 において年間総発電コストは低コスト火力発電の出力を抑えて高コスト火力発電を多く稼働しているのので Case1 に比べて約 400 億円上昇した。

具体例として Fig. 6.2-3 と Fig. 6.2-4 に Case4 の日間の各電源出力、調整力の時間変化を示す。これは 4.2.3 の Case1 の例でも挙げた「冬期／雪／平日／WF①(風力低出力側 2%)」の日である。

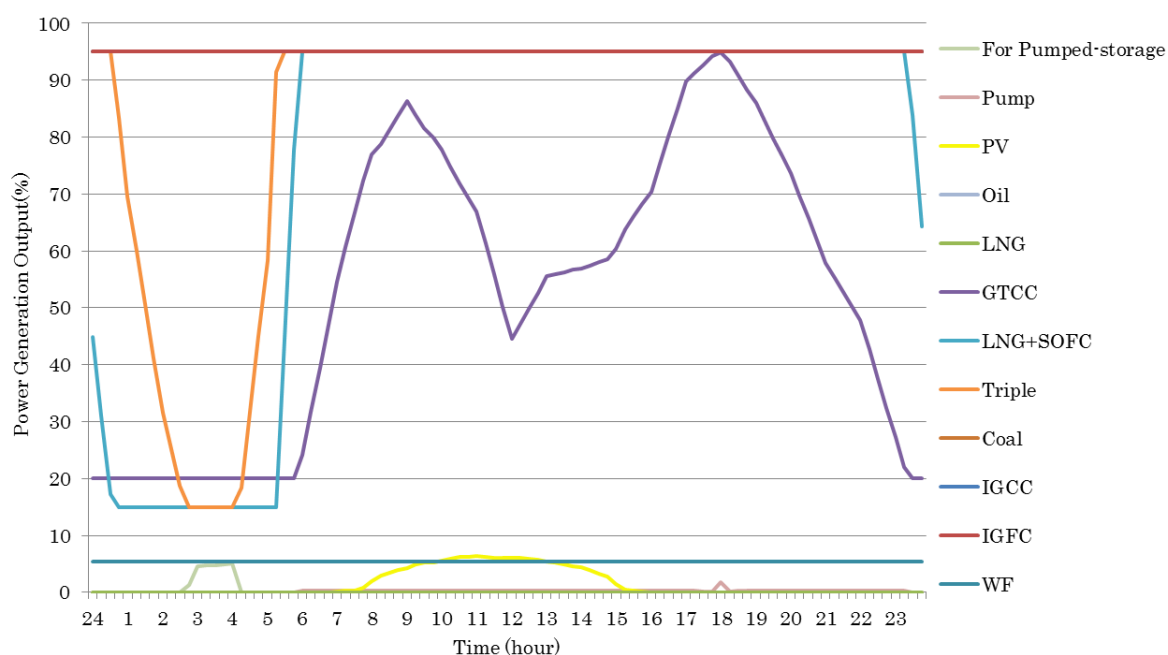


Fig. 6.2-3 Power Generation Output [Winter/Snow/Weekday/WF①] (Case4).

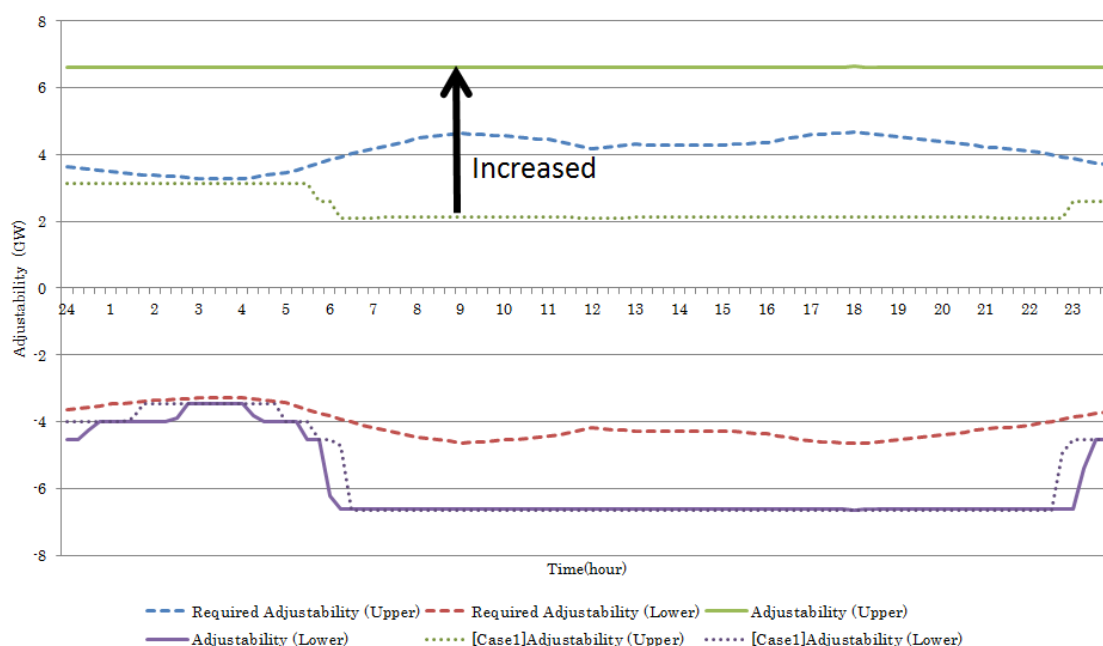


Fig. 6.2-4 Daily Adjustability Change [Winter/Snow/Weekday/WF①](Case4).

Fig. 6.2-3 より，火力が最高出力 95%の部分負荷で運用されていることが分かる．また Fig. 6.2-4 には Case1 の保有調整力と Case4 の保有調整力との比較を示した．Case4 では大幅に上方調整力が改善され，終日，上方調整力については保有調整力が所要調整力を上回っている．すべての火力発電が常に上方調整力を持っているため，保有調整力は一定値(6.6GW)となっている．

以上より高コストの火力発電の利用率が上がるため発電コストは増えるが，Case3 のような下方調整力不足量の増加は無く，Case4 における火力発電の部分負荷運用は上方調整力不足の解消手段としては有効で現実的な運用による解決方法であると考えられる．

6.3. 下方調整力の確保

前節では基本ケースである Case1 の上方調整力の確保について検討したが本節では下方調整力の確保について検討する。

Case1 では年間約 37%の時間で下方調整力の不足が見られた。系統の下方調整力を確保するためには最低負荷で運用する火力発電の出力を上げれば良いが、6.2.2 の上方調整力確保のように単純に出力を制御して負荷を上げるだけでは、供給過多となり需給バランスが取れなくなる。

そこで、下方調整力の確保の方法として最低負荷運用をしている火力発電の出力を上げ、その分増加した電力を揚水発電の汲上を使用するという方法を検討する。さらに、揚水発電の貯水量を超えない範囲ではこの方法を取り、下方調整力確保のために貯水量を超えて火力発電の負荷を吸収しなければならない場合は電力の破棄という方法をとるものとする。

Case1 の解析結果より、年間の下方調整力確保のための揚水発電汲上電力量、余剰電力量、またそれらに伴うコスト等を計算した。

まず、下方調整力が不足する日の揚水発電の日間運用について Fig. 6.3-1 に示す。これは 4.2.1 で示した「中間期/晴/平日/WF④(風力出力平均値)」の日のデータである。

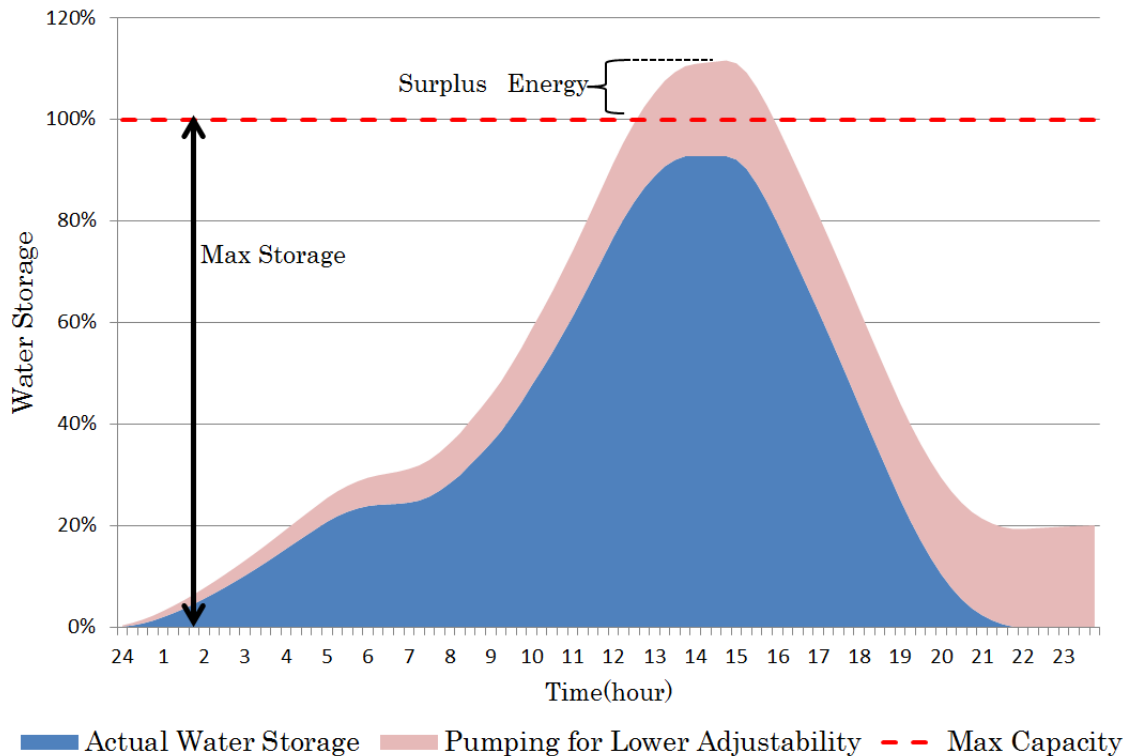


Fig. 6.3-1 Daily Variability of Pumped-Hydro Storage[Mid/Fine/Weekday/WF④].

Fig. 6.3-1 では揚水発電の実際の貯水量推移と共に、Fig. 4.2-3 における下方調整力不足量を揚水汲上により確保した場合の貯水量を重ねて表示している。全国の揚水発電の容量(貯水可能量は 6kWh/kW と仮定)を 100%として表記しているが太陽光発電により供給力が多くなる 13時～16時にかけて揚水発電で汲み上げ切れない余剰電力が発生していることが分かる。

また、Fig. 6.3-2 に Case1 の「中間期/晴/平日/WF④(風力出力平均値)」の日の下方調整力の日間変化と、前述した揚水汲上による火力の調整力確保した場合の下方調整力の増加効果を示した。揚水貯水量の制限内で汲上を行い、火力の調整力を追従させているので Case1 では不足していた午前中の時間帯で調整力不足は解消されている。しかし、太陽光発電の出力が高くなる 13 時前後に揚水の貯水量の限界に達し、組み上げが行われず調整力の不足が発生している。この部分が余剰電力となる。

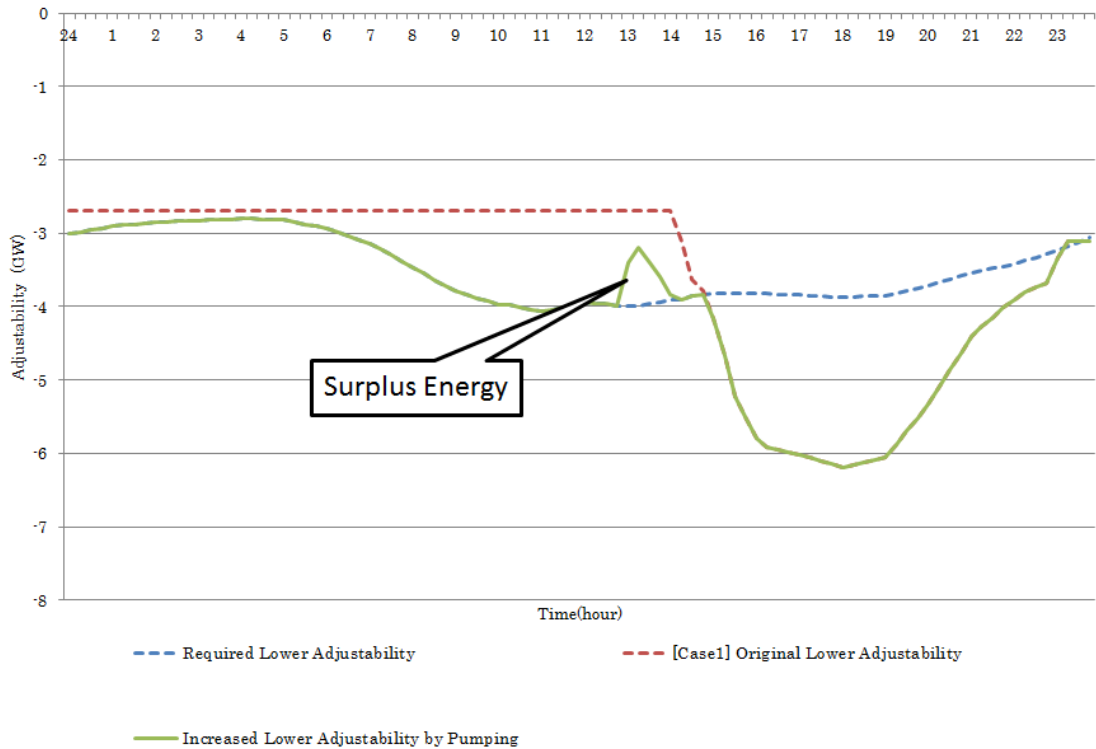


Fig. 6.3-2 Adjustability Change by Pumping for Ensuring Lower Adjustability[Mid/Fine/Weekday/WF④].

次に Case1 の解析結果全 140 パターンについてこのような計算を行い，下方調整力不足解消のための揚水発電利用について年間データを示したのが Table 6.3-1 である．

Cost of Ensuring Lower Adjustability by Pumping (100 million yen)	43.9
Number of Energy Surplus Days	54
Surplus Power (GWh)	374.0
Surplus Power Disposal Cost (100 million yen)	112.3
Ratio of Surplus Power to Annual Tonal Power	0.04%
Ratio of Disposal Cost to Annual Fuel Cost	0.4%

Table 6.3-1 Annual Data about Ensuring Lower Adjustability (Case1).

まず火力発電を最低負荷よりも上の部分負荷で運用して下方調整力を確保するために，揚水汲上費用としては約 44 億円が見込まれる．これはトリプル複合発電による発電電力で揚水汲上を行った場合の費用である．下方調整力が不足しているパターンにおいても低コストの石炭系火力発電は高負荷で運用して下方調整力を持っているので，LNG 系火力発電で一番コストの低いトリプル複合発電による汲上で見積もった．

また，揚水汲上だけでは下方調整力を満たせず余剰電力が発生する日が Case1 では年間約 54 日発生し，総電力量は約 374GWh に達した．これは年間総発電電力量の約 0.04%に当たる．これら余剰電力は相当な設備量の蓄電池導入が進めば貯めることもできるが，本解析では廃棄(出力抑制)する方向で検討した．

廃棄方法としては変動の激しい再生可能エネルギーを優先し，風力発電→太陽光発電の順に廃棄するものとした．具体的には風力のピッチ角による出力調整，太陽光発電の系統からの切り離し(熱として廃棄)などが考えられる．

2012 年時点でのそれぞれの固定買取価格¹³で廃棄すると仮定すると Case1 においては年間で約 112 億円の経済損失が見込まれることがわかった．これは年間の発電にかかる燃料費の 0.4%にあたる．また，廃棄電力に関して，風力発電と太陽光発電それぞれの内訳を Table 6.3-2 に示す．

¹³ 平成 24 年度買取価格を参考に太陽光発電 42 円/kWh ，風力発電 23 円/kWh とした [72]．

	Disposal Power Generation (100 million kWh)	Disposal Cost (100 million yen)
WF	2.4	54.7
PV	1.4	57.6
Annual Total	3.7	112.3

Table 6.3-2 Annual Surplus Power Data (Case1).

また、本解析においては揚水の貯水量は毎日 0%にリセットされると仮定して最適電源構成を求め、また電力廃棄のための設備追加にかかる費用等は考慮してないので実際は再生可能エネルギーの導入により、より大きな経済損失が見込まれると考えられる。

6.4. 調整力不足量のその他感度分析

前節までは基本ケースの Case1 を主に用いて調整力の面から運用の評価を行ったが、前提条件の仮定が電源構成モデルの調整力関連の解析結果に大きな影響を与える可能性もある。そこで本節では再生可能エネルギー導入量、太陽光・風力の変動見込み(所要調整力の定義)等の前提条件の設定を変更した場合の調整力への影響を検討した結果を示す。

6.4.1. 再生可能エネルギー導入条件の調整力への影響評価

Fig. 1.1-3 で示した政府シナリオの中で原子力ゼロ、追加対策前のシナリオを基本シナリオとして Case1 などを検討してきたが、再生可能エネルギー導入量の増加が運用に与える影響を評価するため、再生可能エネルギー導入量が 5%多い「追加対策後」の政府シナリオに基づいて各種設備量を設定した“Case5”の解析を行った。

以下にその解析結果を示す。

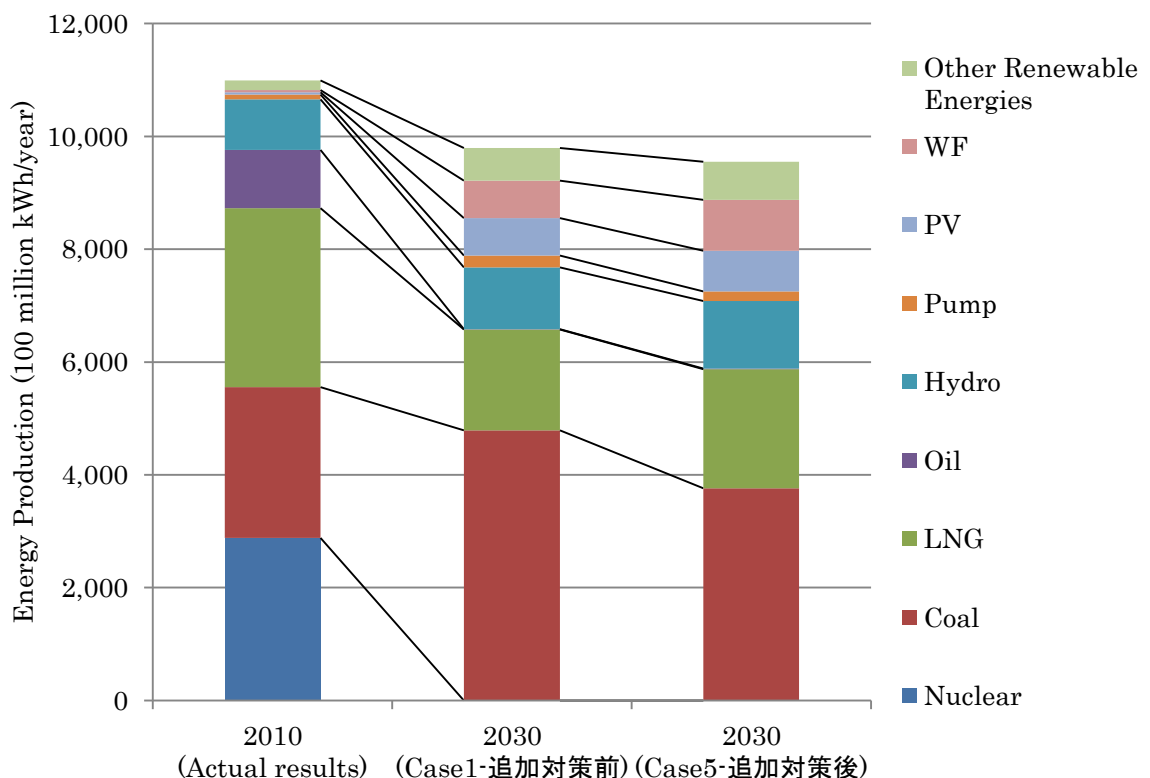


Fig. 6.4-1 Annual Energy Production (Case1/Case5).

Fig. 6.4-1 に Case5 の年間発電量の各電源別構成比を示す。

政府シナリオにおける追加対策とはさらなる省エネ、再生可能エネルギーの導入量引き上げにより CO₂削減対策を強化するものである。Fig. 6.4-1 の年間総発電電力量構成比より再生可能エネルギー導入比率が 5%高くなっていることが分かる。またそれに伴い Table 6.4-1 から、追加対策により年間の CO₂排出量が約 0.7 億トン削減される一方、約 2400 億円のコスト増加が見込まれることが分かる。

	Annual Energy Production (100 billion kWh)	Annual Energy Cost (trillion yen)	Annual CO ₂ Emission (100 million tons)
2030 (Case1-追加対策前)	9794	11.8	5.0
2030 (Case5-追加対策後)	9550	12.1	4.3

Table 6.4-1 Annual Data (Comparison between Case1 and Case5).

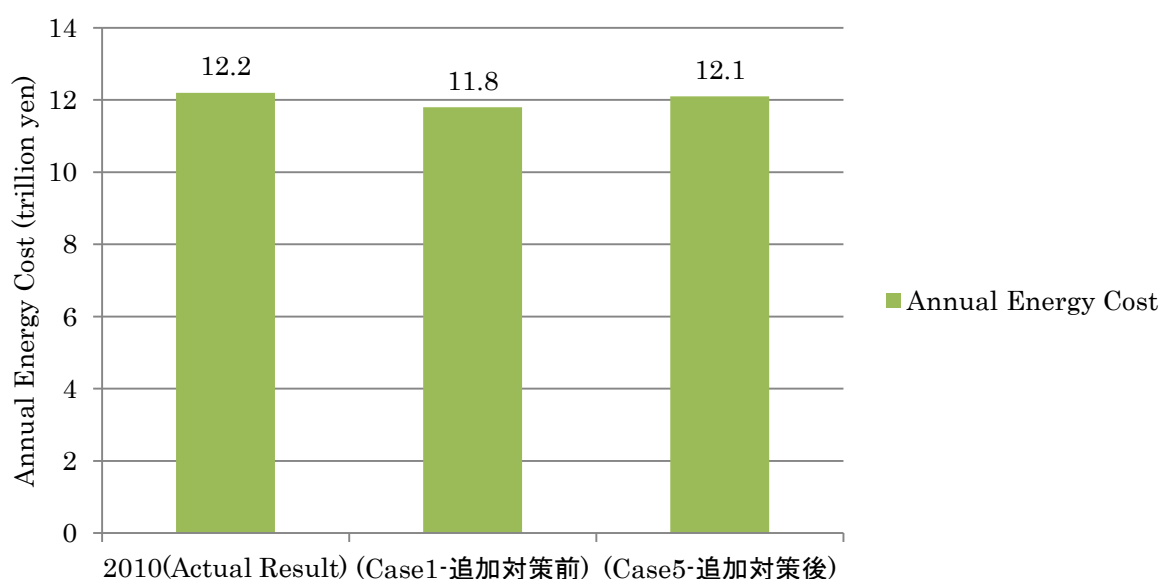


Fig. 6.4-2 Annual Energy Cost (2010/Case1/Case5)

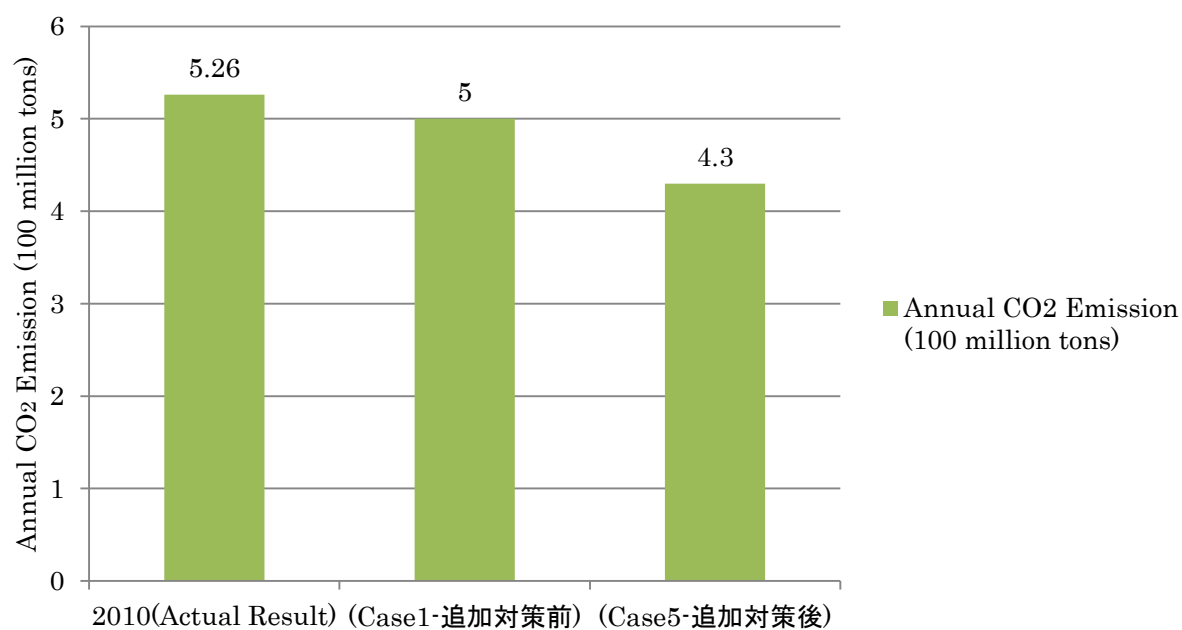


Fig. 6.4-3 Annual CO2 Emission (2010/Case1/Case5)

Table 6.4-1 より, 追加対策により年間の CO₂ 排出量が約 0.7 億トン削減される一方, 約 3000 億円のコスト増加が見込まれることが分かる. . . 発電コストの減少は需要引き下げに伴う火力新設設備量の削減によるものと考えられる.

ここで Case5 における調整力の不足量について Table 6.4-2, Fig. 6.4-4 に示す.

Annual Adjustability Shortage (100 million kWh/year)	Upper	Lower
2030 (Case1-追加対策前)	26.7	21.4
2030 (Case5-追加対策後)	21.9	57.4

Table 6.4-2 Annual Adjustability Data (Comparison between Case1 and Case5).

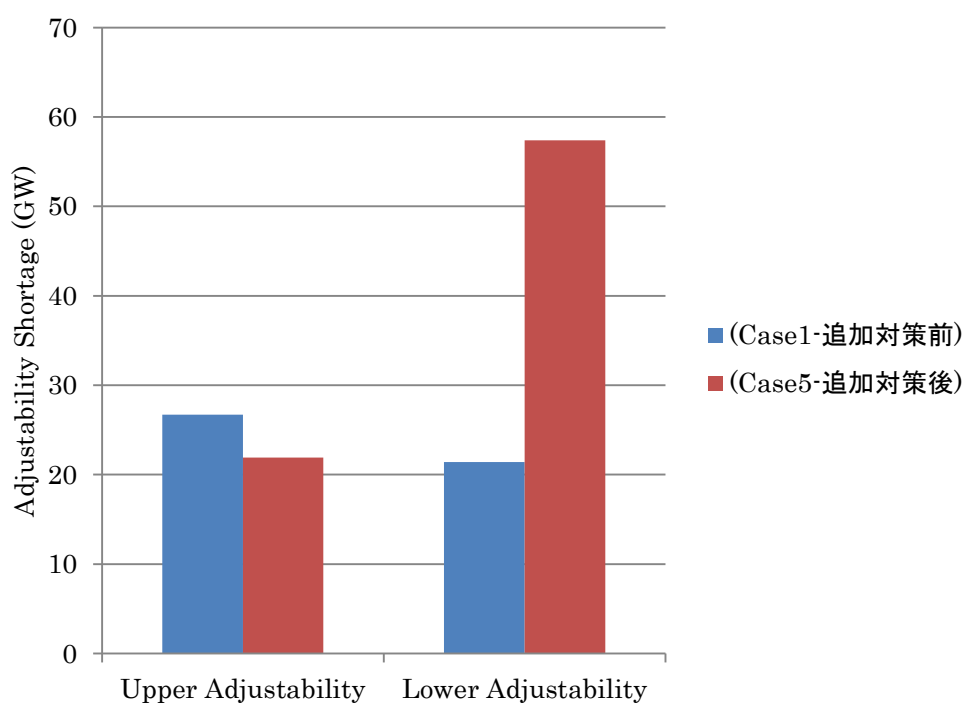


Fig. 6.4-4 Annual CO₂ Emission (2010/Case1/Case5)

上図より, 上方調整力不足は追加対策後の Case5 の方が軽減されている. これは全体の需要が Case1 より低く, 且つ水力発電やその他再生可能エネルギーなどのベース発電電力量が増加したことと, LFC 調整力に参入する火力発電の設備量が大きくなり保有調整力が大きくなったことが原因と思われる.

下方調整力については、Case5 は Case1 の約 2.5 倍以上の不足が発生していることが分かった。そこで Case5 について下方調整力不足解消のための揚水発電利用について年間データを示したのが Table 6.4-3 である。

	(Case1-追加対策前)	(Case5-追加対策後)
Cost of Ensuring Lower Adjustability by Pumping(100 million yen)	43.9	121.4
Number of Energy Surplus Days	54	90
Surplus Power (GWh)	374.0	857.2
Surplus Power Disposal Cost (100 million)	112.3	254.5
Ratio of Surplus Power to Annual Tonal Power	0.04%	0.09%
Ratio of Disposal Cost to Annual Fuel Cost	0.40%	0.90%

Table 6.4-3 Annual Data about Ensuring Lower Adjustability (Case5).

Table 6.3-1 の Case1 のデータと比較すると、下方調整力不足の問題がより深刻であることが分かる。

追加対策前の Case1 に比べ追加対策後の Case2 では、揚水による下方調整力確保のための費用が約 96 億円増加、その上余剰電力が発生する日は約 90 日に達している。また、それに伴って電力廃棄費用は倍以上の約 254 億円となり、全燃料費の 1%近くに達している。

以上より政府の追加対策により再生可能エネルギー導入量を増やした場合、CO₂排出量削減について一定の効果が得られるが、一方で下方調整力確保が難しくなり安定した需給運用のためにはコストが増加することが分かった。

6.4.2. その他前提条件の調整力への影響評価

Case1 の計算には Table 2.9-1 の設定条件に基づいて調整力を計算したが、これらのパラメータの将来特性は今後変わる可能性もあり、調整力に関わる重要なパラメータでありながら不確実性を伴う前提条件である。そこで、本項ではこれらの設定条件を変化させて調整力に対する感度分析を行った結果を示す。

Case1 での所要調整力の設定は、太陽光は出力比 3%、風力は定格比 5%と比較的低く見積もっている。また、火力発電所の LFC 調整力は定格比 5%としている。そこで、それぞれ不確実性・将来性を加味して、

- ・太陽光所要調整力…出力比 6%、9%
- ・風力所要調整力…定格比 10%、15%
- ・火力 LFC 調整力…定格比 10%

とした場合の調整力関連の追加計算を行った。なお、その他の設定条件は Case1 と同じであり、結果は基本ケースである Case1 と比較して示す。

以下に設定条件を変えた場合の調整力不足量、下方調整力確保のための余剰電力廃棄費用の変化を示す。

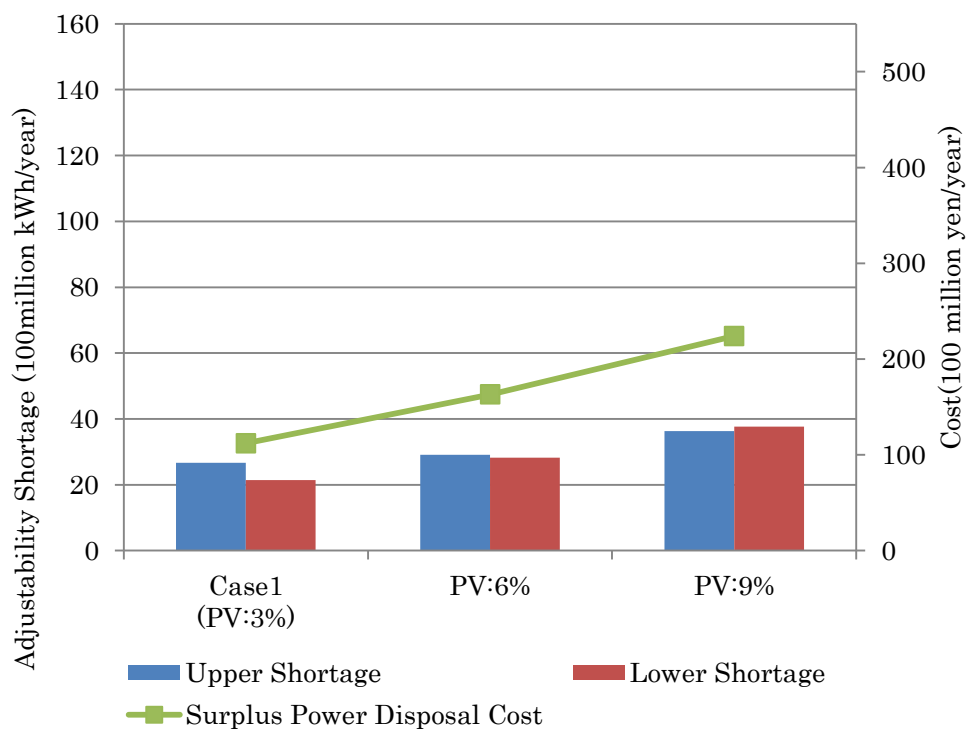


Fig. 6.4-5 Sensitivity Analysis of PV Adjustability Prameter.

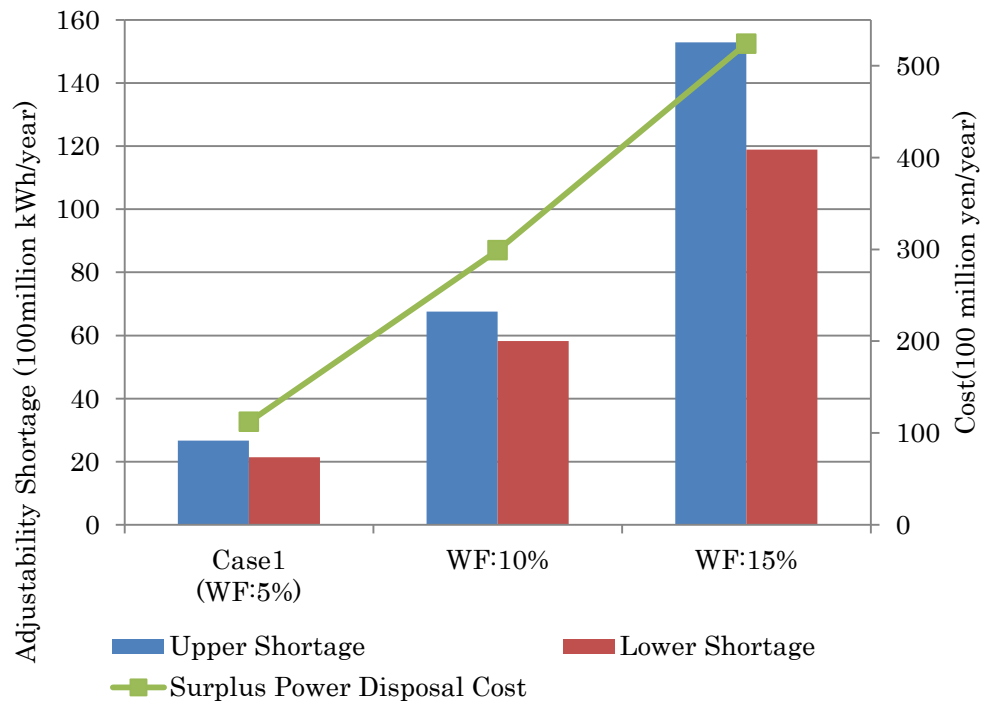


Fig. 6.4-6 Sensitivity Analysis of WF Adjustability Prameter.

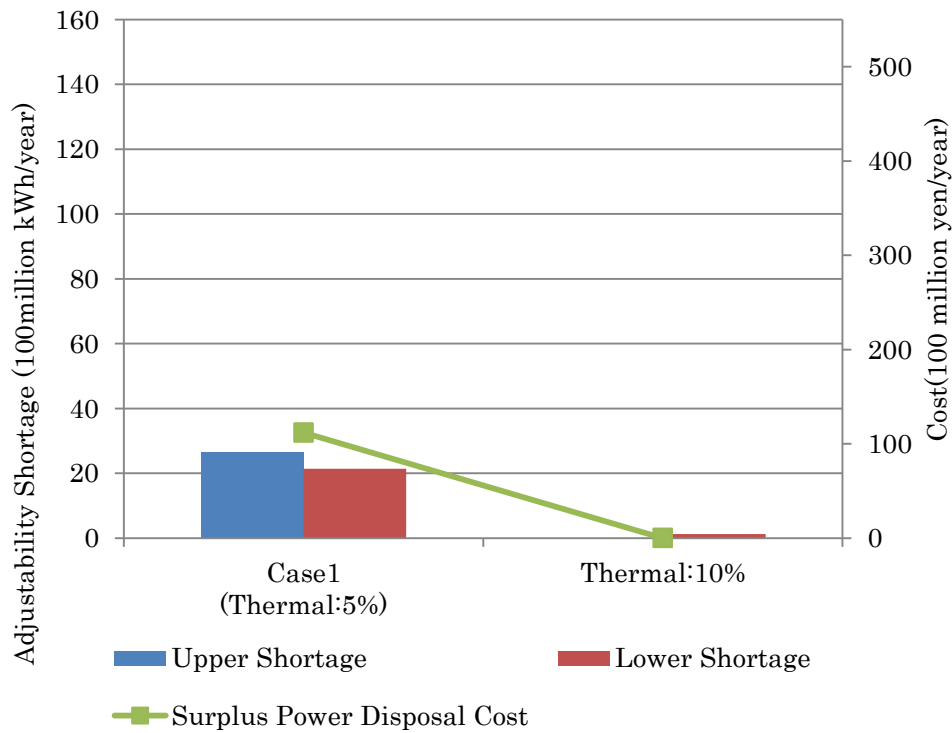


Fig. 6.4-7 Sensitivity Analysis of Thermal Power LFC Prameter.

Fig. 6.4-5 は太陽光の所要調整力計算パラメータを基本ケースの出力比 3%から出力比 6%まで変化させた際の年間調整力不足量，余剰電力廃棄費用の変化を示している。下方調整力の方が上方調整力よりも不足量が増える割合が大きく，それに伴い余剰電力廃棄量も増えており，出力比 9%の際には廃棄費用は約 224 億円となっている。

Fig. 6.4-6 は風力の所要調整力計算パラメータを基本ケースの定格比 5%から定格比 15%まで変化させた際の年間調整力不足量，余剰電力廃棄費用の変化を示している。風力は予測不可な変動が大きく，所要調整力は定格容量比で定義されるので，上方調整力・下方調整力共に同じ割合で不足量が増えている。定格比 15%の際には，廃棄電力費用は約 524 億円となっている。

Fig. 6.4-7 は火力発電の LFC 調整力計算パラメータを基本ケースの定格比 5%の 2 倍の定格比 10%に設定した際の年間調整力不足量，余剰電力廃棄費用の変化を示している。下方調整力不足量が約 1 億 kWh とわずかにあるものの調整力はほぼ充足されている。

また、上方調整力不足を解消するために火力の部分負荷運用を行う Case4 にて同様に太陽光・風力の所要調整力計算パラメータを変化させた所、太陽光に関しては出力比 9%まで変化させても上方調整力の不足は発生しなかった。しかし、Fig. 6.4-8 のように風力については所要調整力パラメータを定格比 10%, 15%と設定した際には火力の部分負荷運用対策のみでは不十分で上方調整力の不足が発生した。ただし同図に示すように、Case4 の部分負荷運用を行い且つ火力の LFC 調整力を定格比 10%に拡大出来れば、上方調整力を充足することができることが分かった。

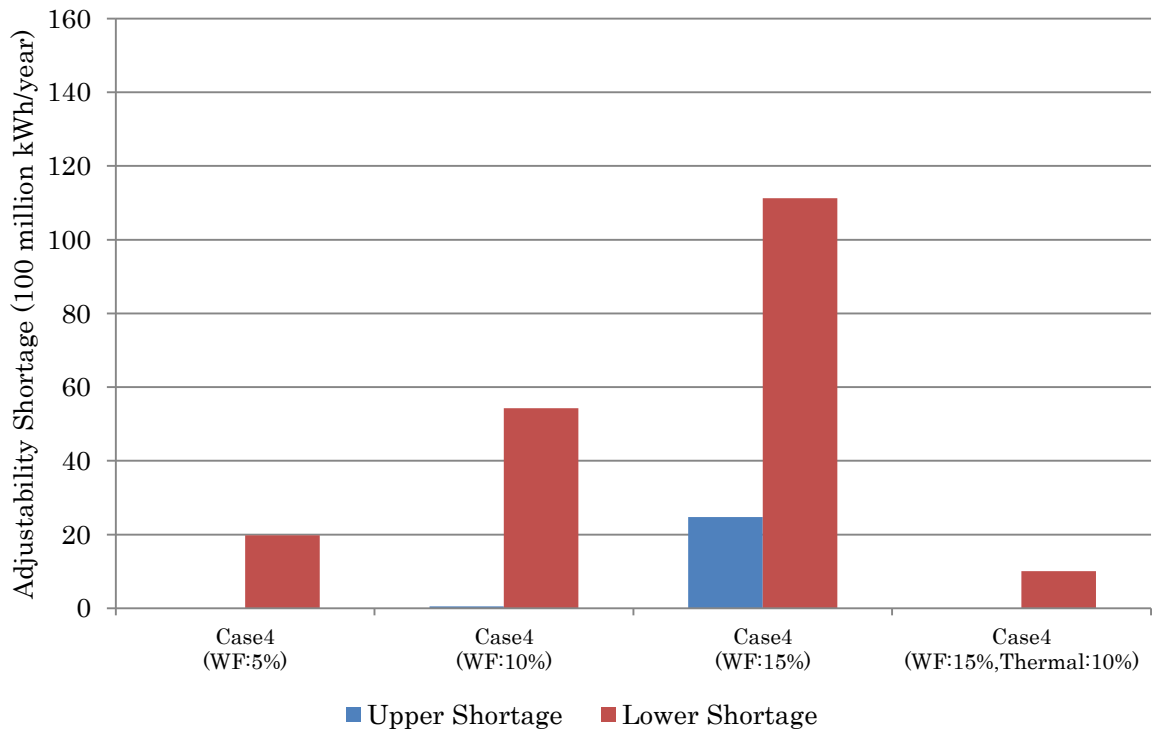


Fig. 6.4-8 Sensitivity Analysis of WF Adjustability Parametr on Case4.

以上より本節では所要調整力・保有調整力計算に用いるパラメータによって、年間の調整力不足量、またその解消に必要なコスト・対策が大きく変わることを示した。このことから、将来の電源構成や現実的な需給運用方法の計画を立てるために風力・太陽光の出力変動の不確定性をより正確に把握するため、太陽光・風力の出力データの解析・予測技術の発達が求められる。

また、火力の部分負荷運転・揚水汲上の活用という運用による調整力確保方法に加えて、火力の根本的な LFC 調整力向上が大きな効果を持つことが分かった。この点についてはさらなる技術開発が求められる。

第7章 結論

7.1. 結論

本研究ではまず、最新の実績データを用い実際の運用を正確に再現した電源構成モデルを構築した。そして、日本のエネルギー政策の重要点である 2030 年の再生可能エネルギーの大量導入を前提とした政府のエネルギーシナリオについてシミュレーションを行い、コスト・CO₂排出量等を定量的に評価した。さらに、政府シナリオで考慮されていない高効率火力発電の導入を仮定したケースの解析を行った。その結果、政府シナリオに比べて年間燃料費が約 19%削減、年間 CO₂排出量が約 12%削減されることを示し、高効率火力導入の効果を定量的に評価できた。

また、政府シナリオの電源構成モデルの需給運用を系統の周波数調整力の観点から定量的に評価する手法を確立した。2030 年の電源構成モデルにおいて需給運用は可能であるが、再生可能エネルギーの大量導入により供給力の変動の不確定性が増すため、系統の調整力不足が大きな問題となることが分かった。

上方調整力については年間で約 4075 時間の不足が発生する事が分かった。そこで、火力発電の部分負荷運用による調整力確保を仮定したケースを解析したところ、年間の発電コストは約 400 億円上昇するものの、上方調整力の不足はゼロになることを示し、再生可能エネルギー大量導入時において火力発電の部分負荷運用が上方調整力確保の有効な解決方法であることを示した。

下方調整力については年間で約 3238 時間の不足が発生することが分かった。そこで揚水発電の汲上により火力発電所を最低負荷以上の負荷帯に置くケースを解析した所、コストが約 44 億円追加でかかるものの、下方調整力不足を低減できることが分かった。しかし、揚水発電の貯水量の制限上、余剰電力が発生する日が年間約 54 日発生することが分かった。余剰電力については太陽光・風力の再生可能エネルギー源の電力を廃棄すると仮定し、廃棄に必要なコストが約 112 億円になることを示した。以上より、再生可能エネルギーの大量導入にあたっては余剰電力の問題が深刻であることを定量的に示した。将来のエネルギー政策策定にあたっては、運用対策・系統対策両方の面から安定した需給運用を目指して解決策を練る必要がある。

更に本研究では所要調整力で見積もる太陽光・風力の出力変動等、現時点では不確定性を伴う前提条件に対する調整力不足量の感度分析を行った。その中でも不確定性の大きい風力については所要調整力パラメータを 15%まで見積もった場合、部分負荷運転等の運用対策のみでは調整力を確保できないことを示した。仮定として火力の LFC 調整力を技術革新により、定格比 10%まで拡大出来ればこの問題は解決できる。以上より、自然変動電源の所要調整力パラメータの見積りが、調整力不足量に与える影響は大

きく，将来の電源構成における需給運用の精度の高い評価のためにも太陽光・風力の出力データの解析・予測技術の発達が必要であることが分かった．

7.2. 今後の課題

将来の再生可能エネルギー大量導入時の需給運用の評価をより正確に行うためには以下に示した項目を実施することが重要である。

① 電源構成モデルの精度向上

本電源構成モデルにおける前提条件では仮定を置いた部分も多く、低負荷で運転する火力発電機の発電効率低下の考慮、調整力算出パラメータの精度向上などが必要。

② 揚水発電の長期計画に基づく運用の考慮

本研究では日間の最適電源構成を求めたため揚水発電の貯水運用について現実在即しているとは言えない。週間、月間での揚水運用の最適化を考慮出来れば再生可能エネルギー導入時の影響を更に正確に評価できる。

③ 系統の制約の考慮

本研究では全国モデルとして電源構成を求めたが、実際は各電力系統をつなぐ連系線の制約、供給周波数の異なる電力系統をまたぐ際の連系量の制約などが加わると再生可能エネルギー導入による調整力不足の問題はより深刻になる可能性があり、系統対策の検討のためにもこれらの制約をモデルに取り込むことは重要な課題である。

参考文献

- [1] 経済産業省, “総合資源エネルギー調査会総合部会 (第 2 回会合)・基本計画委員会 (第 4 回会合) 合同会合-,” [オンライン]. Available: <http://www.meti.go.jp/committee/materials2/data/g100608aj.html>. [アクセス日: 15 12 2012].
- [2] 関西電力, “発電状況とモニタリング 原子力発電所の運転状況,” [オンライン]. Available: http://www1.kepco.co.jp/gensi/monitor/live_untan/u_real.html. [アクセス日: 20 1 2013].
- [3] 国家戦略室, “エネルギー・環境に関する選択肢,” [オンライン]. Available: <http://www.npu.go.jp/policy/policy09/pdf/20120713/gaiyo.pdf>. [アクセス日: 3 8 2012].
- [4] 国家戦略室, “革新的エネルギー・環境戦略,” 14 9 2012. [オンライン]. Available: http://www.npu.go.jp/policy/policy09/pdf/20120914/20120914_1.pdf. [アクセス日: 1 10 2012].
- [5] 成田定治, 東京大学, “卒業論文「火力発電の高効率化を考慮した最適電源構成の研究」,” 2012.
- [6] 藤井康正, “最適電源モデル計画モデルを用いた CO2 排出量削減戦略の評価” .
- [7] 藤井康正, “「新しい物質・エネルギー統合モデルの構築に向けて」,” 第 11 回 CEE シンポジウム 講演論旨集, 2011.
- [8] 資源エネルギー庁, “水力のページ,” [オンライン]. Available: <http://www.enecho.meti.go.jp/hydraulic/index.html>. [アクセス日: 11 1 2013].
- [9] 電気事業連合会, “電気事業連合会ホームページ・火力発電,” [オンライン]. Available: <http://www.fepc.or.jp/enterprise/hatsuden/fire/index.html>. [アクセス日: 15 12 2012].
- [10] 西華産業株式会社, “発電・エネルギー設備 GTCC 発電,” [オンライン]. Available: <http://www.seika.com/product/power/fire/gtcc>. [アクセス日: 19 1 2013].
- [11] 電気事業連合会, “電気事業連合会ホームページ・原子力発電,” [オンライ

- ン]. Available:
<http://www.fepc.or.jp/enterprise/hatsuden/nuclear/index.html>. [アクセス日:
12 01 2013].
- [12] 関西電力, “発電状況とモニタリング・原子力発電所の運転状況～運転出力
～,” [オンライン]. Available:
http://www1.kepco.co.jp/gensi/monitor/live_untan/u_real.html. [アクセス日:
13 1 2013].
- [13] クリーンコールパワー研究所, “IGCC (石炭ガス化複合発電) とは,” [オ
ンライン]. Available: <http://www.ccpower.co.jp/igcc/about.html>. [アクセス日:
11 1 2013].
- [14] 三菱重工業㈱, “低炭素社会特集,” 三菱重工技報, 第 巻 No.1, 第 Vol.47,
2010.
- [15] 田. 茂, 燃料電池の基礎マスター, 電気書院, 2009.
- [16] 橋本彰, “集中電源の機能向上について,” 第 12 回 CEE シンポジウム講演
論旨集, 2012 年 1 月 27 日.
- [17] 東京電力, “太陽光発電 (メガソーラー),” [オンライン]. Available:
<http://www.tepco.co.jp/csr/renewable/megasolar/index-j.html>. [アクセス日:
15 12 2012].
- [18] 電気事業連合会, “電気事業連合会ホームページ・風力発電,” [オンライン].
Available:
[http://www.fepc.or.jp/enterprise/hatsuden/new_energy/huuryoku/index.htm](http://www.fepc.or.jp/enterprise/hatsuden/new_energy/huuryoku/index.html)
l. [アクセス日: 15 1 2013].
- [19] 日本地熱開発起業協議会, “地熱発電とは,” [オンライン]. Available:
<http://www.chikaikyo.com/chinetsu/index.html>. [アクセス日: 13 1 2013].
- [20] 資源エネルギー庁, “再生可能エネルギー・地熱発電,” [オンライン].
Available:
<http://www.enecho.meti.go.jp/saiene/renewable/geothermal/index.html>. [ア
クセス日: 13 1 2013].
- [21] 資源エネルギー庁, “再生可能エネルギー・バイオマス発電,” [オンライン].
Available:
<http://www.enecho.meti.go.jp/saiene/renewable/biomass/index.html>. [ア
クセス日: 13 1 2013].
- [22] 中部電力, “波力・潮汐発電,” [オンライン]. Available:
http://www.chuden.co.jp/kids/kids_denki/tsukuru/tsu_wave/index.html. [ア
-

- クセス日: 13 1 2013].
- [23] Xnesys, “海洋温度差発電,” [オンライン]. Available: <http://www.xenesys.com/products/otec.html>. [アクセス日: 5 1 2013].
- [24] 独立行政法人 科学技術振興機構, “-科学技術 全て伝えます-Science Portal サイエンスポータル編集ニュース,” 10 7 2012. [オンライン]. Available: <http://scienceportal.jp/news/daily/1207/1207101.html>. [アクセス日: 13 1 2013].
- [25] 電気学会, “電気学会技術報告 869 号「電力系統における常時及び緊急時の負荷周波数制御」,” 2004.
- [26] ㈱エネルギーフォーラム, 電気事業事典-電気事業講座, 2008.
- [27] 環境省, “電力需給調整システムについての検討,” [オンライン]. Available: <http://www.env.go.jp/council/06earth/y0613-16/ref06-22.pdf>. [アクセス日: 13 11 2012].
- [28] 倉本学, 永田真幸, 井上俊雄, “太陽光発電大量導入時における所要周波数調整力の評価,” 電力中央研究所, 2011.
- [29] 四国電力, “連系可能量の算定,” [オンライン]. Available: http://www.yonden.co.jp/energy/n_ene_kounyu/furyoku_renkei/page_00/04.html. [アクセス日: 15 1 2013].
- [30] 東北電力, “東北系統への風力発電の連系可能量の検討結果,” 2004. [オンライン]. Available: http://www.tohoku-epco.co.jp/oshirase/newene/04/pdf/h18_temp01.pdf. [アクセス日: 15 1 2013].
- [31] 国家戦略室, “日本再生の基本戦略～危機の克服とフロンティアへの挑戦～,” 24 12 2011. [オンライン]. Available: <http://www.npu.go.jp/policy/pdf/20111226/20111224.pdf>. [アクセス日: 10 12 2012].
- [32] 国家戦略室, “財政運営戦略,” 22 6 2010. [オンライン]. Available: http://www.npu.go.jp/policy/policy01/pdf/20100622/100622_zaiseiunei-kakugikettei.pdf. [アクセス日: 15 12 2013].
- [33] 資源エネルギー庁, “総合資源エネルギー調査会資料,” 3 2012. [オンライン]. Available: <http://www.enecho.meti.go.jp/info/committee/kihonmondai/17th/17-2-1.pdf>. [アクセス日: 15 1 2013].
- [34] 東京電力, “過去の電力使用実績データのダウンロード,” [オンライン].
-

-
- Available: <http://www.tepco.co.jp/forecast/html/download-j.html>. [アクセス日: 01 12 2012].
- [35] 東京管区気象台, “日別天気出現率,” [オンライン]. Available: http://www.jma-net.go.jp/tokyo/sub_index/kansoku_data/tenki/link.html. [アクセス日: 15 12 2012].
- [36] 札幌管区気象台, “北海道の統計データ,” [オンライン]. Available: <http://www.jma-net.go.jp/sapporo/observe/observe.html>. [アクセス日: 25 12 2012].
- [37] 仙台管区気象台, [オンライン]. Available: <http://www.jma-net.go.jp/sendai/>. [アクセス日: 11 1 2013].
- [38] 大阪管区気象台, “天気出現率,” [オンライン]. Available: <http://www.jma-net.go.jp/osaka/kikou/tenki2/syutugenritu.html>. [アクセス日: 15 12 2012].
- [39] 福岡管区気象台, “天気の出現率,” [オンライン]. Available: http://www.jma-net.go.jp/fukuoka/chosa/tenki_syutugenritu.html.
- [40] 沖縄気象台, “天気出現率（那覇）,” [オンライン]. Available: <http://www.jma-net.go.jp/okinawa/menu/syokai/toukei/data/tenki936.html>. [アクセス日: 25 12 2012].
- [41] 電気事業連合会統計委員会, 電気事業便覧, 社団法人日本電気協会.
- [42] 国家戦略室, “話そう” エネルギーと環境のみらい”, 重要文書・データ, シナリオ詳細データ（成長ケース・低成長ケース追加）,” [オンライン]. Available: <http://www.npu.go.jp/sentakushi/database/index.html>. [アクセス日: 3 8 2012].
- [43] 経済産業省, “「平成 22 年度電力供給計画の概要」表 2-3 発電設備構成の推移,” 3 2013. [オンライン]. Available: <http://www.meti.go.jp/press/20100331011/20100331011.html>. [アクセス日: 11 1 2013].
- [44] 環境省, “中央環境審議会, 再生可能エネルギー関連資料,” [オンライン]. Available: <http://www.env.go.jp/council/06earth/y060-111/ref05.pdf>. [アクセス日: 1 8 2012].
- [45] 環境省, “H22 再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査報告書,” 4 2011. [オンライン]. Available: <http://www.env.go.jp/earth/report/h23-03/>. [アクセス日: 11 1 2013].
- [46] 気象庁, “過去の気象データ検索,” [オンライン]. Available:
-

- <http://www.data.jma.go.jp/obd/stats/etrn/index.php>. [アクセス日: 11 1 2013].
- [47] 荻本和彦, “電力需給解析のための全国風力発電量データの収集と分析,” 日本電気学会, 2012.
- [48] 東北電力, “供給力が毎日変わる理由,” [オンライン]. Available: <http://setsuden.tohoku-epco.co.jp/terms/reason.html>. [アクセス日: 16 1 2013].
- [49] 国家戦略室, “コスト等検証委員会 第 8 回会議,” [オンライン]. Available: <http://www.npu.go.jp/policy/policy09/archive02.html>. [アクセス日: 11 1 2013].
- [50] 国家戦略室, “発電コスト試算シート,” [オンライン]. Available: http://www.npu.go.jp/policy/policy09/archive02_shisan_sheet.html. [アクセス日: 29 11 2012].
- [51] 電力中央研究所, “電源別のライフサイクル CO2 排出量を評価,” 電中研ニュース, 第 No.468.
- [52] 櫻井啓一郎, “太陽光発電の EPT/EPR/LCA/CO2 排出量参考資料,” 2011. [オンライン]. Available: <http://ksakurai.nwr.jp/R/slides/misc/FAQ-EPT.pdf>. [アクセス日: 5 1 2013].
- [53] 岩船由美子、山地憲治, “「長期的な電源構成を考慮した民生部門における CO2 排出削減施策の総合的評価」,” 電気学会論文誌 B, Vol.121、No.12, 2001.
- [54] 荻本和彦、片岡和人、池上貴志, “「長期の電力需給計画における低炭素化実現の予備検討」 エネルギー・資源学会 第 30 回研究発表会 20-2,” 2011.
- [55] 荻本和彦、岩船由美子, 「エネルギー需給の今後を考える ―震災からの回復、供給セキュリティの観点を含めて―」, 技術フォーラム「いま何をなすべきか ―東日本大震災からの復興のために―」講演論旨集, 2011.
- [56] 環境省, “低炭素社会づくり行動計画,” 7 2008. [オンライン]. Available: http://www.env.go.jp/press/file_view.php?serial=11912&hou_id=10025. [アクセス日: 11 1 2013].
- [57] 経済産業省, “総合資源エネルギー調査会 総合部会,” [オンライン]. Available: http://www.meti.go.jp/committee/gizi_8/2.html. [アクセス日: 11 1 2013].
- [58] 経済産業省, “新たなエネルギー基本計画の策定について,” 6 2010. [オンライン]. Available: <http://www.meti.go.jp/committee/summary/0004657/energy.html>. [アクセス

- 日: 15 12 2011].
- [59] 経済産業省, “長期エネルギー需給見通し,” 21 5 2008. [オンライン]. Available: <http://www.meti.go.jp/report/data/g80521aj.html>. [アクセス日: 10 11 2012].
- [60] 経済産業省, “節電 - 電力消費をおさえるには -,” [オンライン]. Available: <http://www.meti.go.jp/setsuden/index.html>. [アクセス日: 11 1 2013].
- [61] 三菱重工業(株), “究極の高効率火力発電-SOFC(固体酸化物形燃料電池)トリプルコンバインドサイクルシステム,” 三菱重工技報, 第 巻 No.3, 第 Vol.48, 2011.
- [62] 経済産業省, “総合資源エネルギー調査会 基本問題委員会第 1 回会合,” [オンライン]. Available: <http://www.enecho.meti.go.jp/info/committee/kihonmondai/index.htm>. [アクセス日: 11 1 2013].
- [63] 南條敦, 「分散電源の可能性 SOFC 開発状況」, 第 12 回 CEE シンポジウム講演論旨集, 2012.
- [64] 藤井康正 (脱温暖化 2050 プロジェクト), “都市エネルギー供給由来の二酸化炭素排出評価と変革による削減効果,” 脱温暖化社会に向けた中長期的政策オプションの多面的かつ総合的な評価・予測・立案手法の確立に関する総合研究プロジェクト, 2007.
- [65] 日本原子力産業協会, “日本の原子力発電所の運転状況,” [オンライン]. Available: <http://www.jaif.or.jp/ja/news/2012/jp-npps-operation120114rev.pdf>. [アクセス日: 01 12 2012].
- [66] 資源エネルギー庁, “エネルギー白書 2011-第一章 国内エネルギー動向,” [オンライン]. Available: <http://www.enecho.meti.go.jp/topics/hakusho/2011energyhtml/2-1-4.html>. [アクセス日: 26 12 2012].
- [67] 電気事業連合会, “原子力エネルギー図面集-第 2 章「地球規模の環境問題」,” [オンライン]. Available: <http://www.fepc.or.jp/library/pamphlet/zumenshu/index.html>.
- [68] 環境省, “火力発電の構成について-火力発電所の出力調整力,” [オンライン]. Available: <http://www.env.go.jp/council/06earth/y060-109/ref04-2.pdf>. [アクセス日: 10 12 2012].
-

- [69] 電気事業連合会, “電気事業連合会ホームページ,” [オンライン]. Available: <http://www.fepc.or.jp/>. [アクセス日: 15 12 2012].
- [70] 電気事業連合会, “電気事業連合会ホームページ・コンバインドサイクル発電,” [オンライン]. Available: http://www.fepc.or.jp/enterprise/hatsuden/fire/combined_cycle/index.html. [アクセス日: 12 1 2013].
- [71] 日経 BP 社, “Tech-On!,” 5 12 2011. [オンライン]. Available: <http://techon.nikkeibp.co.jp/article/WORD/20121106/249620/?ST=print>. [アクセス日: 15 12 2012].
- [72] 経済産業省 資源エネルギー庁, “再生可能エネルギーの固定価格買取制度,” 18 12 2012. [オンライン]. Available: <http://www.enecho.meti.go.jp/saiene/kaitori/kakaku.html>. [アクセス日: 10 1 2013].

付章

付章 A. 原発ゼロシナリオ, 慎重ケースにおける電源構成

エネルギー・環境会議にて提言された慎重ケースシナリオの年間発電電力量の構成の詳細を下図に示す。赤字で表示したのが本研究で基本にしたゼロシナリオ(追加対策前)の慎重ケースである [42].

<慎重> 2030年の姿	2010	ゼロシナリオ (追加対策前)	ゼロシナリオ (追加対策後)	15シナリオ	20~25シナリオ	
					20シナリオ	25シナリオ
発電電力量(億kWh)	10,908	9,794	9,550	9,823	9,827	9,849
原子力	2,882	0	0	1,471	1,998	2,498
石炭火力	2,672	2,659	1,928	1,943	1,692	1,667
コジェネ以外	2,618	2,587	1,856	1,871	1,620	1,595
コジェネ	54	72	72	72	72	72
LNG火力	3,172	3,463	3,517	2,818	2,564	2,602
コジェネ以外	2,998	2,158	2,212	1,513	1,259	1,297
コジェネ	174	1,305	1,305	1,305	1,305	1,305
石油火力	1,037	592	525	511	493	502
コジェネ以外	950	470	403	389	371	380
コジェネ	87	122	122	122	122	122
再生可能エネルギー等	1,145	3,080	3,580	3,080	3,080	2,580
水力	894	1,175	1,280	1,175	1,175	1,175
大規模	441	464	464	464	464	464
中小水力	332	631	736	631	631	631
揚水	85	80	80	80	80	80
太陽光	38	666	721	666	666	561
住宅用	30	421	476	421	421	421
メガソーラー	8	245	245	245	245	140
風力	43	663	903	663	663	334
陸上風力	42	509	693	509	509	258
洋上風力(着床)	1	154	211	154	154	75
地熱	26	219	272	219	219	168
バイオマス	144	328	350	328	328	328
海洋エネルギー	0	30	54	30	30	15
コジェネ(再掲)	315	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500
節電(2010年比)	-	-10%	-12%	-10%	-10%	-10%
温室効果ガス排出量 (百万t-CO2)	1,258	1,055	975	972	941	941
90年比(%)	0%	-16%	-23%	-23%	-25%	-25%
エネルギー起源CO2排出量 (百万t-CO2)	1,124	903	833	821	789	789
90年比(%)	6%	-15%	-21%	-22%	-25%	-25%
非エネルギー起源温室効果ガス排出量(百万t-CO2)	134	152	142	149	152	152
90年比(%)	-34%	-25%	-30%	-26%	-25%	-25%

Appendix-Fig. 1 Government Scenario (Cautious Forecast Case).

付章 B. 解析天候パターンの概要

1シナリオで計算を行った天候パターン20通り×発生確率別風力出力7通りの計140パターンとその換算日数(そのパターンが1年間で発生する日数)の一覧を示す.

なお, WF①~WF⑦の対応は以下の通り.

<Probability of Daily Average Output (Tohoku Area)>

Tohoku WF	Lower Probability			Season	Upper Probability		
Output	2%	5%	25%	Average	25%	5%	2%
Mid	1%	2%	4%	20%	47%	65%	72%
Summer	1%	2%	3%	11%	23%	32%	36%
Winter	6%	7%	11%	34%	60%	67%	69%
Pattern Name	WF①	WF2	WF③	WF④	WF⑤	WF⑥	WF⑦

<140 Scenario Patterns>

Patterns	換算日数	Patterns	換算日数
中間期_晴_平日_WF①	1.37	夏期_曇_休日_WF⑦	0.08
中間期_晴_平日_WF②	3.42	夏期_雨_平日_WF①	0.26
中間期_晴_平日_WF③	12.30	夏期_雨_平日_WF②	0.65
中間期_晴_平日_WF④	34.18	夏期_雨_平日_WF③	2.36
中間期_晴_平日_WF⑤	12.30	夏期_雨_平日_WF④	6.55
中間期_晴_平日_WF⑥	3.42	夏期_雨_平日_WF⑤	2.36
中間期_晴_平日_WF⑦	1.37	夏期_雨_平日_WF⑥	0.65
中間期_晴_休日_WF①	0.67	夏期_雨_平日_WF⑦	0.26
中間期_晴_休日_WF②	1.67	夏期_雨_休日_WF①	0.10
中間期_晴_休日_WF③	6.00	夏期_雨_休日_WF②	0.25
中間期_晴_休日_WF④	16.67	夏期_雨_休日_WF③	0.91
中間期_晴_休日_WF⑤	6.00	夏期_雨_休日_WF④	2.52
中間期_晴_休日_WF⑥	1.67	夏期_雨_休日_WF⑤	0.91
中間期_晴_休日_WF⑦	0.67	夏期_雨_休日_WF⑥	0.25
中間期_曇_平日_WF①	0.52	夏期_雨_休日_WF⑦	0.10
中間期_曇_平日_WF②	1.29	冬期_晴_平日_WF①	0.62
中間期_曇_平日_WF③	4.65	冬期_晴_平日_WF②	1.56

中間期_曇_平日_WF④	12.91	冬期_晴_平日_WF③	5.61
中間期_曇_平日_WF⑤	4.65	冬期_晴_平日_WF④	15.57
中間期_曇_平日_WF⑥	1.29	冬期_晴_平日_WF⑤	5.61
中間期_曇_平日_WF⑦	0.52	冬期_晴_平日_WF⑥	1.56
中間期_曇_休日_WF①	0.26	冬期_晴_平日_WF⑦	0.62
中間期_曇_休日_WF②	0.66	冬期_晴_休日_WF①	0.36
中間期_曇_休日_WF③	2.37	冬期_晴_休日_WF②	0.89
中間期_曇_休日_WF④	6.59	冬期_晴_休日_WF③	3.20
中間期_曇_休日_WF⑤	2.37	冬期_晴_休日_WF④	8.88
中間期_曇_休日_WF⑥	0.66	冬期_晴_休日_WF⑤	3.20
中間期_曇_休日_WF⑦	0.26	冬期_晴_休日_WF⑥	0.89
中間期_雨_平日_WF①	0.96	冬期_晴_休日_WF⑦	0.36
中間期_雨_平日_WF②	2.39	冬期_曇_平日_WF①	0.10
中間期_雨_平日_WF③	8.61	冬期_曇_平日_WF②	0.24
中間期_雨_平日_WF④	23.91	冬期_曇_平日_WF③	0.87
中間期_雨_平日_WF⑤	8.61	冬期_曇_平日_WF④	2.41
中間期_雨_平日_WF⑥	2.39	冬期_曇_平日_WF⑤	0.87
中間期_雨_平日_WF⑦	0.96	冬期_曇_平日_WF⑥	0.24
中間期_雨_休日_WF①	0.49	冬期_曇_平日_WF⑦	0.10
中間期_雨_休日_WF②	1.22	冬期_曇_休日_WF①	0.05
中間期_雨_休日_WF③	4.40	冬期_曇_休日_WF②	0.13
中間期_雨_休日_WF④	12.23	冬期_曇_休日_WF③	0.48
中間期_雨_休日_WF⑤	4.40	冬期_曇_休日_WF④	1.34
中間期_雨_休日_WF⑥	1.22	冬期_曇_休日_WF⑤	0.48
中間期_雨_休日_WF⑦	0.49	冬期_曇_休日_WF⑥	0.13
夏期_晴_平日_WF①	0.44	冬期_曇_休日_WF⑦	0.05
夏期_晴_平日_WF②	1.10	冬期_雨_平日_WF①	0.18
夏期_晴_平日_WF③	3.96	冬期_雨_平日_WF②	0.45
夏期_晴_平日_WF④	11.01	冬期_雨_平日_WF③	1.62
夏期_晴_平日_WF⑤	3.96	冬期_雨_平日_WF④	4.51
夏期_晴_平日_WF⑥	1.10	冬期_雨_平日_WF⑤	1.62
夏期_晴_平日_WF⑦	0.44	冬期_雨_平日_WF⑥	0.45
夏期_晴_休日_WF①	0.18	冬期_雨_平日_WF⑦	0.18
夏期_晴_休日_WF②	0.46	冬期_雨_休日_WF①	0.09
夏期_晴_休日_WF③	1.64	冬期_雨_休日_WF②	0.21

付章

夏期_晴_休日_WF④	4.56	冬期_雨_休日_WF③	0.77
夏期_晴_休日_WF⑤	1.64	冬期_雨_休日_WF④	2.14
夏期_晴_休日_WF⑥	0.46	冬期_雨_休日_WF⑤	0.77
夏期_晴_休日_WF⑦	0.18	冬期_雨_休日_WF⑥	0.21
夏期_曇_平日_WF①	0.18	冬期_雨_休日_WF⑦	0.09
夏期_曇_平日_WF②	0.44	冬期_雪_平日_WF①	0.26
夏期_曇_平日_WF③	1.60	冬期_雪_平日_WF②	0.65
夏期_曇_平日_WF④	4.44	冬期_雪_平日_WF③	2.34
夏期_曇_平日_WF⑤	1.60	冬期_雪_平日_WF④	6.51
夏期_曇_平日_WF⑥	0.44	冬期_雪_平日_WF⑤	2.34
夏期_曇_平日_WF⑦	0.18	冬期_雪_平日_WF⑥	0.65
夏期_曇_休日_WF①	0.08	冬期_雪_平日_WF⑦	0.26
夏期_曇_休日_WF②	0.19	冬期_雪_休日_WF①	0.15
夏期_曇_休日_WF③	0.69	冬期_雪_休日_WF②	0.36
夏期_曇_休日_WF④	1.91	冬期_雪_休日_WF③	1.31
夏期_曇_休日_WF⑤	0.69	冬期_雪_休日_WF④	3.64
夏期_曇_休日_WF⑥	0.19	冬期_雪_休日_WF⑤	1.31
		冬期_雪_休日_WF⑥	0.36
		冬期_雪_休日_WF⑦	0.15
		合計	364.98

付章 C. GAMS 解析プログラム例

線形計画法解析ソフト「GAMS」の計算プログラム例を示す。本プログラムは設備量等の各種パラメータを記述したエクセルの inputfile をインポートし、140 の気候パターンの計算を行うものである。

Set

```
t 時刻 /1*96/
i 発電所の種類
/3_coal,4_IGCC,5_IGFC,6_LNG,7_GTcom,8_LNG+SO,9_trip1,10_oil,11_pump/
j シナリオ /season,weather,date,wind/
b ベース電源 /W,R,N/
o 季節シナリオ数 /1*3/
p 天気シナリオ数 /1*4/
q 休日平日 /1*2/
r 風力シナリオ数 /1*7/
;
```

*シナリオ依存パラメータ

Parameter

```
xlSolar(t)
xlDemand(t)
xlu(i)
xlmin(i)
xlmax(i)
xlWF(t)
sePARA(o) /1 1,2 2,3 3/
wePARA(p) /1 1,2 2,3 3,4 4/
dayPARA(q) /1 1,2 2/
wfPARA(r) /1 1,2 2,3 3,4 4,5 5,6 6,7 7/
;
```

*season 1:中間期 2 : 夏期 3 : 冬期

*weather 1:晴 2:曇 3:雨 4:雪

Scalar

Eff 揚水電力貯蔵効率 (70%) /0.7/
Msto 揚水電力貯蔵可能量 (3kWh/kWh) /3/

Water 水力発電定格出力 /12.5/
Renewable その他再エネ定格出力/6.58675/
Nuc 原子力定格出力 /0/
*シナリオ決定
Se 季節 mid.summer.winter /1/
We 天気 fi.cl.ra.sn /1/
Day 平日、休日 /1/
WFdata 風力確率データ /1/
;

Positive Variable

SLoad(t,i) 電力需要から PV・風力の発電量を引いた火力と揚水で補う供給力
X(t,i) 第 i 種発電所の時間帯 t における発電電力
S(t) 時間帯 t における揚水用電力
Solar(t) 時間帯 t における PV の発電量
Renew(t) 時間帯 t における風力の発電量
g(i) 償却期間均等化年経費率
Pf(i) 建設単価(万円/kwh)
Pv(i) kWh 当り燃料費(円/kwh) (11 年 8 月現在)
fol(i) 第 i 種発電所の出力変化率
min(i) 第 i 種発電所の最低負荷運転
max(i) 第 i 種発電所の最大出力%(タービンの出力低下・
u(i) 第 i 種発電所の定期点検による設備利用率
WF(t) 時間帯 t における風力発電量
Demand(t) 時間帯 t における全国総電力需要
Scenario(j) シナリオ
Bace(b) ベース電源データ
K(i) 最大の設備容量から定期点検減少分を差し引いた実際に稼働している設備量
Knew(i) 新設の火力、TC 算出に必要な

Variable

SumXi(t) 全ての発電所の時間帯 t における合計発電電力
SumXt(i) 第 i 種発電所の 1 日の発電量

TC 年間発電コスト；

Equation

EQ40001(t,i) 負荷追従率の上限制約

EQ50001(t,i) 負荷追従率の下限制約

EQ01(t) SumXi(t)の算出

EQ11(t,i) 電力需給バランス式

EQ21(t,i) 設備容量制約(ガスタービン出力低下考慮)

EQ22(t) 揚水発電の設備容量制約

EQ7 揚水発電の電力貯蔵バランス式

EQ8 揚水発電の電力貯蔵可能量制約

EQ9(t,i) 最低負荷運転制約

OBJ01(i) SumXt(i)の算出

OBJ 目的関数(年間発電コスト)；

EQ01(t).. sum(i,X(t,i)) =e= SumXi(t)；

EQ11(t,i).. SumXi(t)- S(t) =e=SLoad(t,i)；

EQ9(t,i).. min(i) * K(i) =l= X(t,i)；

EQ21(t,i).. X(t,i) =l= K(i)*max(i)；

EQ22(t).. S(t) =l= K('11_pump')；

EQ7.. sum(t,X(t,'11_pump')) =l= Eff * sum(t,S(t))；

EQ8.. sum(t,S(t))*0.25 =l= Msto * K('11_pump')；

OBJ01(i).. sum(t,X(t,i)) =e= SumXt(i)；

OBJ.. TC=e= sum(i,g(i)*Pf(i)*Knew(i)+365*0.25*Pv(i)* SumXt(i)/10000)；

EQ40001(t,i)..X(t,i)=l=X(t-1,i)+K(i)*fol(i)；

EQ50001(t,i)..X(t,i)=g=X(t-1,i)-K(i)*fol(i)；

Model

PPC /all/；

*固定パラメータのエクセルからのインポート

Parameter

xlg(i)

```

xlPf(i)
xlPv(i)
xlfol(i)
xlK(i)
xlKnew(i)
;
$CALL GDXXRW.EXE input_file.xlsx par=xlg rng=Para!B1:J2 Cdim=1
$GDXIN input_file.gdx
$LOAD xlg
$GDXIN
g.FX(i) = xlg(i);

$CALL GDXXRW.EXE input_file.xlsx par=xlPf rng=Para!B3:J4 Cdim=1
$GDXIN input_file.gdx
$LOAD xlPf
$GDXIN
Pf.FX(i) = xlPf(i);

$CALL GDXXRW.EXE input_file.xlsx par=xlPv rng=Para!B5:J6 Cdim=1
$GDXIN input_file.gdx
$LOAD xlPv
$GDXIN
Pv.FX(i) = xlPv(i);

$CALL GDXXRW.EXE input_file.xlsx par=xlfol rng=Para!B7:J8 Cdim=1
$GDXIN input_file.gdx
$LOAD xlfol
$GDXIN
fol.FX(i) = xlfol(i);

$CALL GDXXRW.EXE input_file.xlsx par=xlKnew rng=Para!B19:J20 Cdim=1
$GDXIN input_file.gdx
$LOAD xlKnew
$GDXIN
Knew.FX(i) = xlKnew(i);

```

```

file fx;
put fx;

*年間 140 パターン Loop 計算
Loop (o,
Se=sePARA(o);
Loop (p,
We=wePARA(p);
Loop (q,
Day=dayPARA(q);
Loop (r,
WFdata=wfPARA(r);

if((Se=1)and(We=4),
    elseif((Se=2)and(We=4)),
    else

if ((Se=1)and(We=1),
    execute 'GDXXRW.EXE input_file.xlsx par=xlsolar rng=Kotei!m3:n98
Rdim=1';
    elseif((Se=1)and(We=2)),
    execute 'GDXXRW.EXE input_file.xlsx par=xlsolar rng=Kotei!o3:p98
Rdim=1';
    elseif((Se=1)and(We=3)),
    execute 'GDXXRW.EXE input_file.xlsx par=xlsolar rng=Kotei!q3:r98
Rdim=1';
    elseif((Se=2)and(We=1)),
    execute 'GDXXRW.EXE input_file.xlsx par=xlsolar rng=Kotei!s3:t98
Rdim=1';
    elseif((Se=2)and(We=2)),
    execute 'GDXXRW.EXE input_file.xlsx par=xlsolar rng=Kotei!u3:v98
Rdim=1';
    elseif((Se=2)and(We=3)),
    execute 'GDXXRW.EXE input_file.xlsx par=xlsolar rng=Kotei!w3:x98
Rdim=1';
    elseif((Se=3)and(We=1)),

```

```

        execute 'GDXXRW.EXE input_file.xlsx par=xlsolar rng=Kotei!y3:z98
Rdim=1';
        elseif((Se=3)and(We=2)),
        execute 'GDXXRW.EXE input_file.xlsx par=xlsolar rng=Kotei!aa3:ab98
Rdim=1';
        elseif((Se=3)and(We=3)),
        execute 'GDXXRW.EXE input_file.xlsx par=xlsolar rng=Kotei!ac3:ad98
Rdim=1';
        elseif((Se=3)and(We=4)),
        execute 'GDXXRW.EXE input_file.xlsx par=xlsolar rng=Kotei!ac3:ad98
Rdim=1';
    );
    execute_load 'input_file.gdx',xlSolar;
    Solar.FX(t) = xlSolar(t);
    *最低負荷等代入
    if(Se=1,
        execute 'GDXXRW.EXE input_file.xlsx par=xlu rng=Para!B29:J30
Cdim=1';
        execute_load 'input_file.gdx',xlu;
        u.FX(i) = xlu(i);
        execute 'GDXXRW.EXE input_file.xlsx par=xlmin rng=Para!B9:J10
Cdim=1';
        execute_load 'input_file.gdx',xlmin;
        min.FX(i) = xlmin(i);
        execute 'GDXXRW.EXE input_file.xlsx par=xlmax rng=Para!B37:J38
Cdim=1';
        execute_load 'input_file.gdx',xlmax;
        max.FX(i) = xlmax(i);

        elseif(Se=2),
        execute 'GDXXRW.EXE input_file.xlsx par=xlu rng=Para!B25:J26
Cdim=1';
        execute_load 'input_file.gdx',xlu;
        u.FX(i) = xlu(i);
        execute 'GDXXRW.EXE input_file.xlsx par=xlmin rng=Para!B9:J10
Cdim=1';

```

```

        execute_load 'input_file.gdx',xlmin;
        min.FX(i) = xlmin(i);
        execute 'GDXXRW.EXE input_file.xlsx par=xlmax rng=Para!B39:J40
Cdim=1';

        execute_load 'input_file.gdx',xlmax;
        max.FX(i) = xlmax(i);

        elseif(Se=3),
        execute 'GDXXRW.EXE input_file.xlsx par=xlu rng=Para!B27:J28
Cdim=1';

        execute_load 'input_file.gdx',xlu;
        u.FX(i) = xlu(i);
        execute 'GDXXRW.EXE input_file.xlsx par=xlmin rng=Para!B9:J10
Cdim=1';

        execute_load 'input_file.gdx',xlmin;
        min.FX(i) = xlmin(i);
        execute 'GDXXRW.EXE input_file.xlsx par=xlmax rng=Para!B41:J42
Cdim=1';

        execute_load 'input_file.gdx',xlmax;
        max.FX(i) = xlmax(i);

    );

    *WF 出力代入
    if ((Se=1)and(WFdata=4),
        execute 'GDXXRW.EXE input_file.xlsx par=xlWF rng=WFprov!g3:h98
Rdim=1';

        elseif((Se=1)and(WFdata=5)),
        execute 'GDXXRW.EXE input_file.xlsx par=xlWF rng=WFprov!i3:j98
Rdim=1';

        elseif((Se=1)and(WFdata=6)),
        execute 'GDXXRW.EXE input_file.xlsx par=xlWF rng=WFprov!k3:l98
Rdim=1';

        elseif((Se=1)and(WFdata=7)),
        execute 'GDXXRW.EXE input_file.xlsx par=xlWF rng=WFprov!m3:n98
Rdim=1';

```

```

elseif((Se=2)and(WFdata=4)),
execute 'GDXXRW.EXE input_file.xlsx par=xlWF rng=WFprov!o3:p98
Rdim=1';
elseif((Se=2)and(WFdata=5)),
execute 'GDXXRW.EXE input_file.xlsx par=xlWF rng=WFprov!q3:r98
Rdim=1';
elseif((Se=2)and(WFdata=6)),
execute 'GDXXRW.EXE input_file.xlsx par=xlWF rng=WFprov!s3:t98
Rdim=1';
elseif((Se=2)and(WFdata=7)),
execute 'GDXXRW.EXE input_file.xlsx par=xlWF rng=WFprov!u3:v98
Rdim=1';
elseif((Se=3)and(WFdata=4)),
execute 'GDXXRW.EXE input_file.xlsx par=xlWF rng=WFprov!w3:x98
Rdim=1';
elseif((Se=3)and(WFdata=5)),
execute 'GDXXRW.EXE input_file.xlsx par=xlWF rng=WFprov!y3:z98
Rdim=1';
elseif((Se=3)and(WFdata=6)),
execute 'GDXXRW.EXE input_file.xlsx par=xlWF
rng=WFprov!aa3:ab98 Rdim=1';
elseif((Se=3)and(WFdata=7)),
execute 'GDXXRW.EXE input_file.xlsx par=xlWF
rng=WFprov!ac3:ad98 Rdim=1';

elseif((Se=1)and(WFdata=1)),
execute 'GDXXRW.EXE input_file.xlsx par=xlWF rng=WFprov!aj3:ak98
Rdim=1';
elseif((Se=1)and(WFdata=2)),
execute 'GDXXRW.EXE input_file.xlsx par=xlWF rng=WFprov!ah3:ai98
Rdim=1';
elseif((Se=1)and(WFdata=3)),
execute 'GDXXRW.EXE input_file.xlsx par=xlWF rng=WFprov!af3:ag98
Rdim=1';
elseif((Se=2)and(WFdata=1)),
execute 'GDXXRW.EXE input_file.xlsx par=xlWF

```

```

rng=WFprov!ap3:aq98 Rdim=1';
    elseif((Se=2)and(WFdata=2)),
        execute      'GDXXRW.EXE      input_file.xlsx      par=xlWF
rng=WFprov!an3:ao98 Rdim=1';
    elseif((Se=2)and(WFdata=3)),
        execute      'GDXXRW.EXE      input_file.xlsx      par=xlWF
rng=WFprov!al3:am98 Rdim=1';
    elseif((Se=3)and(WFdata=1)),
        execute      'GDXXRW.EXE      input_file.xlsx      par=xlWF
rng=WFprov!av3:aw98 Rdim=1';
    elseif((Se=3)and(WFdata=2)),
        execute      'GDXXRW.EXE      input_file.xlsx      par=xlWF
rng=WFprov!at3:au98 Rdim=1';
    elseif((Se=3)and(WFdata=3)),
        execute 'GDXXRW.EXE input_file.xlsx par=xlWF rng=WFprov!ar3:as98
Rdim=1';
);
execute_load 'input_file.gdx',xlWF;
WF.FX(t) = xlWF(t);

```

*電力需要曲線の代入

```

if (      (Se=1)and(We=1)and(Day=1),
        execute      'GDXXRW.EXE      input_file.xlsx      par=xlDemand
rng=demand!a2:b97 Rdim=1';
    elseif((Se=1)and(We=2)and(Day=1)),
        execute      'GDXXRW.EXE      input_file.xlsx      par=xlDemand
rng=demand!c2:d97 Rdim=1';
    elseif((Se=1)and(We=3)and(Day=1)),
        execute      'GDXXRW.EXE      input_file.xlsx      par=xlDemand
rng=demand!e2:f97 Rdim=1';
    elseif((Se=1)and(We=1)and(Day=2)),
        execute      'GDXXRW.EXE      input_file.xlsx      par=xlDemand
rng=demand!g2:h97 Rdim=1';
    elseif((Se=1)and(We=2)and(Day=2)),
        execute      'GDXXRW.EXE      input_file.xlsx      par=xlDemand

```

```

rng=demand!i2:j97 Rdim=1';
    elseif((Se=1)and(We=3)and(Day=2)),
        execute      'GDXXRW.EXE      input_file.xlsx      par=xlDemand
rng=demand!k2:l97 Rdim=1';
    elseif((Se=2)and(We=1)and(Day=1)),
        execute      'GDXXRW.EXE      input_file.xlsx      par=xlDemand
rng=demand!m2:n97 Rdim=1';
    elseif((Se=2)and(We=2)and(Day=1)),
        execute      'GDXXRW.EXE      input_file.xlsx      par=xlDemand
rng=demand!o2:p97 Rdim=1';
    elseif((Se=2)and(We=3)and(Day=1)),
        execute      'GDXXRW.EXE      input_file.xlsx      par=xlDemand
rng=demand!q2:r97 Rdim=1';
    elseif((Se=2)and(We=1)and(Day=2)),
        execute      'GDXXRW.EXE      input_file.xlsx      par=xlDemand
rng=demand!s2:t97 Rdim=1';
    elseif((Se=2)and(We=2)and(Day=2)),
        execute      'GDXXRW.EXE      input_file.xlsx      par=xlDemand
rng=demand!u2:v97 Rdim=1';
    elseif((Se=2)and(We=3)and(Day=2)),
        execute      'GDXXRW.EXE      input_file.xlsx      par=xlDemand
rng=demand!w2:x97 Rdim=1';
    elseif((Se=3)and(We=1)and(Day=1)),
        execute      'GDXXRW.EXE      input_file.xlsx      par=xlDemand
rng=demand!y2:z97 Rdim=1';
    elseif((Se=3)and(We=2)and(Day=1)),
        execute      'GDXXRW.EXE      input_file.xlsx      par=xlDemand
rng=demand!aa2:ab97 Rdim=1';
    elseif((Se=3)and(We=3)and(Day=1)),
        execute      'GDXXRW.EXE      input_file.xlsx      par=xlDemand
rng=demand!ac2:ad97 Rdim=1';
    elseif((Se=3)and(We=1)and(Day=2)),
        execute      'GDXXRW.EXE      input_file.xlsx      par=xlDemand
rng=demand!ae2:af97 Rdim=1';
    elseif((Se=3)and(We=2)and(Day=2)),
        execute      'GDXXRW.EXE      input_file.xlsx      par=xlDemand

```

```

rng=demand!ag2:ah97 Rdim=1';
    elseif((Se=3)and(We=3)and(Day=2)),
        execute      'GDXXRW.EXE      input_file.xlsx      par=xlDemand
rng=demand!ai2:aj97 Rdim=1';
    elseif((Se=3)and(We=4)and(Day=1)),
        execute      'GDXXRW.EXE      input_file.xlsx      par=xlDemand
rng=demand!ak2:al97 Rdim=1';
    elseif((Se=3)and(We=4)and(Day=2)),
        execute      'GDXXRW.EXE      input_file.xlsx      par=xlDemand
rng=demand!am2:an97 Rdim=1';
);
execute_load 'input_file.gdx',xlDemand;
Demand.FX(t) = xlDemand(t);

*稼働設備量の代入
if (      (Se=1)and(We=1)and(Day=1),
    execute  'GDXXRW.EXE  input_file.xlsx  par=xlK  rng=CP!f14:n15
Cdim=1';
    elseif((Se=1)and(We=2)and(Day=1)),
        execute  'GDXXRW.EXE  input_file.xlsx  par=xlK  rng=CP!f16:n17
Cdim=1';
    elseif((Se=1)and(We=3)and(Day=1)),
        execute  'GDXXRW.EXE  input_file.xlsx  par=xlK  rng=CP!f18:n19
Cdim=1';
    elseif((Se=1)and(We=1)and(Day=2)),
        execute  'GDXXRW.EXE  input_file.xlsx  par=xlK  rng=CP!f20:n21
Cdim=1';
    elseif((Se=1)and(We=2)and(Day=2)),
        execute  'GDXXRW.EXE  input_file.xlsx  par=xlK  rng=CP!f22:n23
Cdim=1';
    elseif((Se=1)and(We=3)and(Day=2)),
        execute  'GDXXRW.EXE  input_file.xlsx  par=xlK  rng=CP!f24:n25
Cdim=1';
    elseif((Se=2)and(We=1)and(Day=1)),
        execute  'GDXXRW.EXE  input_file.xlsx  par=xlK  rng=CP!f26:n27
Cdim=1';

```

```

elseif((Se=2)and(We=2)and(Day=1)),
execute 'GDXXRW.EXE input_file.xlsx par=xlK rng=CP!f28:n29
Cdim=1';

elseif((Se=2)and(We=3)and(Day=1)),
execute 'GDXXRW.EXE input_file.xlsx par=xlK rng=CP!f30:n31
Cdim=1';

elseif((Se=2)and(We=1)and(Day=2)),
execute 'GDXXRW.EXE input_file.xlsx par=xlK rng=CP!f32:n33
Cdim=1';

elseif((Se=2)and(We=2)and(Day=2)),
execute 'GDXXRW.EXE input_file.xlsx par=xlK rng=CP!f34:n35
Cdim=1';

elseif((Se=2)and(We=3)and(Day=2)),
execute 'GDXXRW.EXE input_file.xlsx par=xlK rng=CP!f36:n37
Cdim=1';

elseif((Se=3)and(We=1)and(Day=1)),
execute 'GDXXRW.EXE input_file.xlsx par=xlK rng=CP!f38:n39
Cdim=1';

elseif((Se=3)and(We=2)and(Day=1)),
execute 'GDXXRW.EXE input_file.xlsx par=xlK rng=CP!f40:n41
Cdim=1';

elseif((Se=3)and(We=3)and(Day=1)),
execute 'GDXXRW.EXE input_file.xlsx par=xlK rng=CP!f42:n43
Cdim=1';

elseif((Se=3)and(We=1)and(Day=2)),
execute 'GDXXRW.EXE input_file.xlsx par=xlK rng=CP!f44:n45
Cdim=1';

elseif((Se=3)and(We=2)and(Day=2)),
execute 'GDXXRW.EXE input_file.xlsx par=xlK rng=CP!f46:n47
Cdim=1';

elseif((Se=3)and(We=3)and(Day=2)),
execute 'GDXXRW.EXE input_file.xlsx par=xlK rng=CP!f48:n49
Cdim=1';

elseif((Se=3)and(We=4)and(Day=1)),
execute 'GDXXRW.EXE input_file.xlsx par=xlK rng=CP!f50:n51
Cdim=1';

```

```

elseif((Se=3)and(We=4)and(Day=2)),
execute 'GDXXRW.EXE input_file.xlsx par=xlK rng=CP!f52:n53
Cdim=1';
);
execute_load 'input_file.gdx',xlK;
K.FX(i) = xlK(i);

```

*SLoad の計算

```

Loop
(t,Loop(i,Sload.FX(t,i)=Demand.L(t)-Water-Renewable-Solar.L(t)-WF.L(t)-Nuc;));

```

*コスト最小化で電源構成を計算

Solve

PPC minimizing TC using NLP ;

*シナリオデータ入力

```

Scenario.L('season')=Se;
Scenario.L('weather')=We;
Scenario.L('date')=Day;
Scenario.L('wind')=WFdata;
Bace.L('W')=Water;
Bace.L('R')=Renewable;
Bace.L('N')=Nuc;

```

*0 をエクセルに表示させる

```

Loop(t,
    if(Solar.L(t)<=0.00001,
        Solar.L(t)=eps;
    );
    if(S.L(t)<=0.00001,
        S.L(t)=eps;
    );
    Loop(i,

```

```

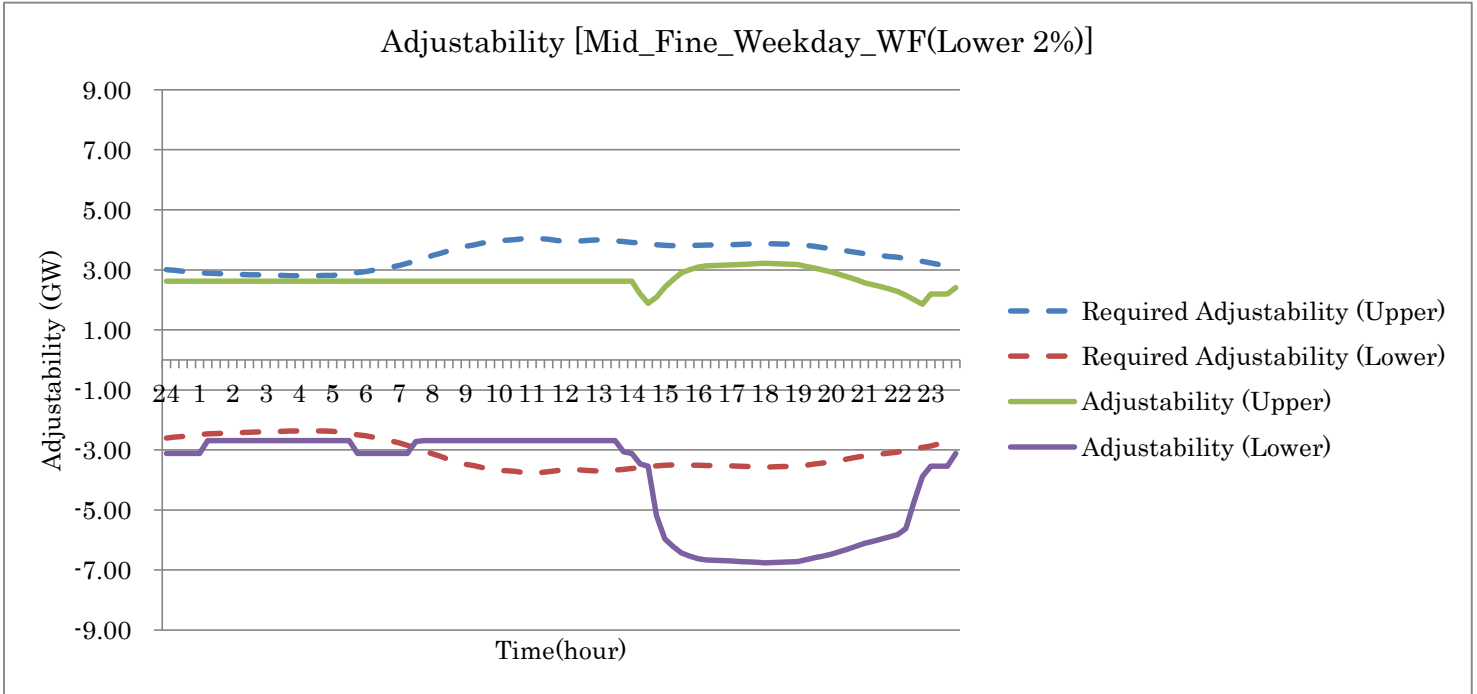
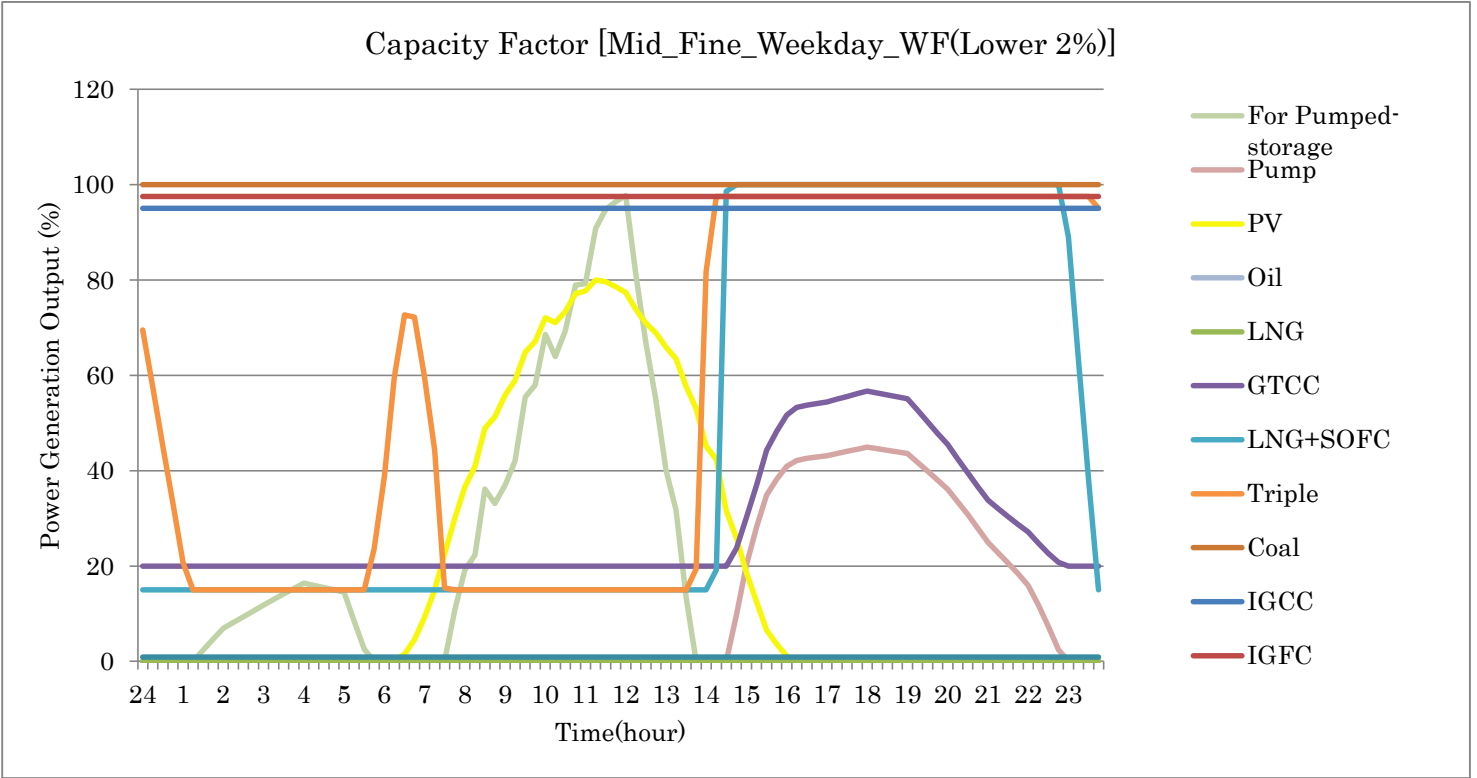
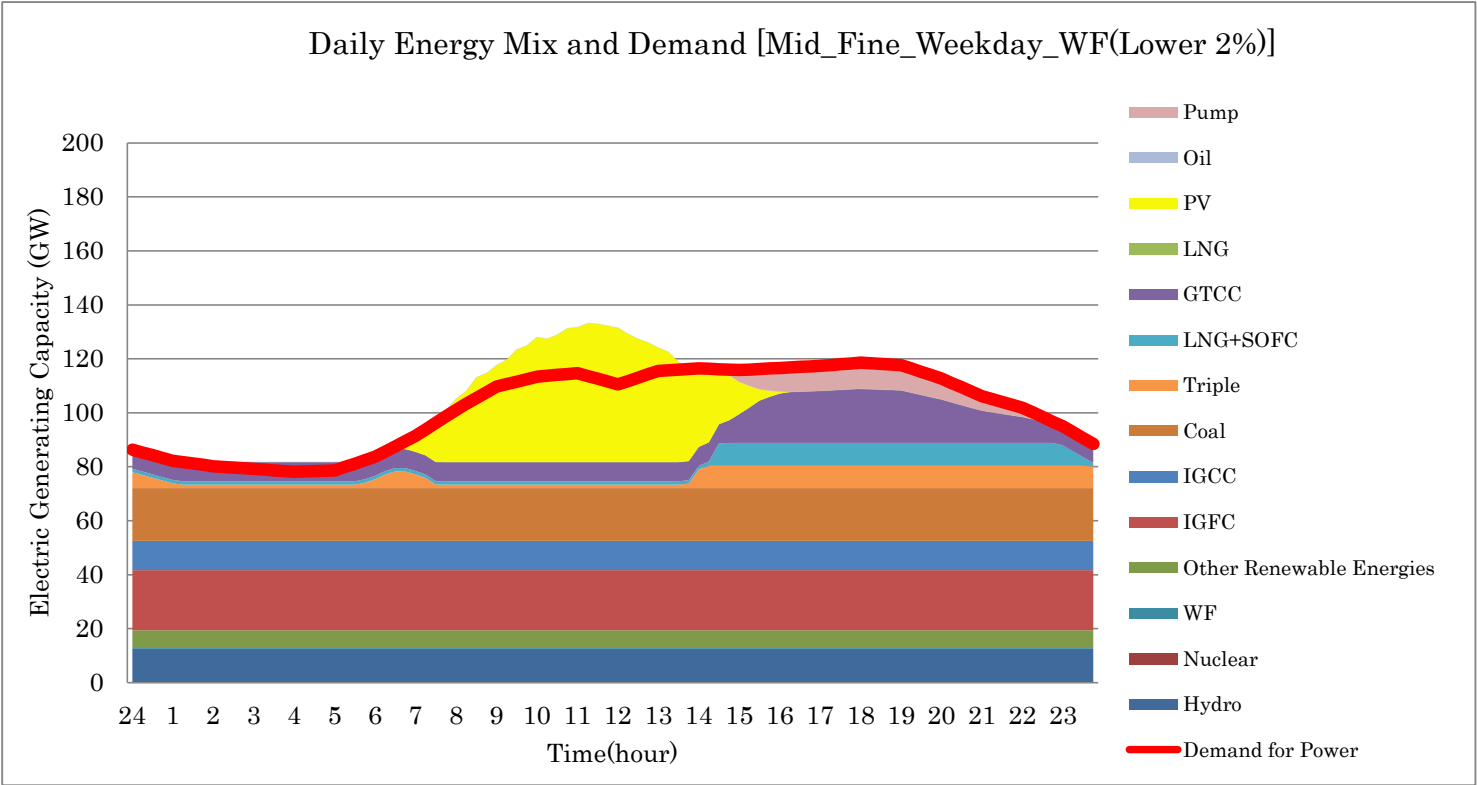
        if(X.L(t,i)<=0.00001,
        X.L(t,i)=eps;););
Loop(i,
    if(K.L(i)<=0.00001,
    K.L(i)=eps;);
    if(Knew.L(i)<=0.00001,
    Knew.L(i)=eps;);
    if(u.L(i)<=0.00001,
    u.L(i)=eps;);
    if(min.L(i)<=0.00001,
    min.L(i)=eps;));

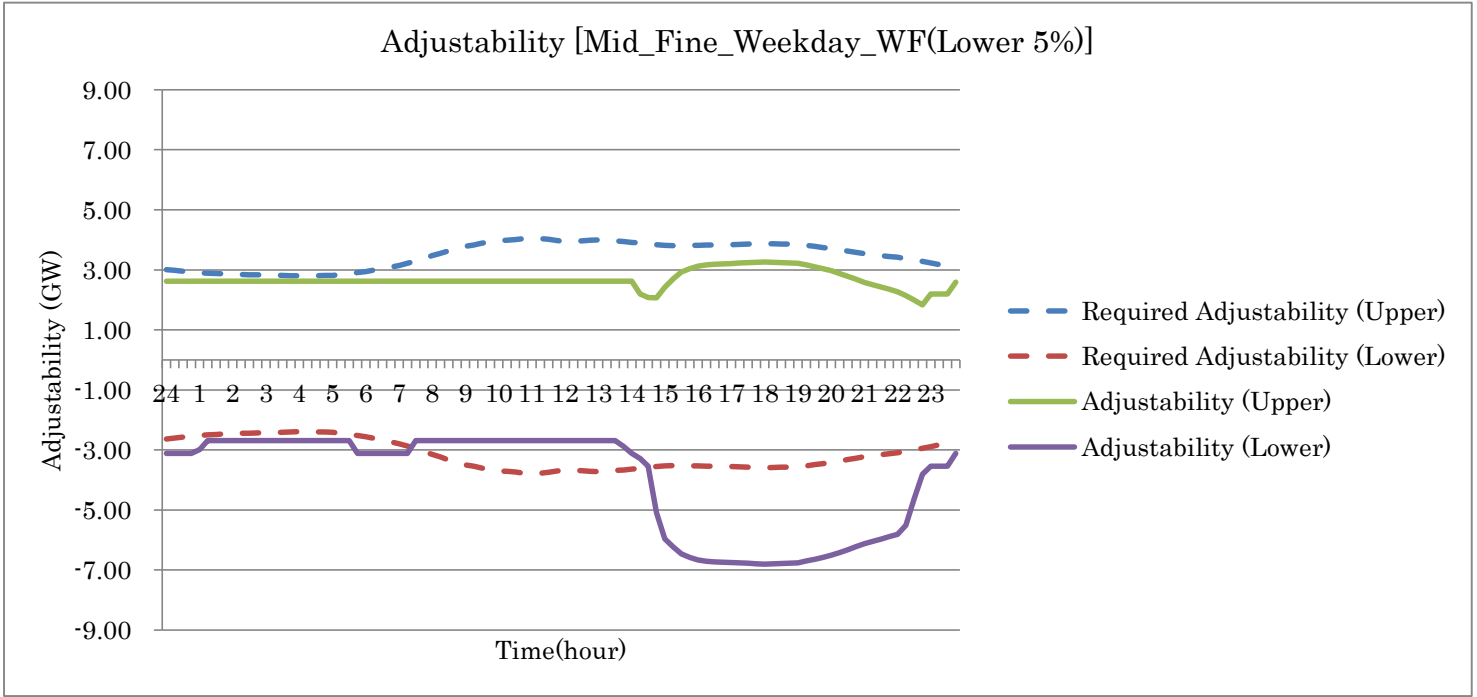
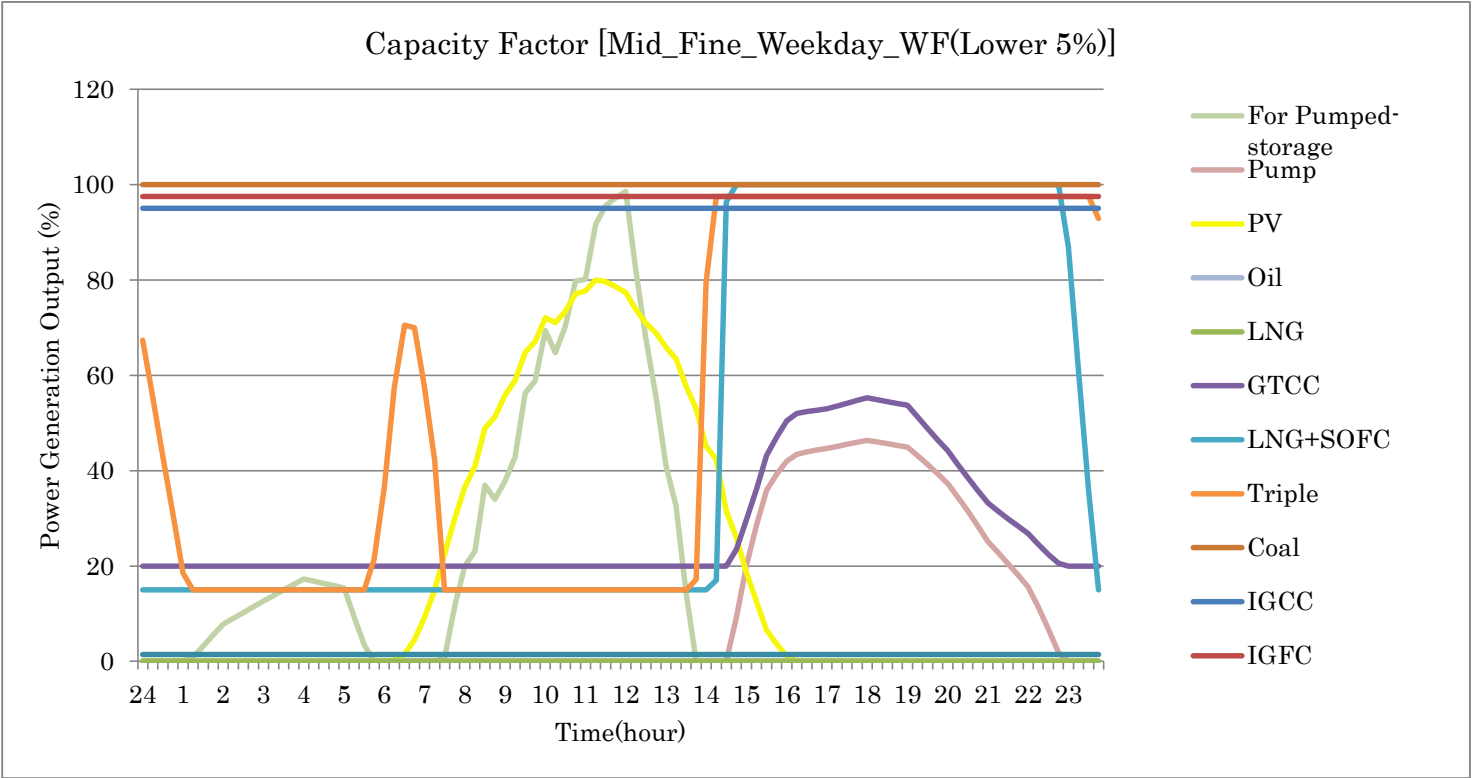
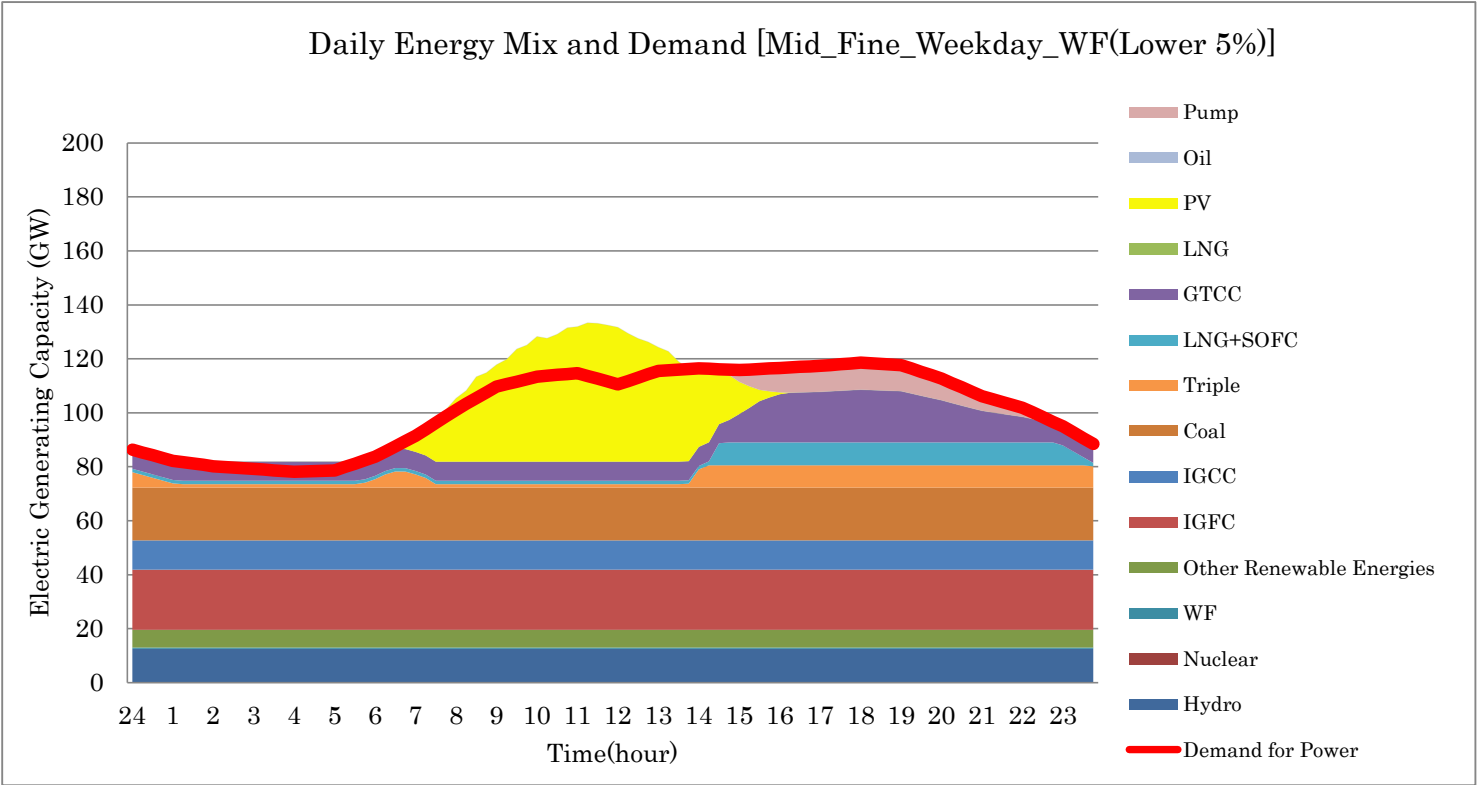
Loop(b,
    if(Bace.L(b)<=0.00001,
    Bace.L(b)=eps;));
*結果の出力
put_utility 'gdxout' / 'file_' sePARA(o):0:0 wePARA(p):0:0 dayPARA(q):0:0
wfPARA(r):0:0'.gdx';
execute_unload X,Solar,S,WF,TC,Demand,u,min,Scenario,Bace,K,Knew;
);
);
);
);
);
);

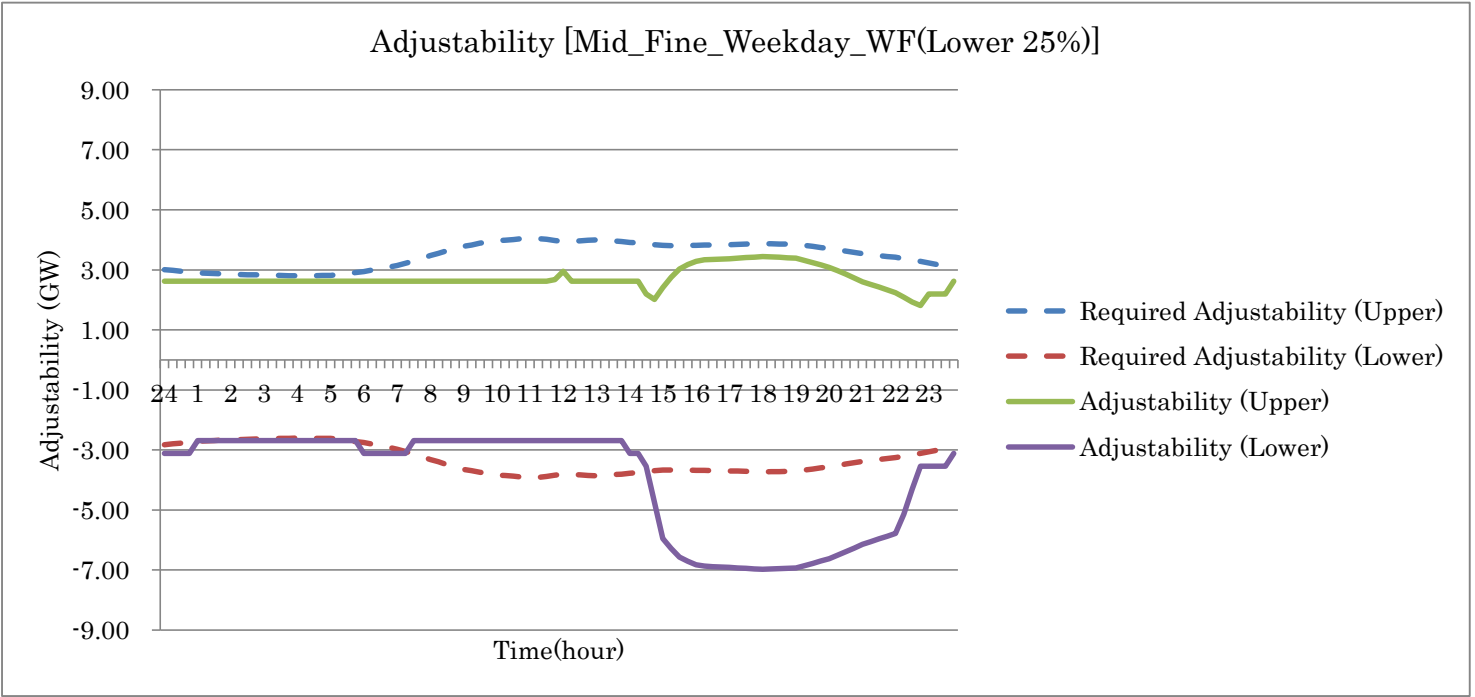
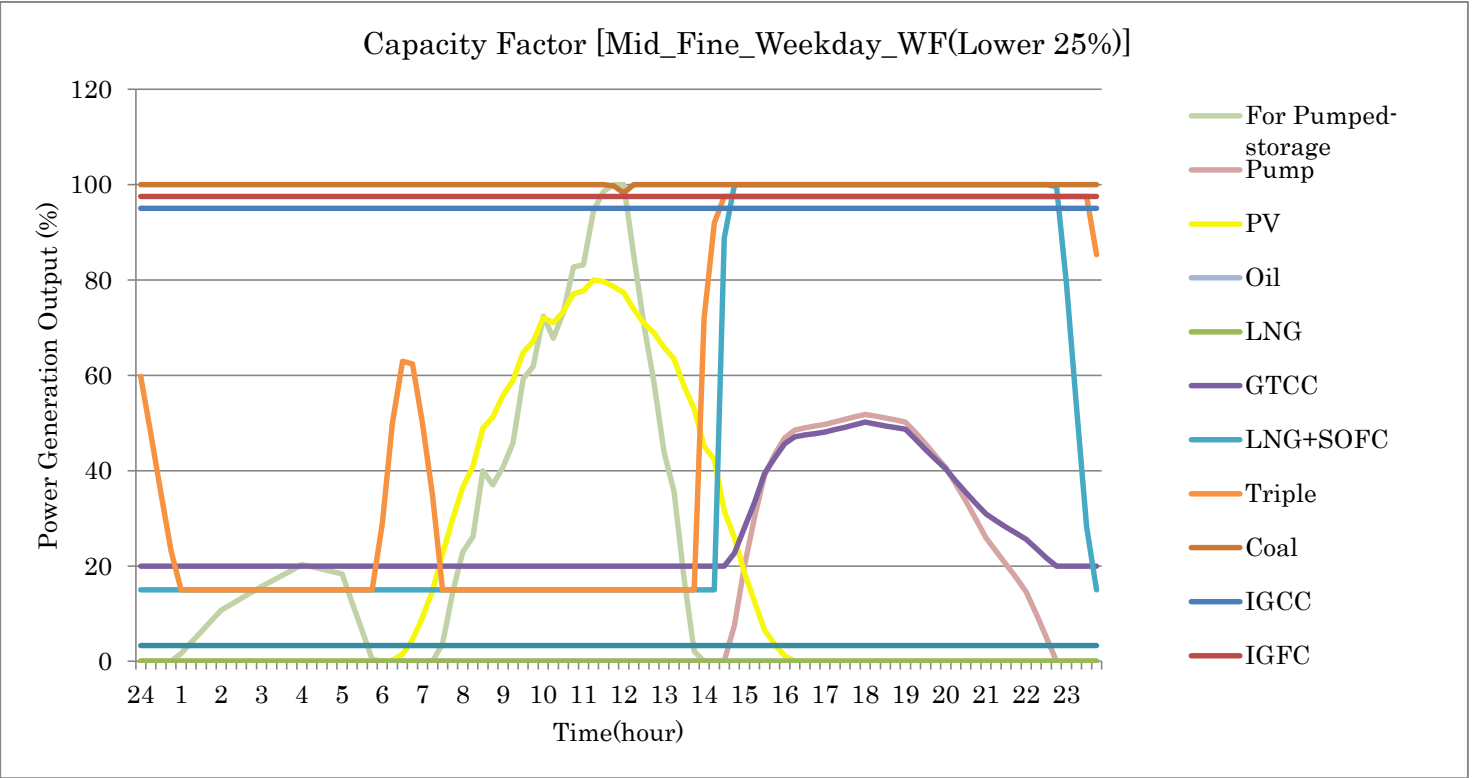
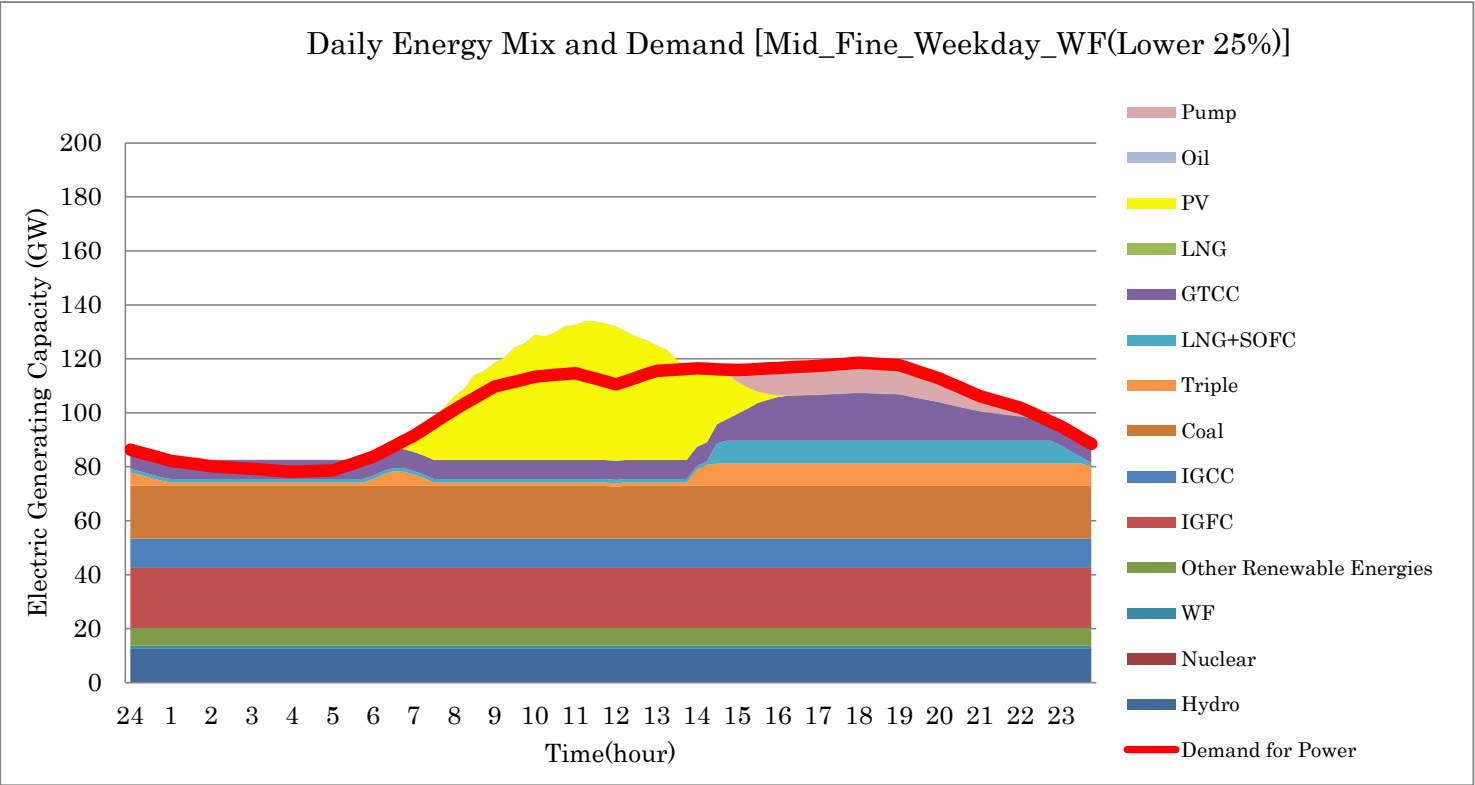
```

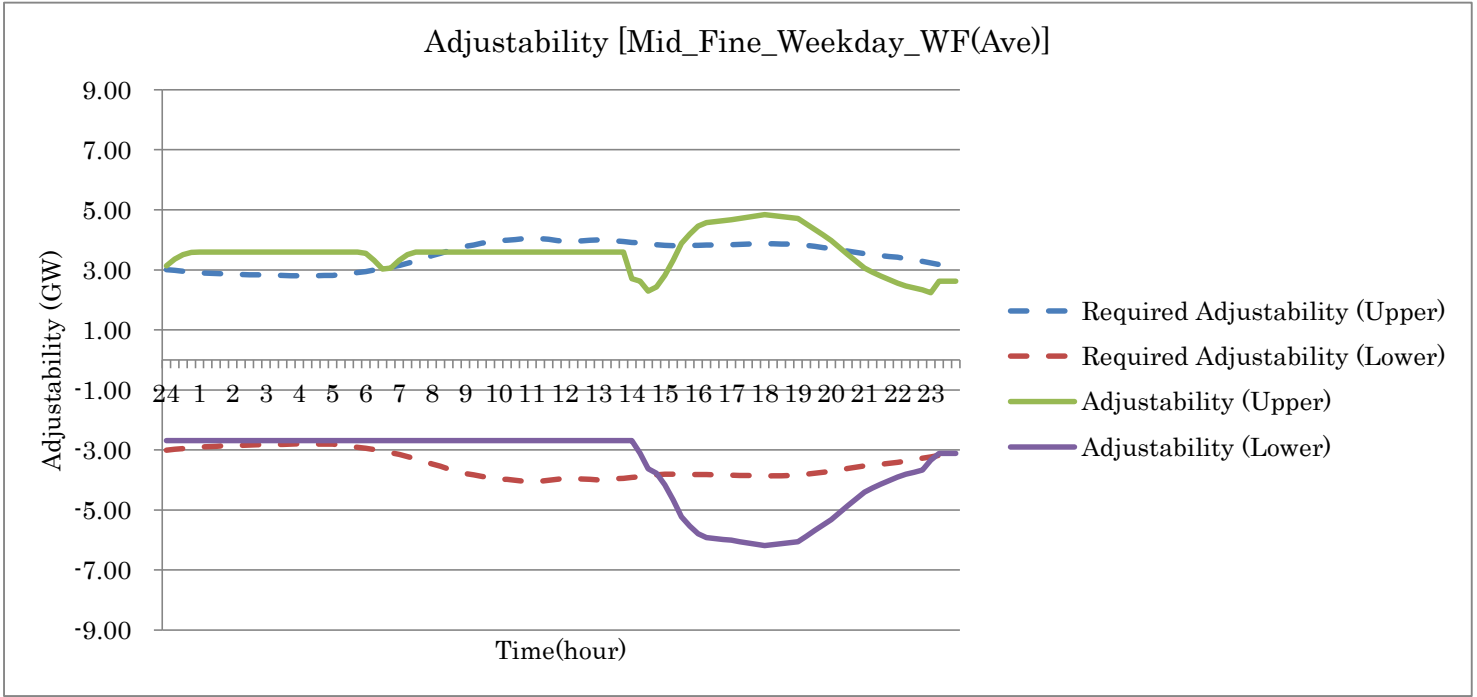
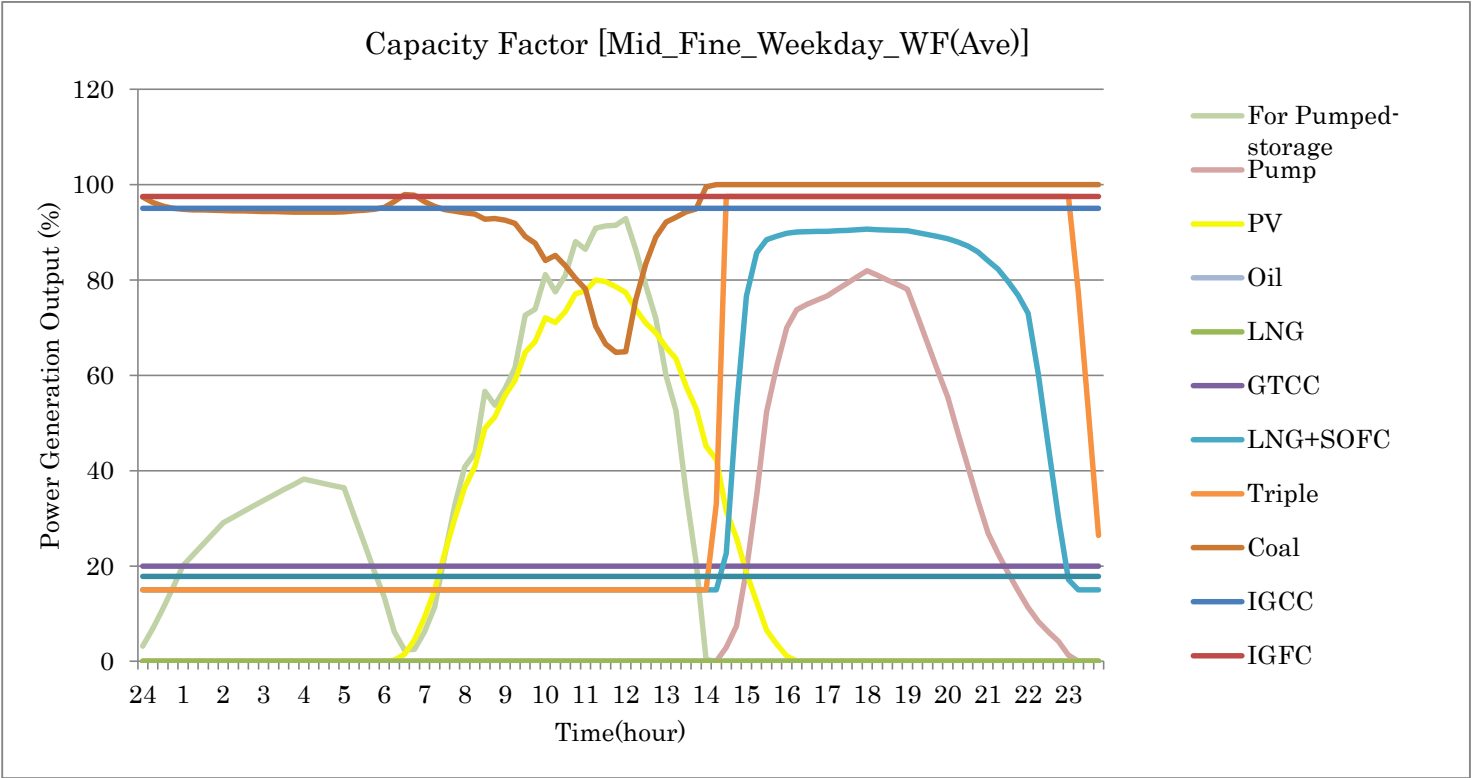
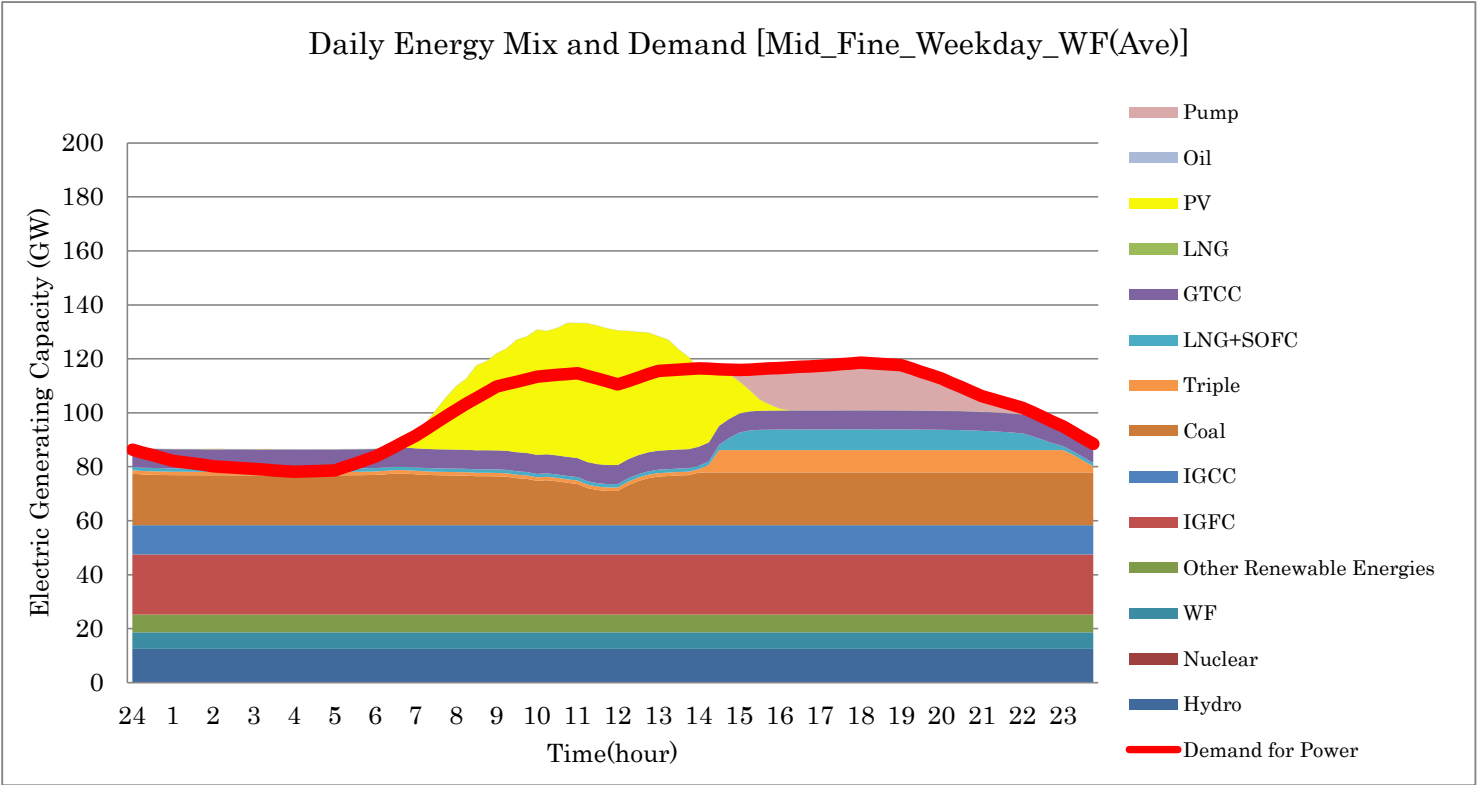
付章 D. 140 パターン日間データ例

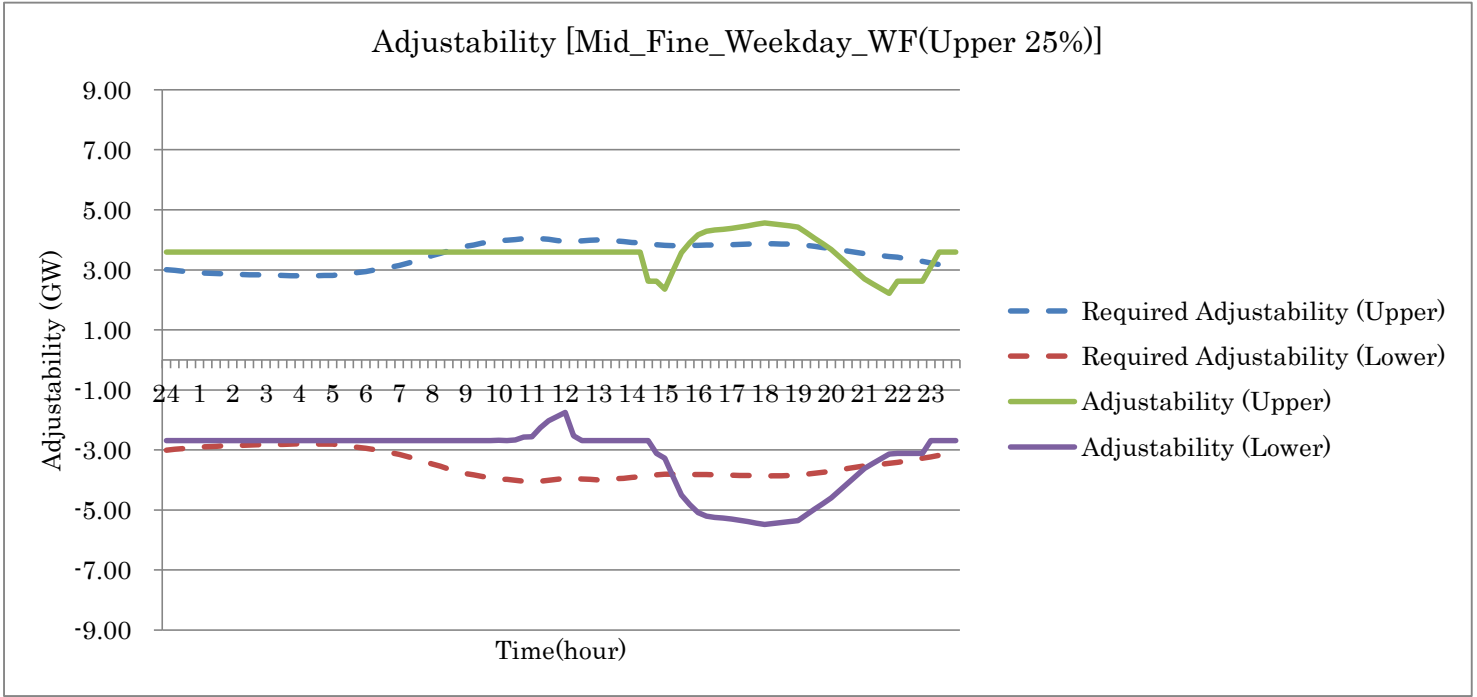
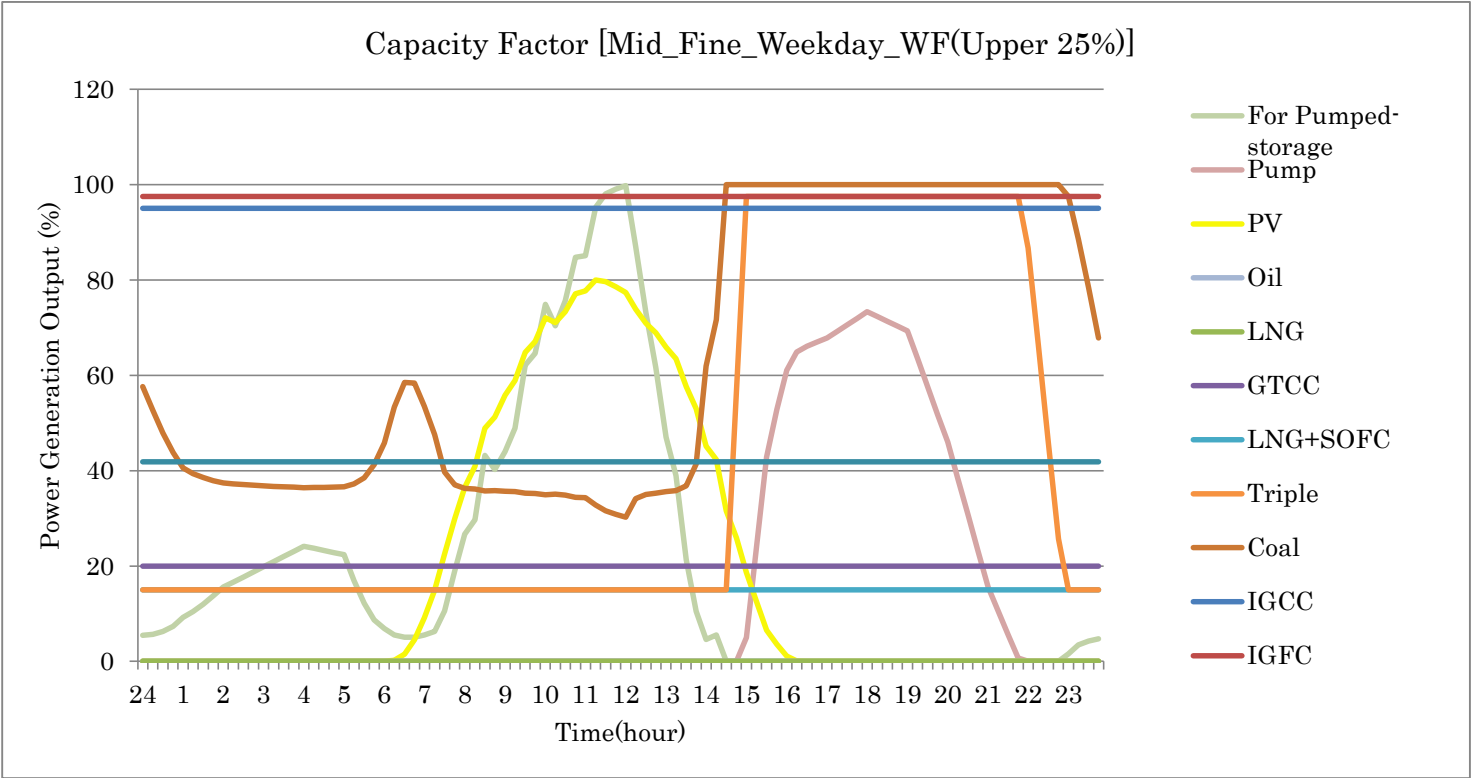
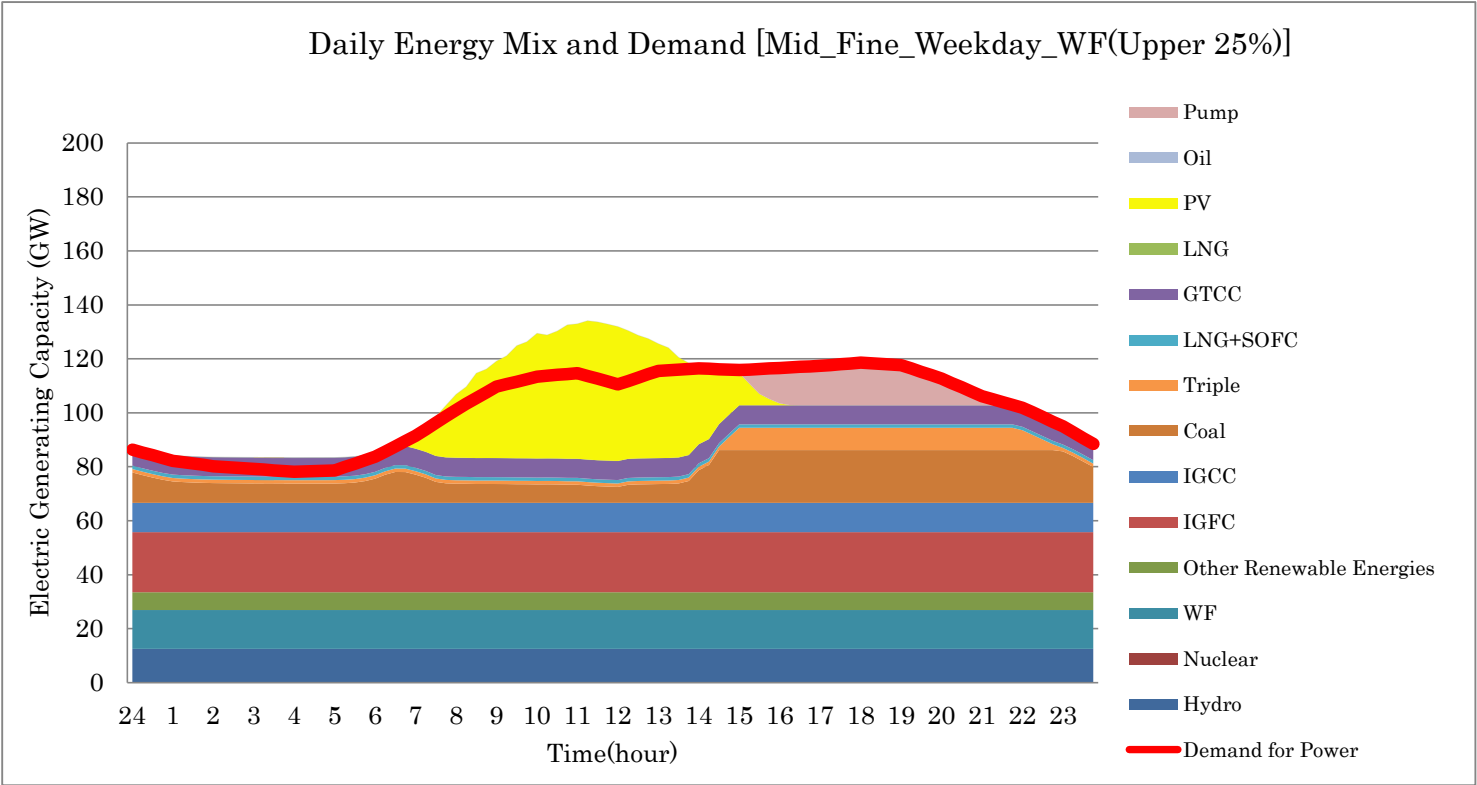
3.9 で示した本研究における電源構成モデルを解析した際に出力する 140 パターンの日間データについて、それぞれ発電電力量構成・設備利用率・周波数調整力の日間変化のグラフを示す。ここに掲載したデータは Case1 の計算結果の全日間データである。

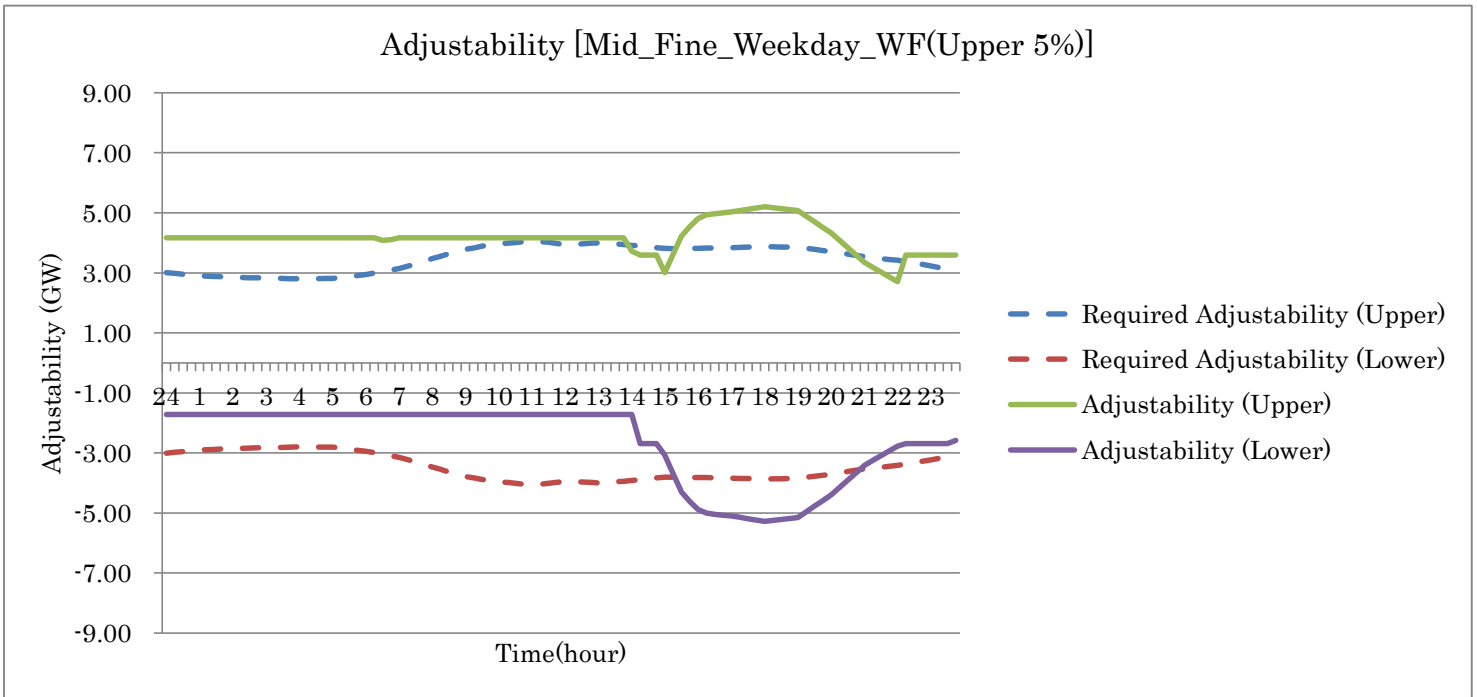
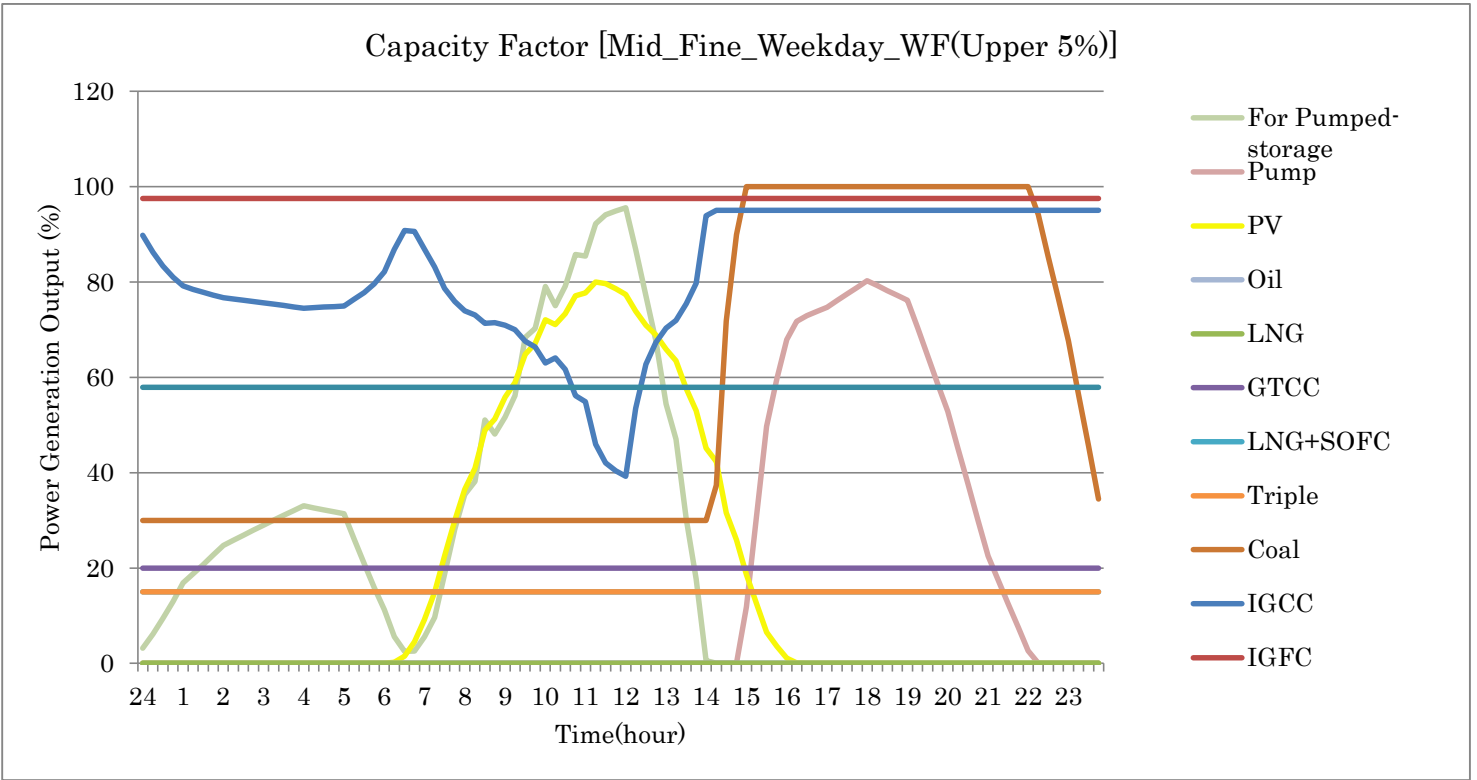
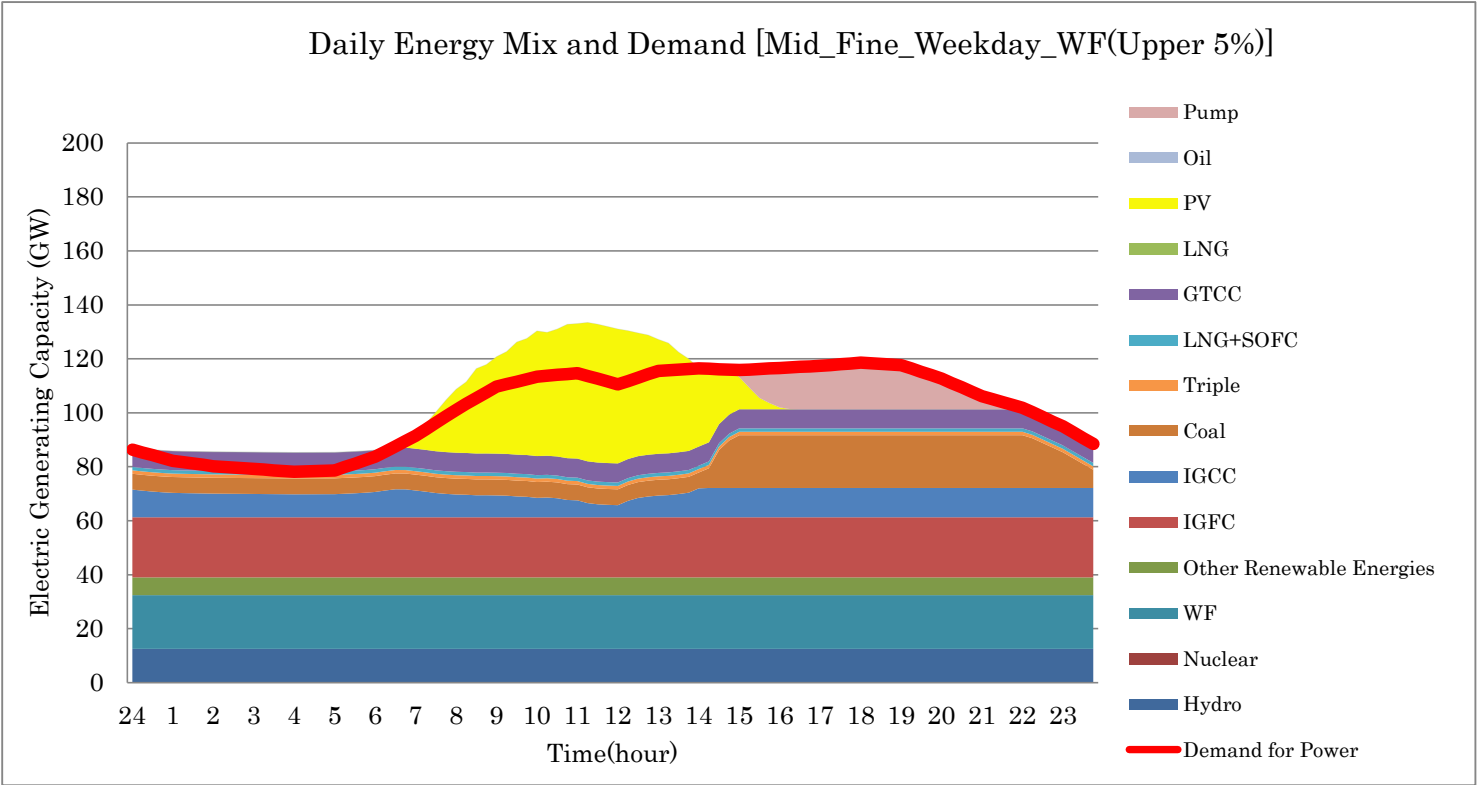


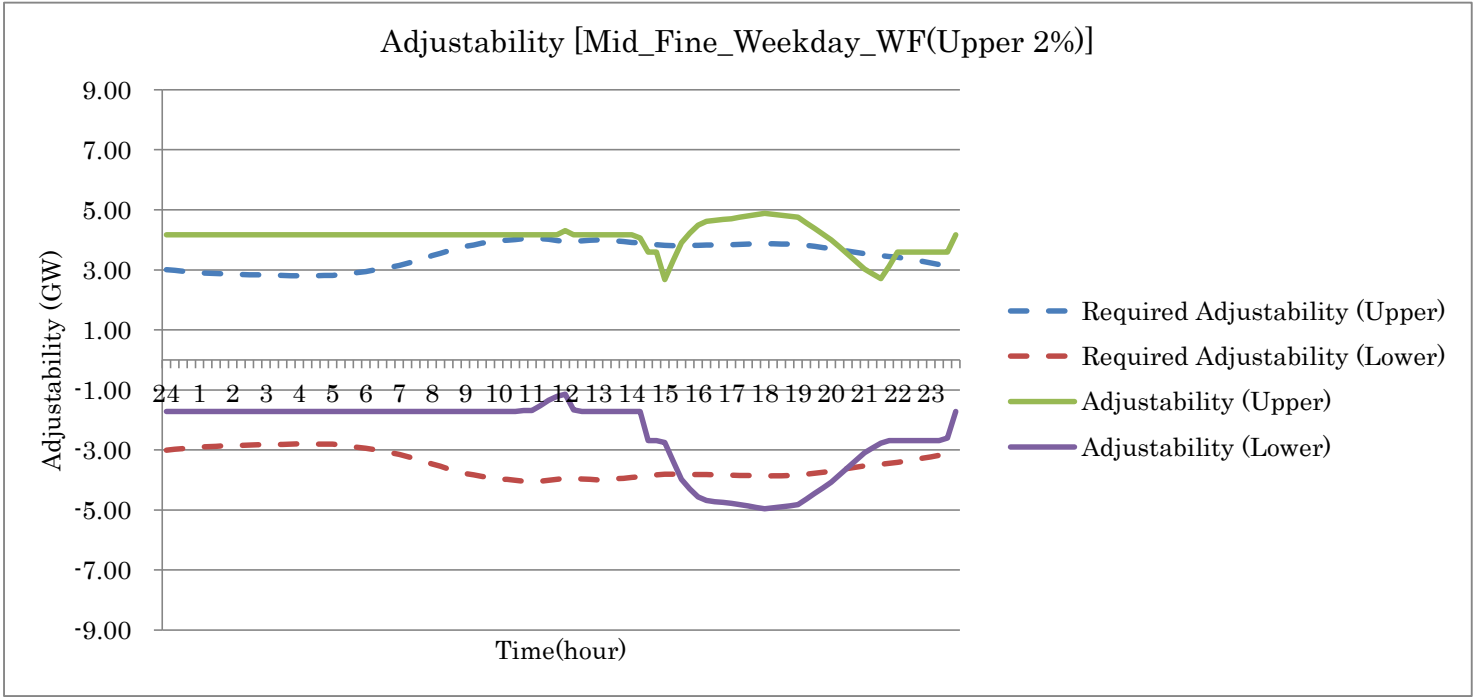
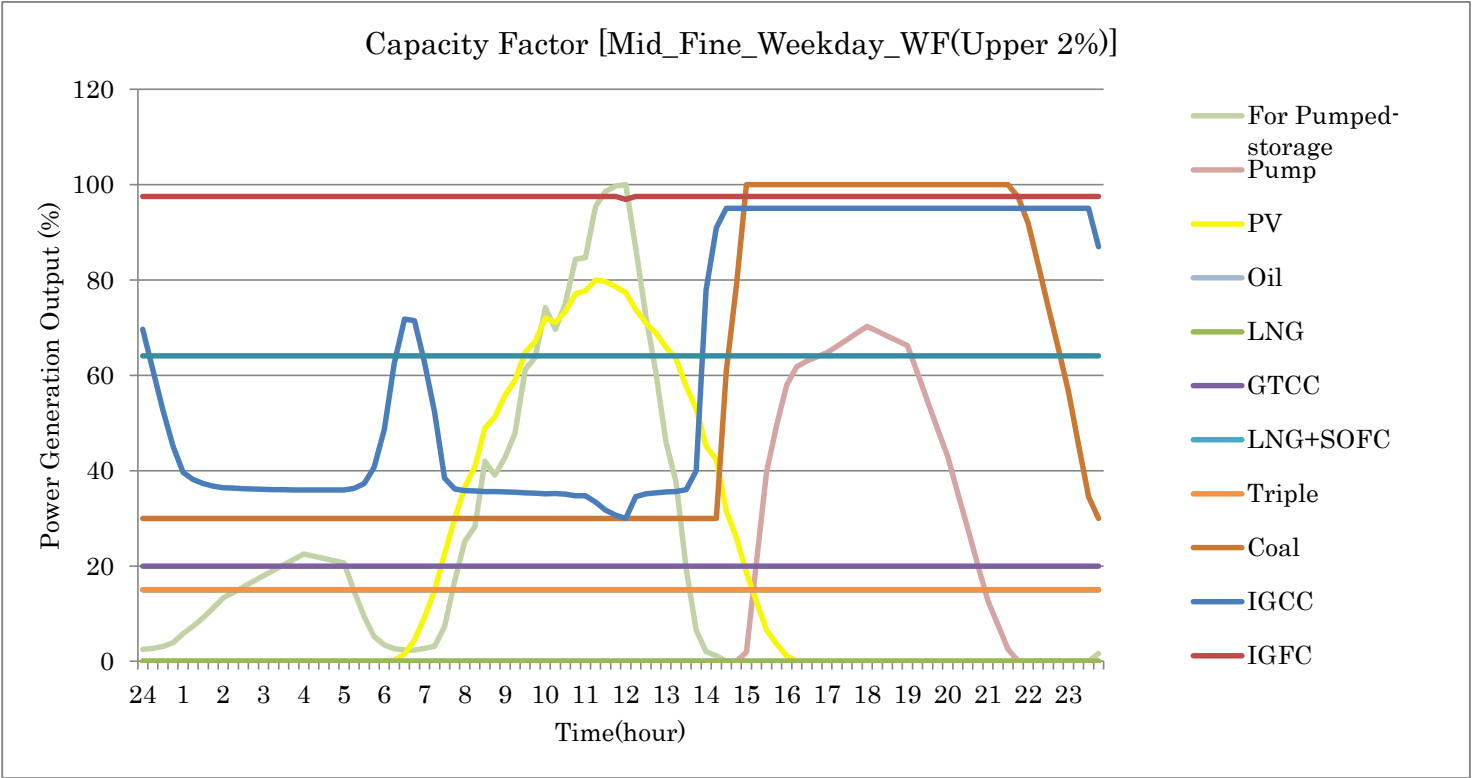
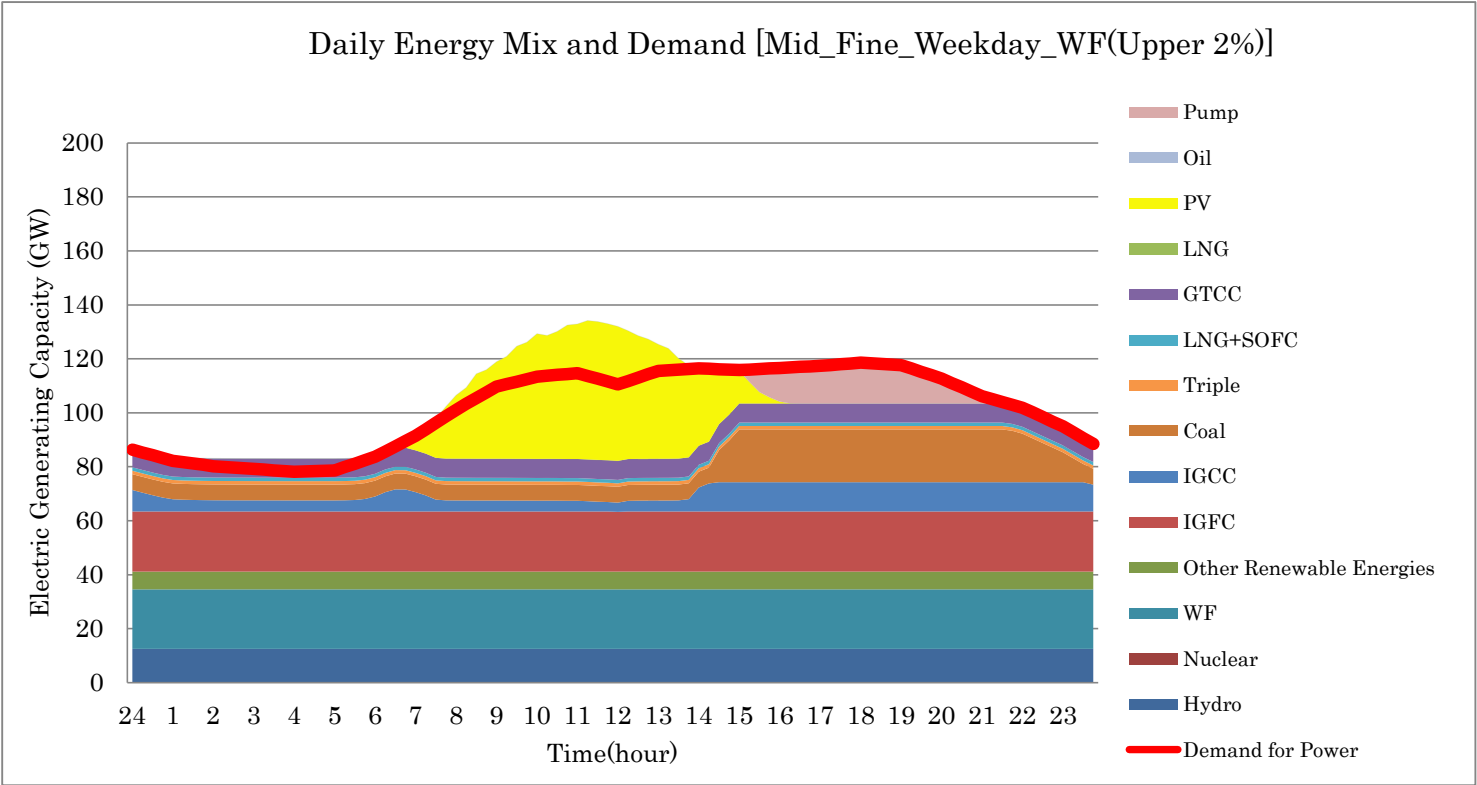


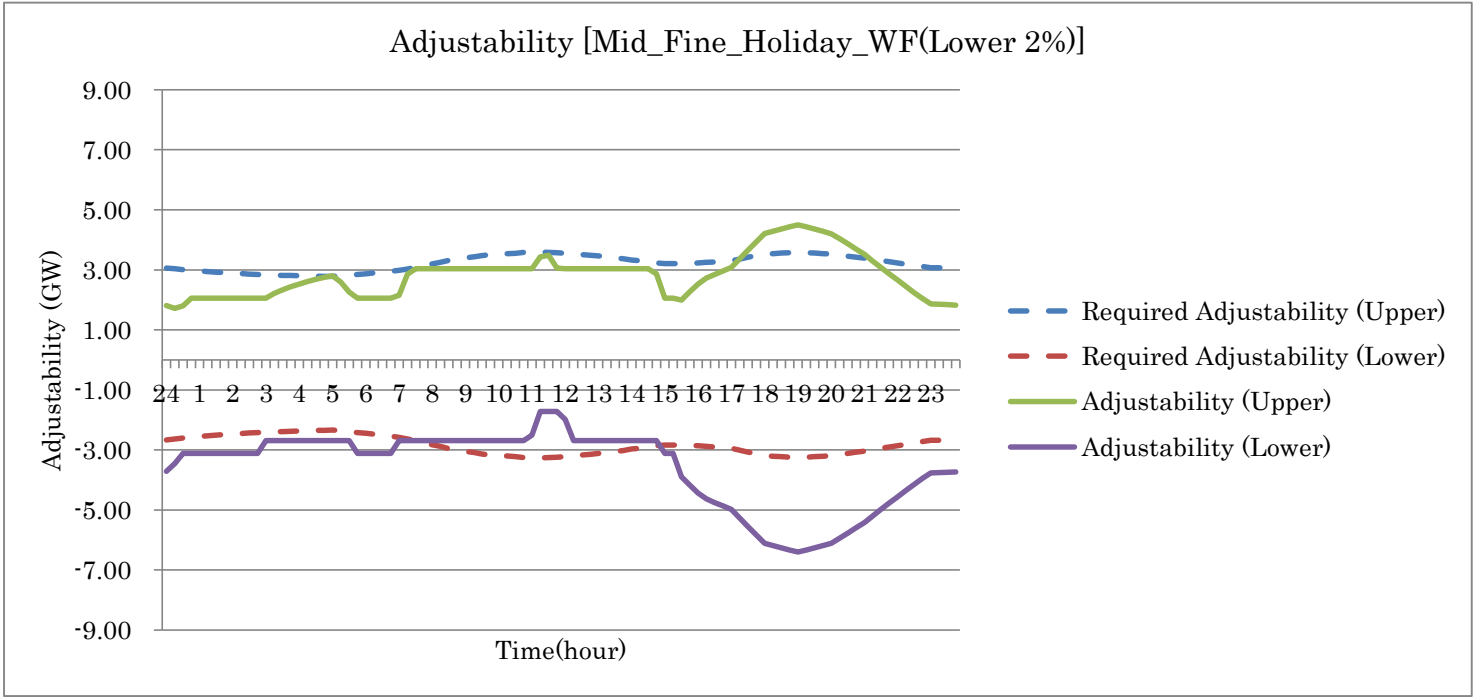
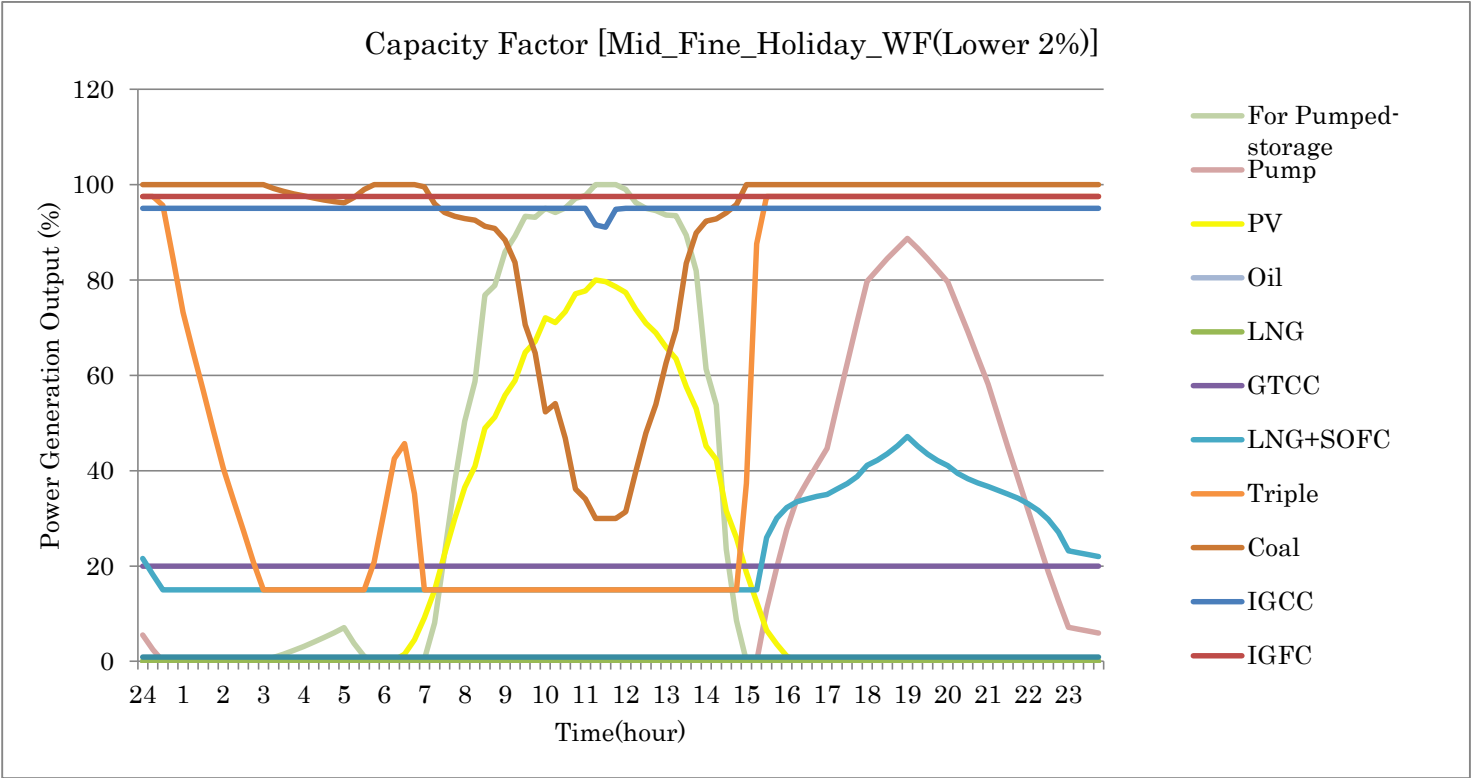
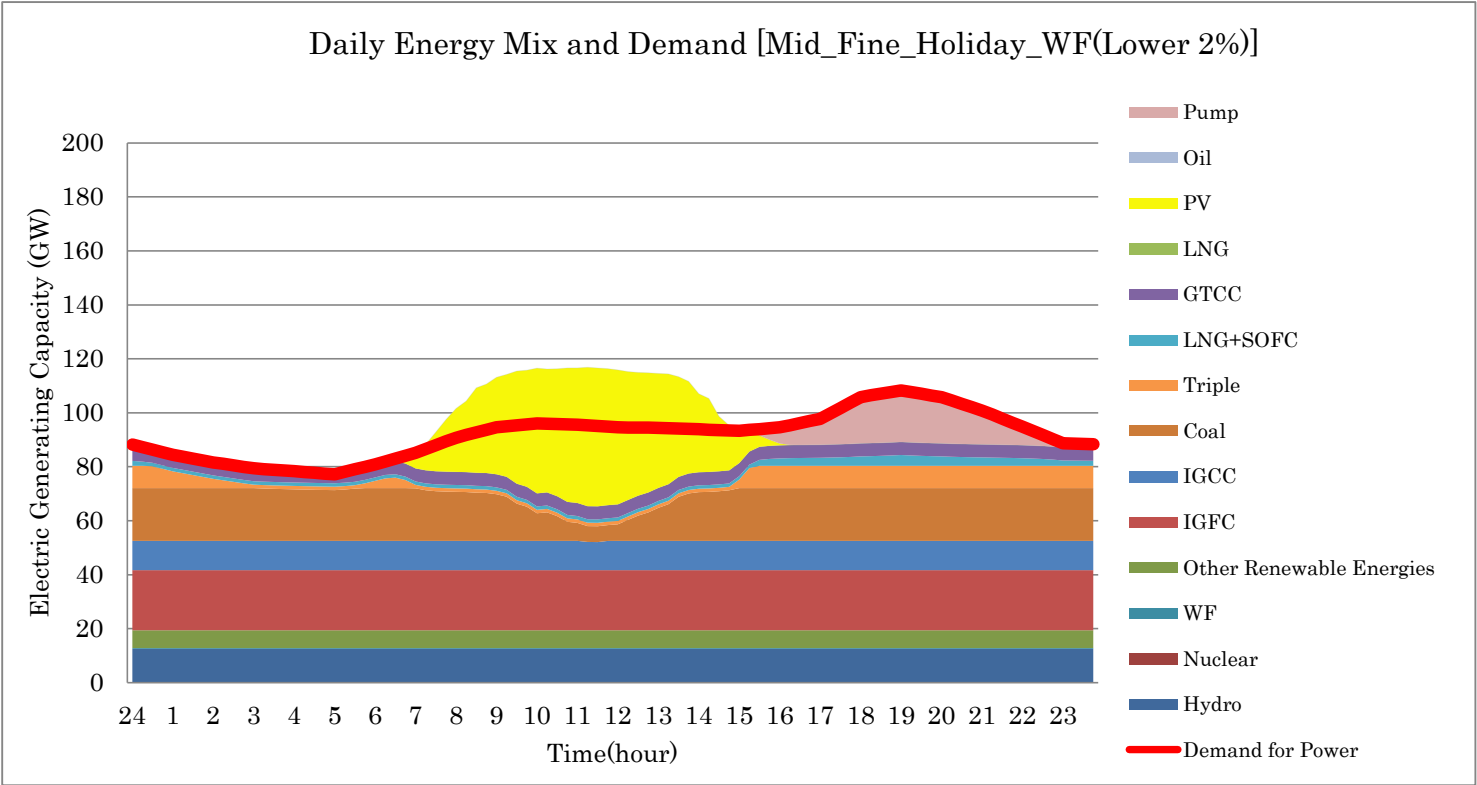


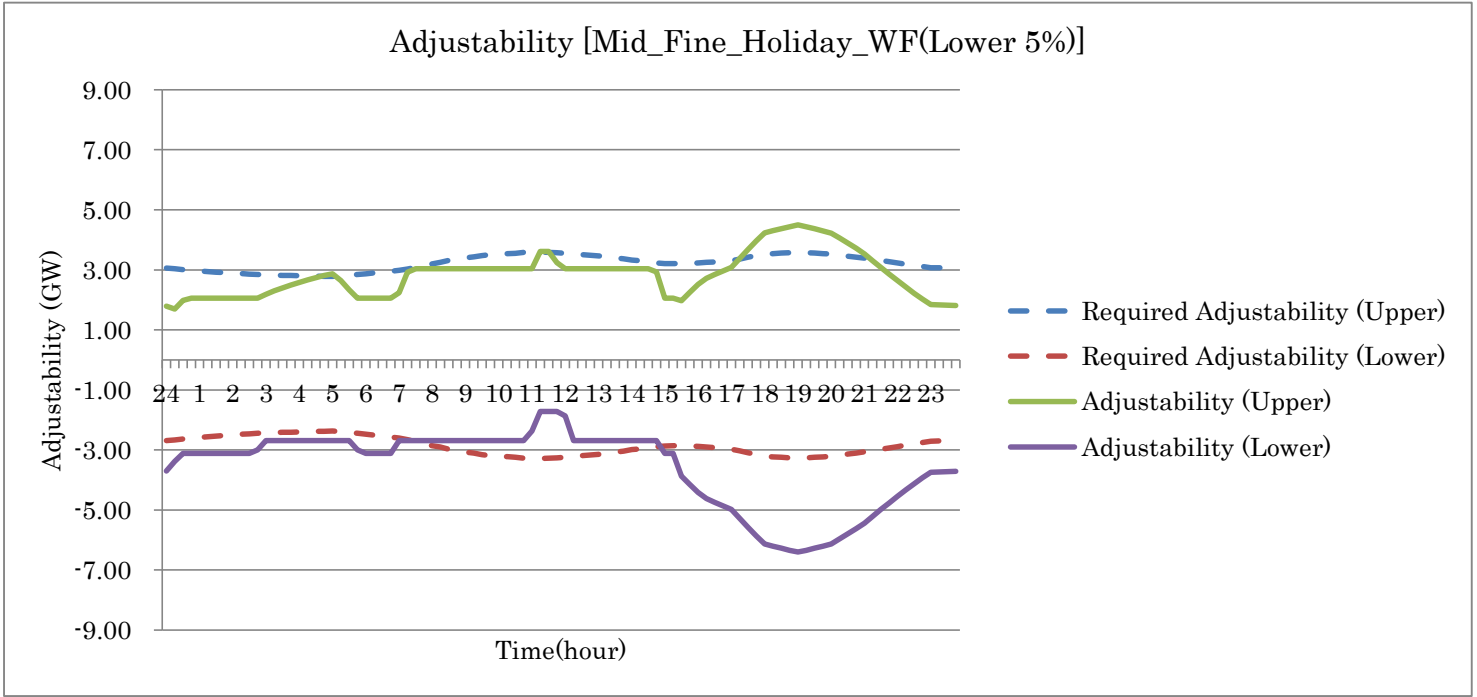
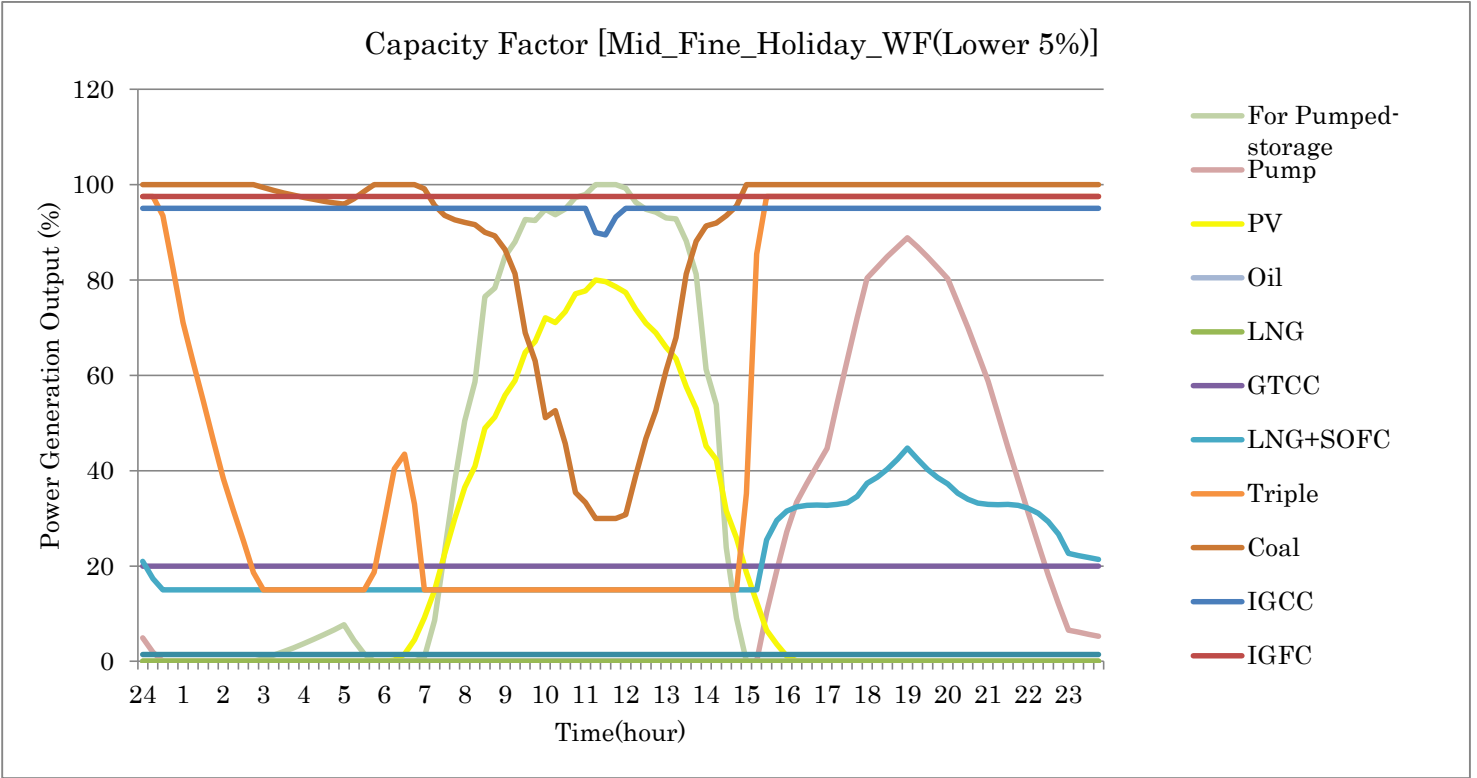
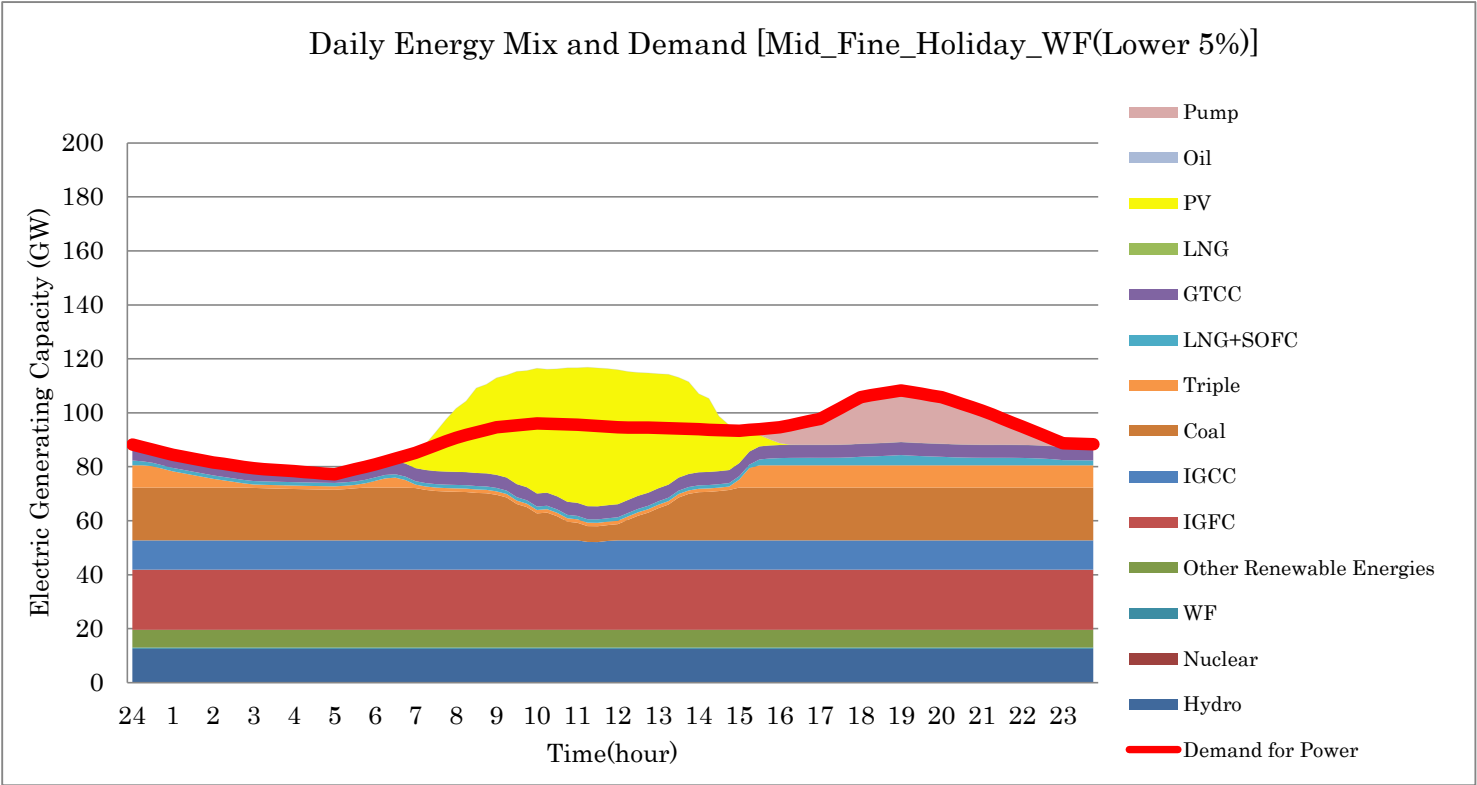


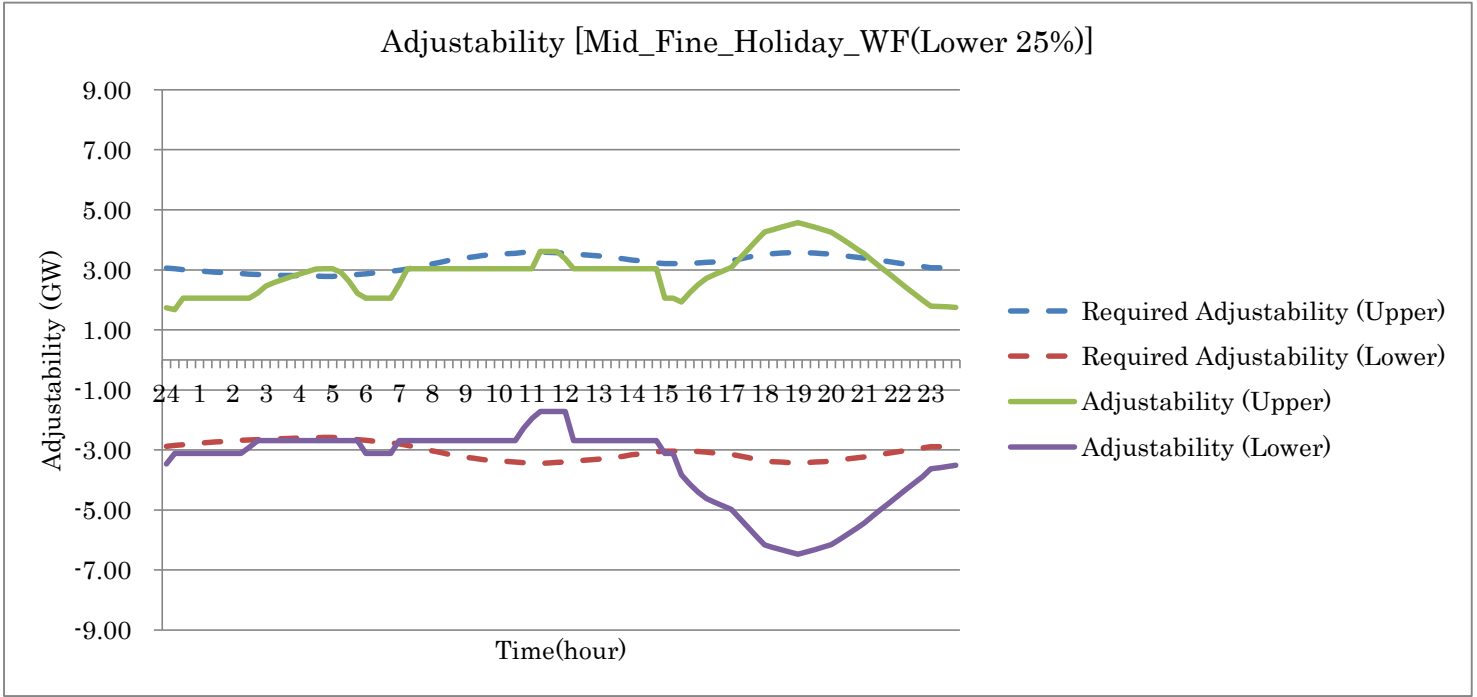
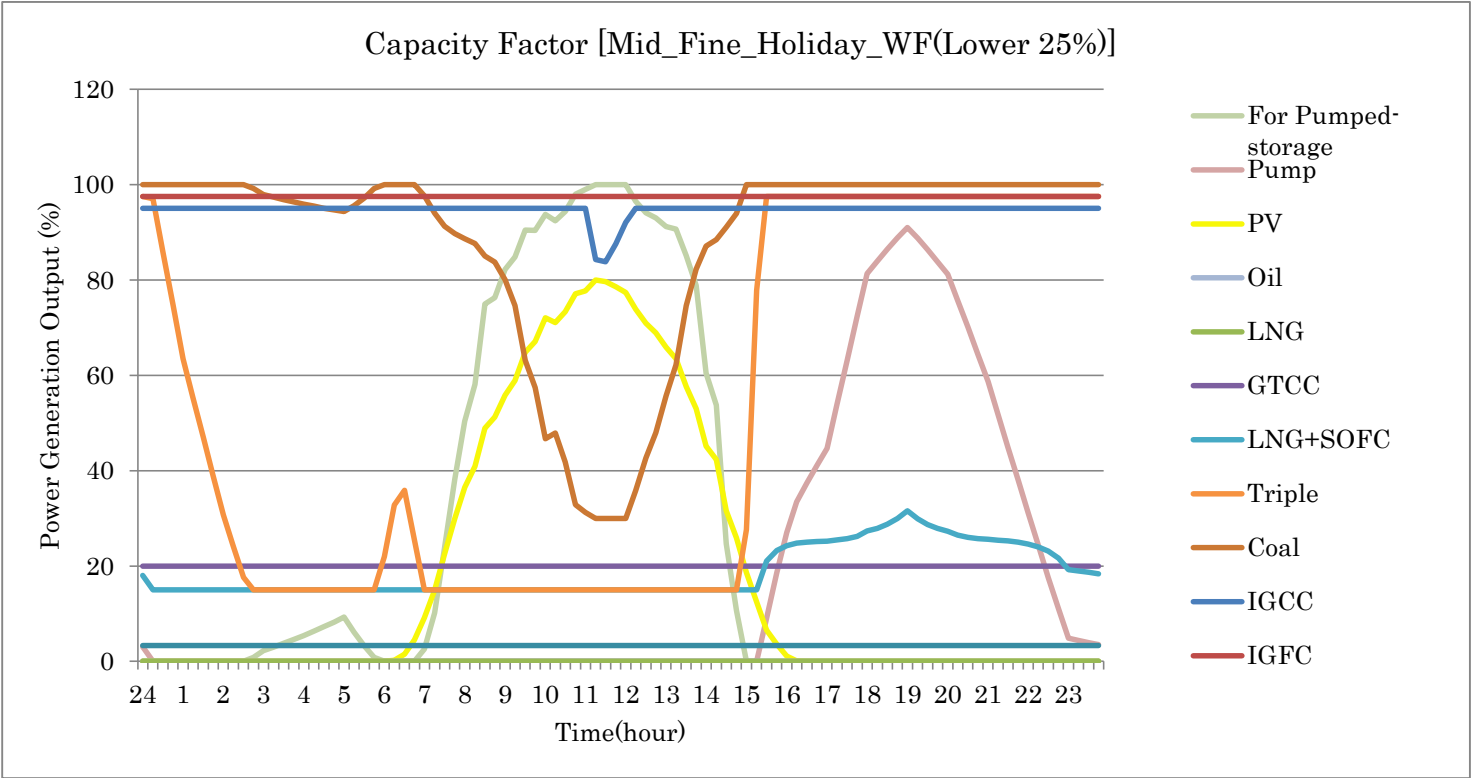
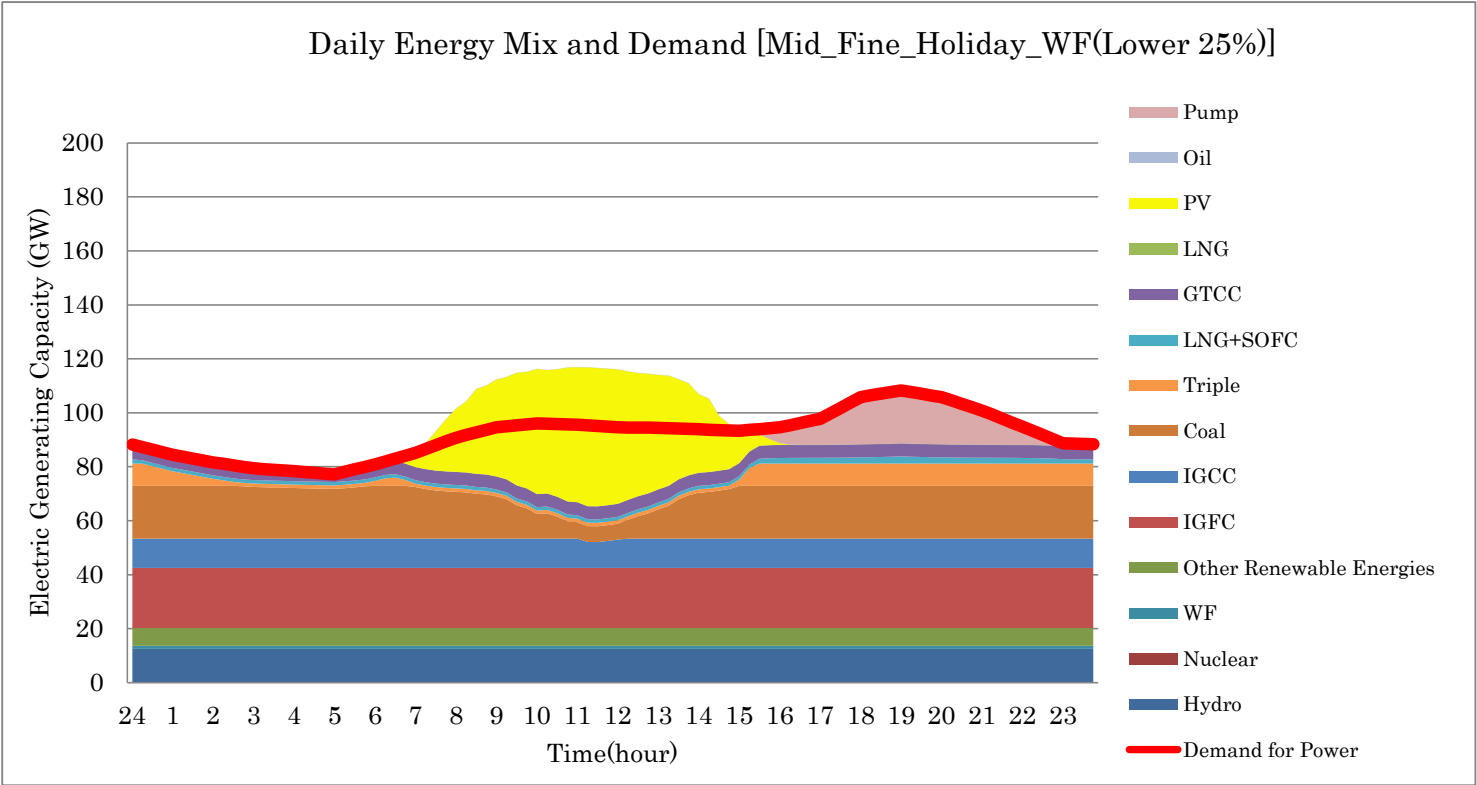


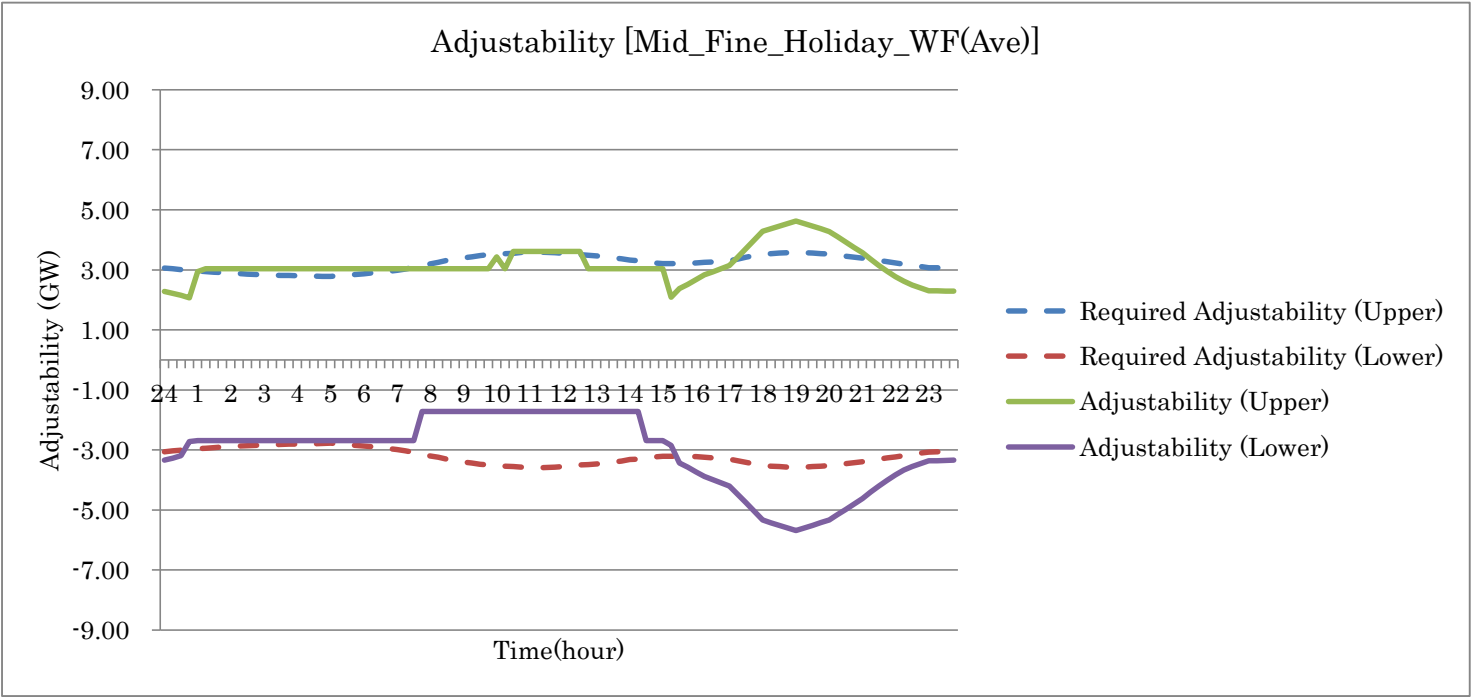
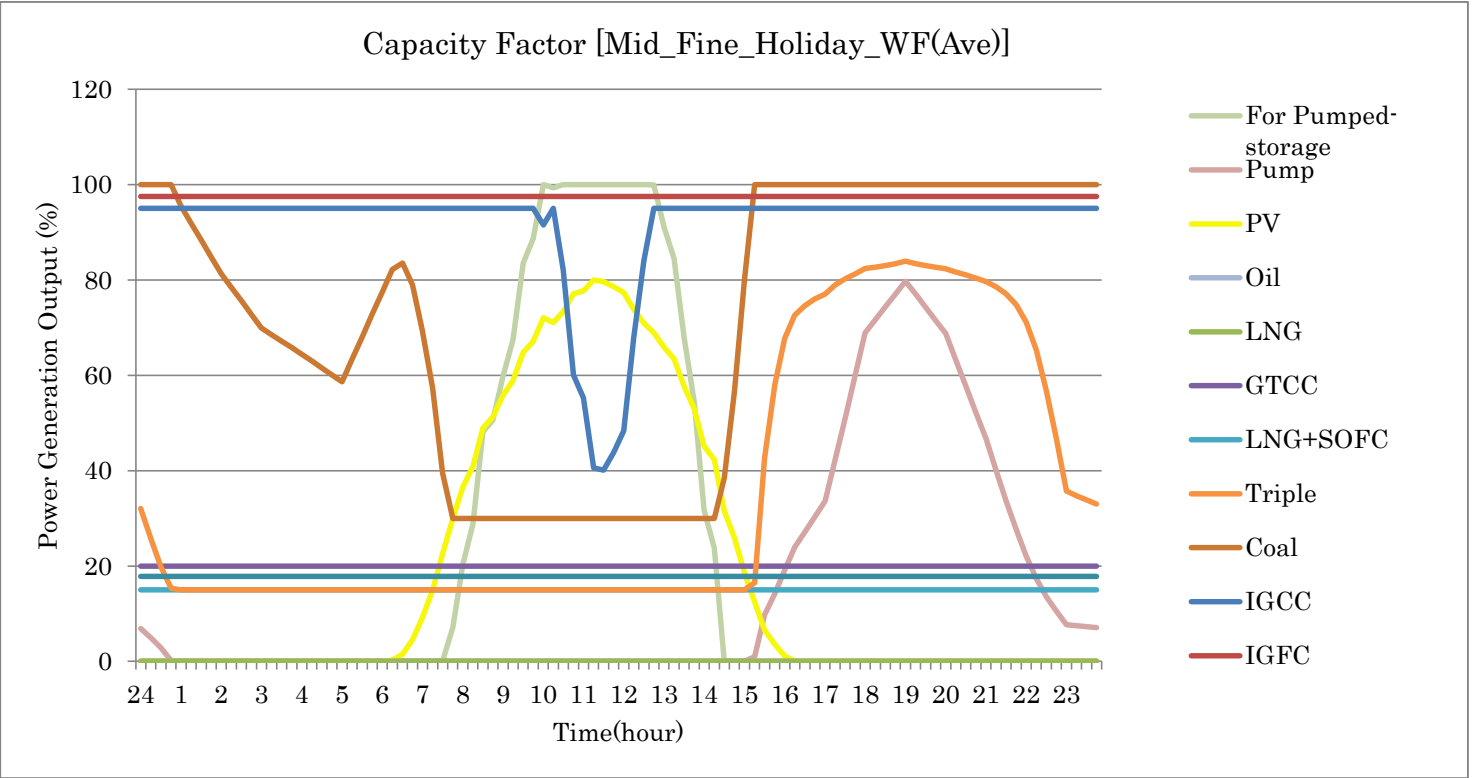
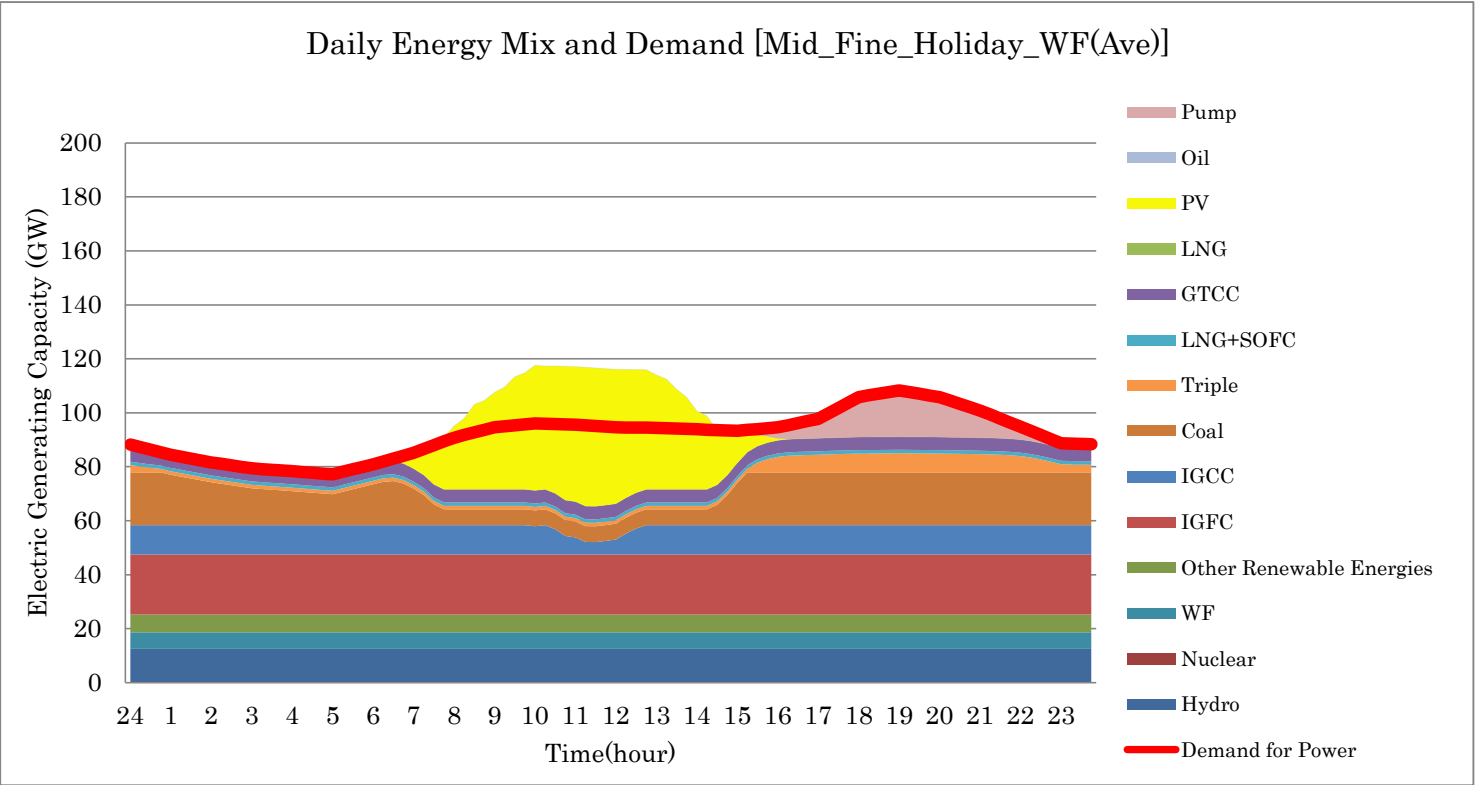


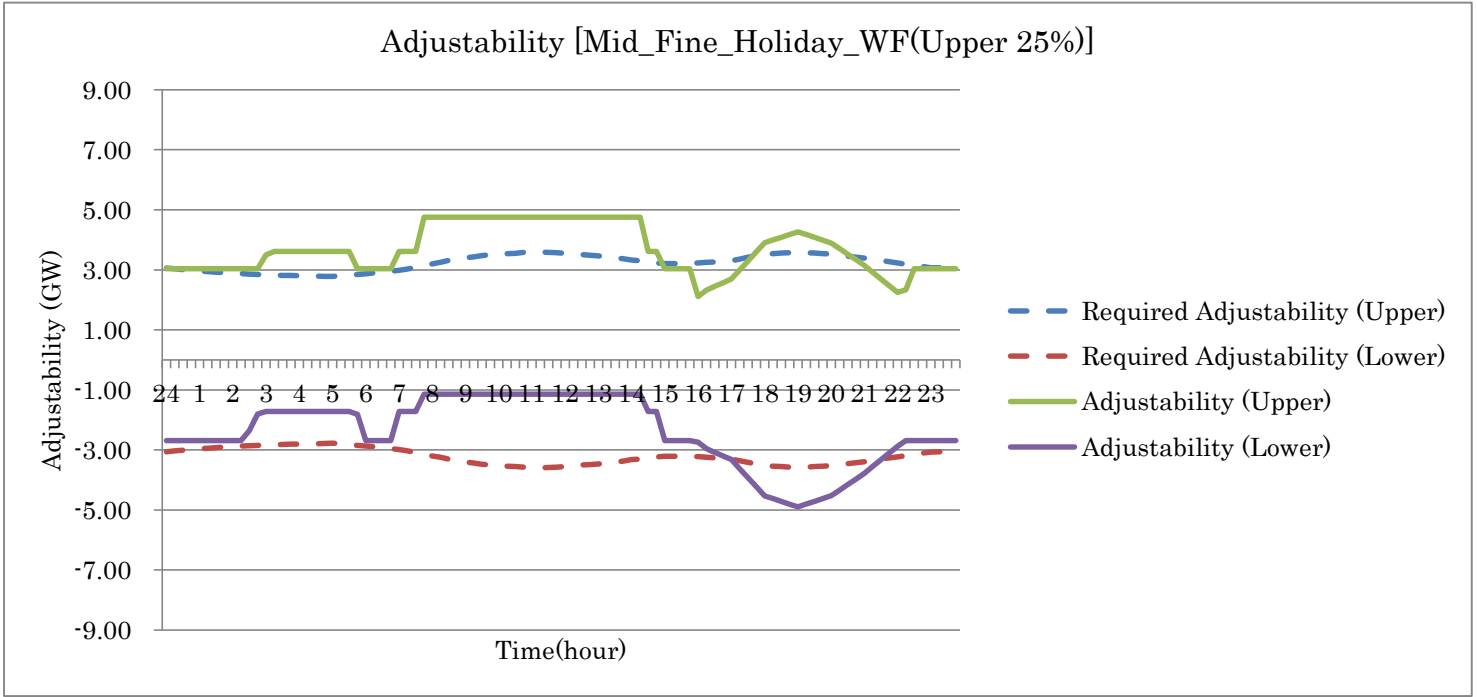
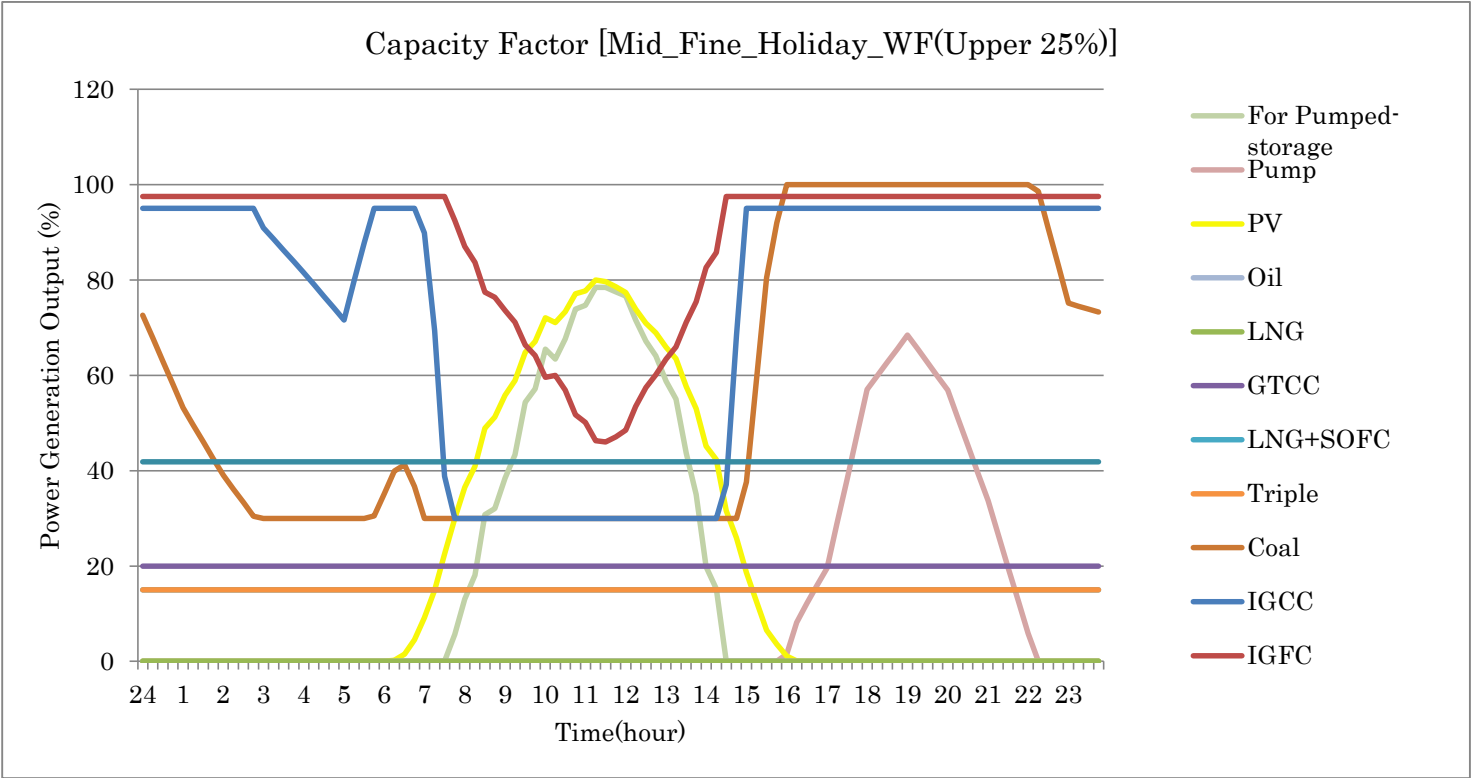
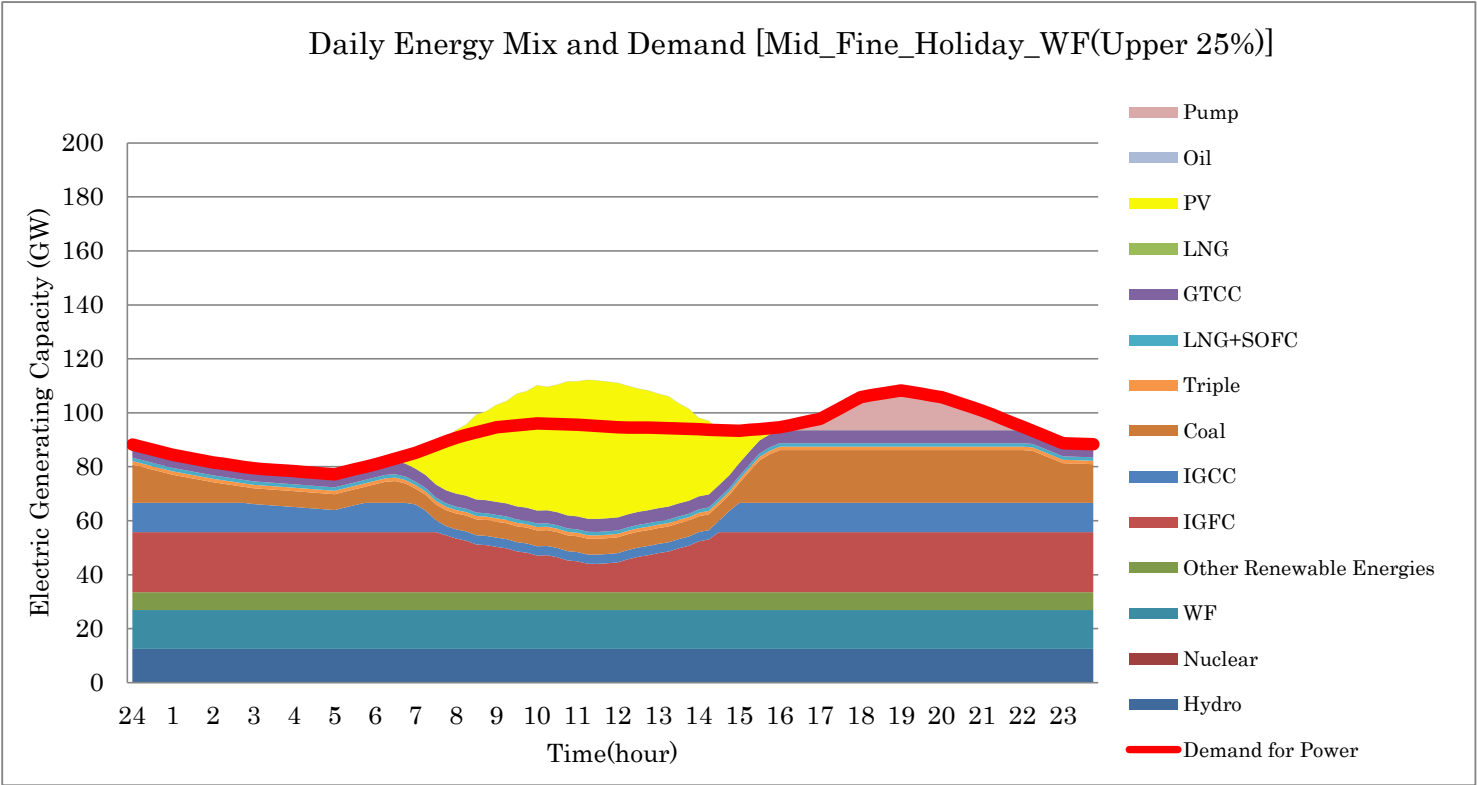


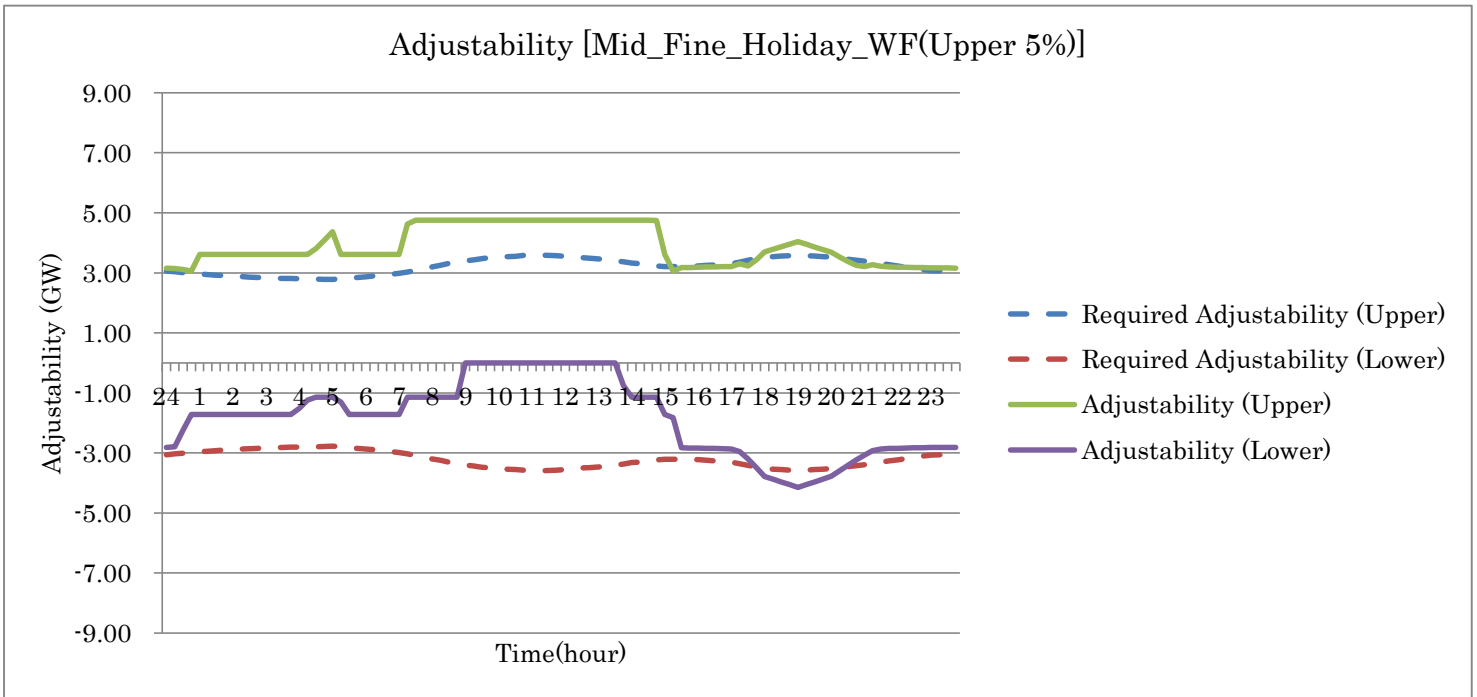
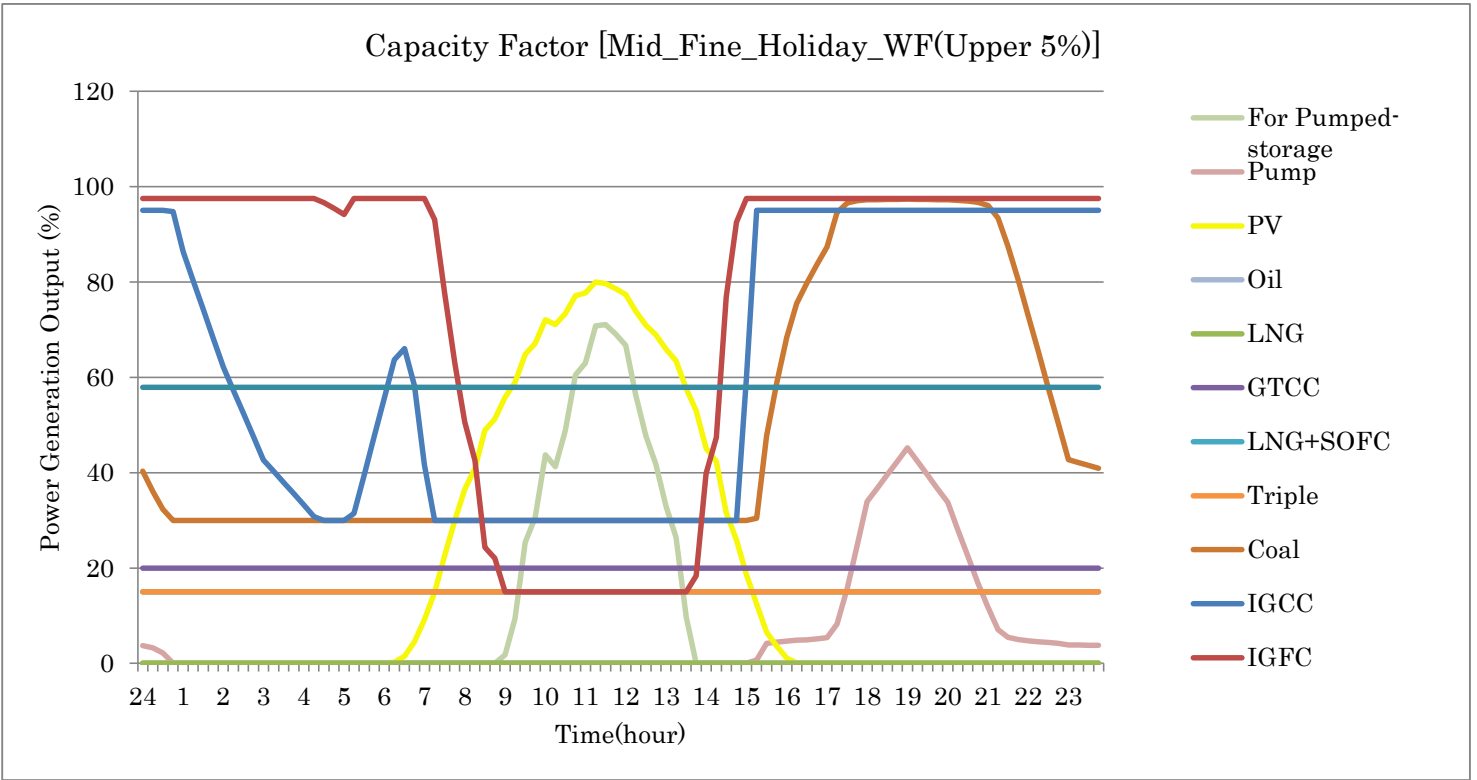
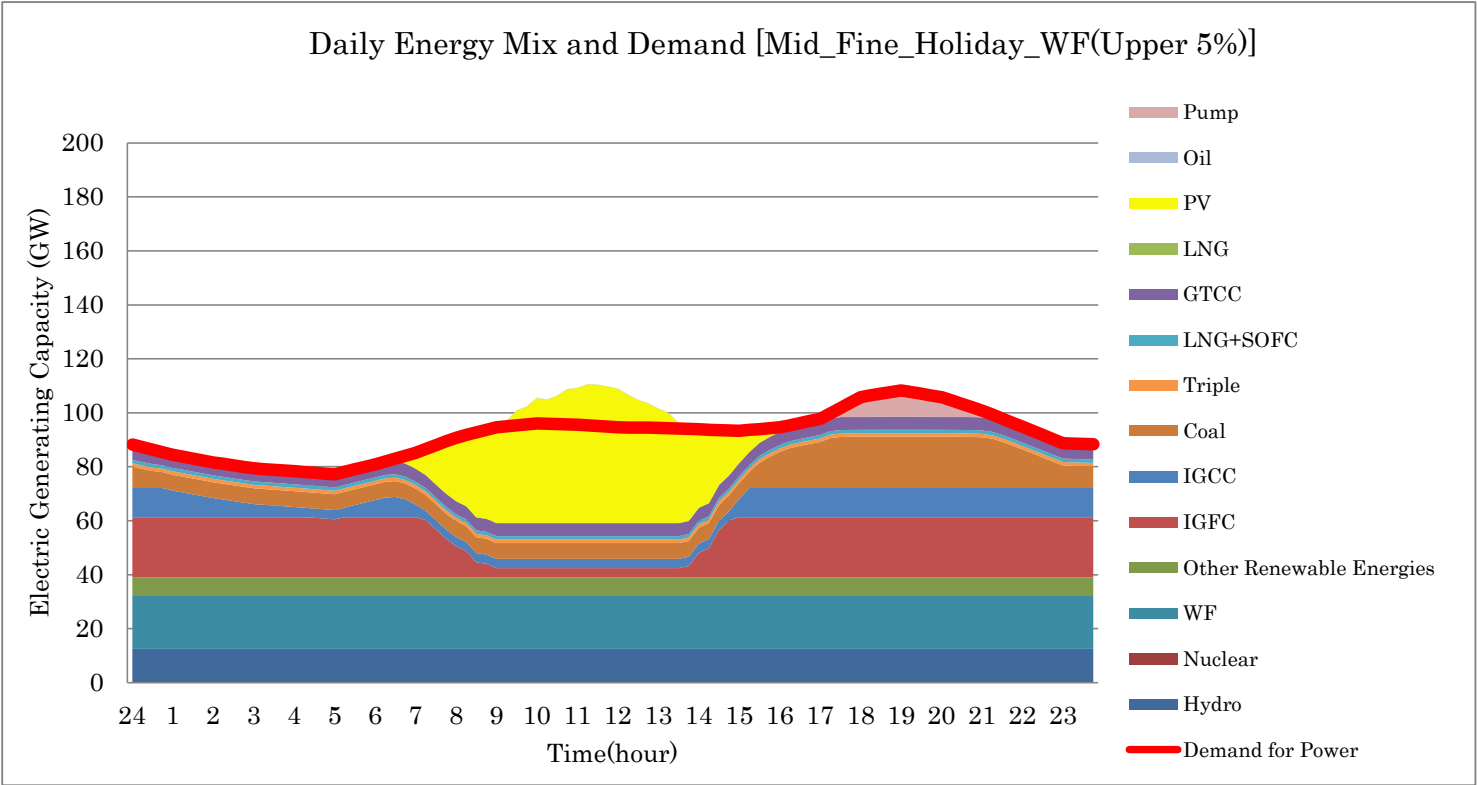


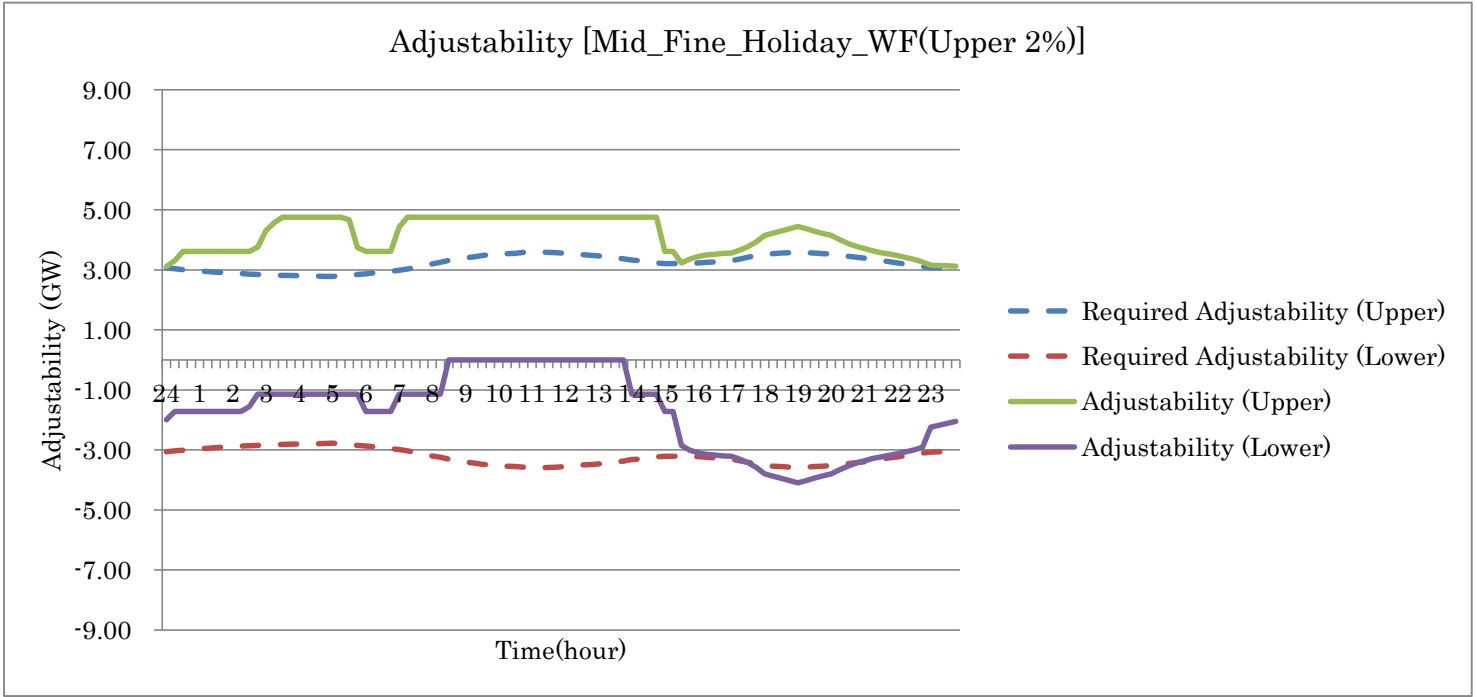
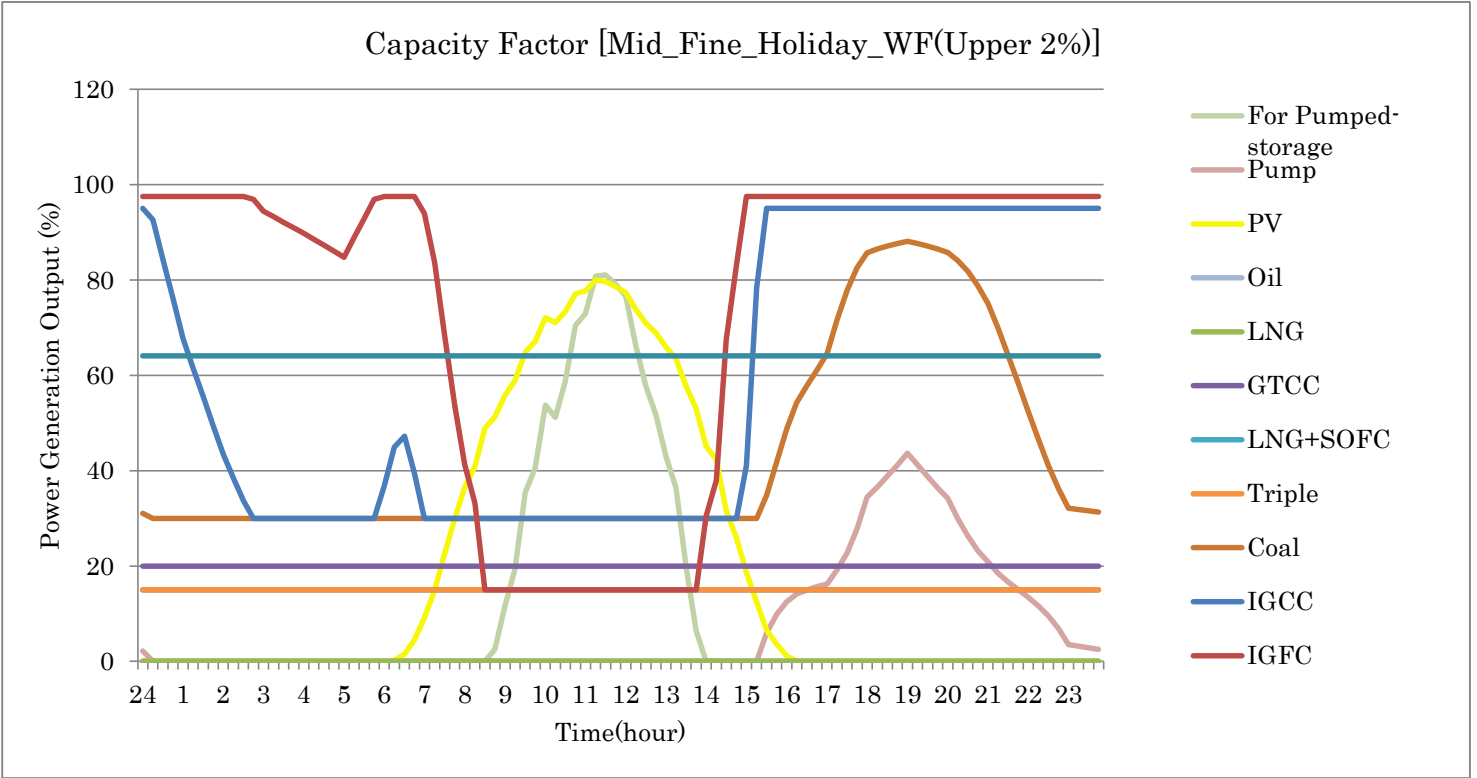
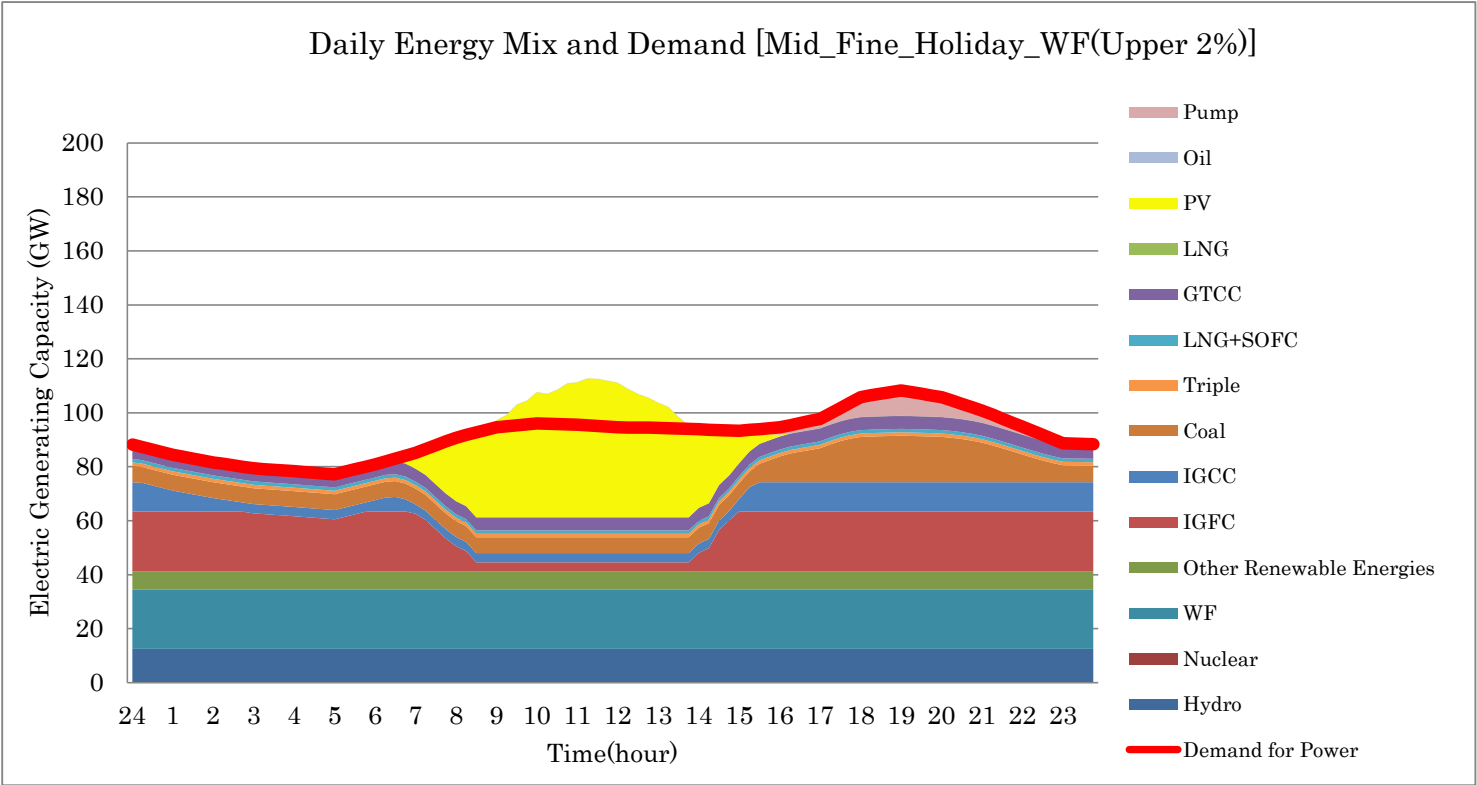


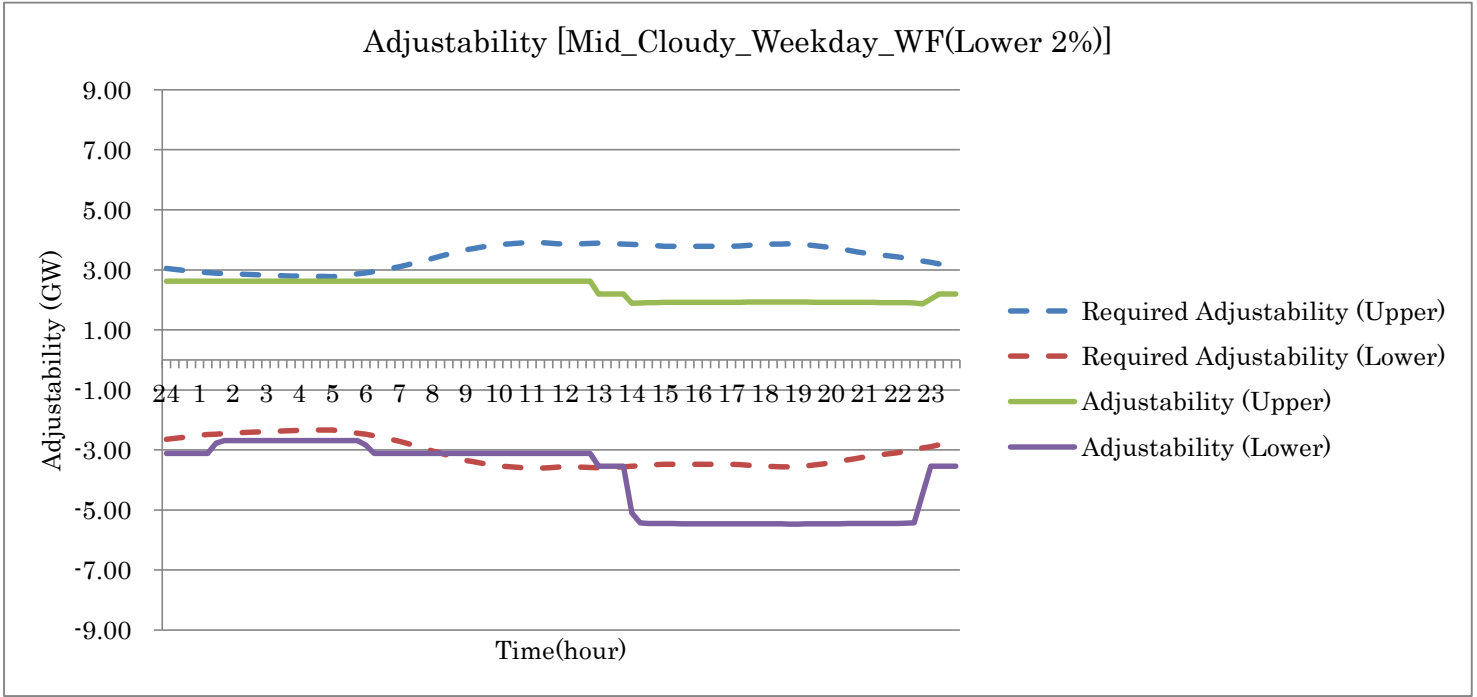
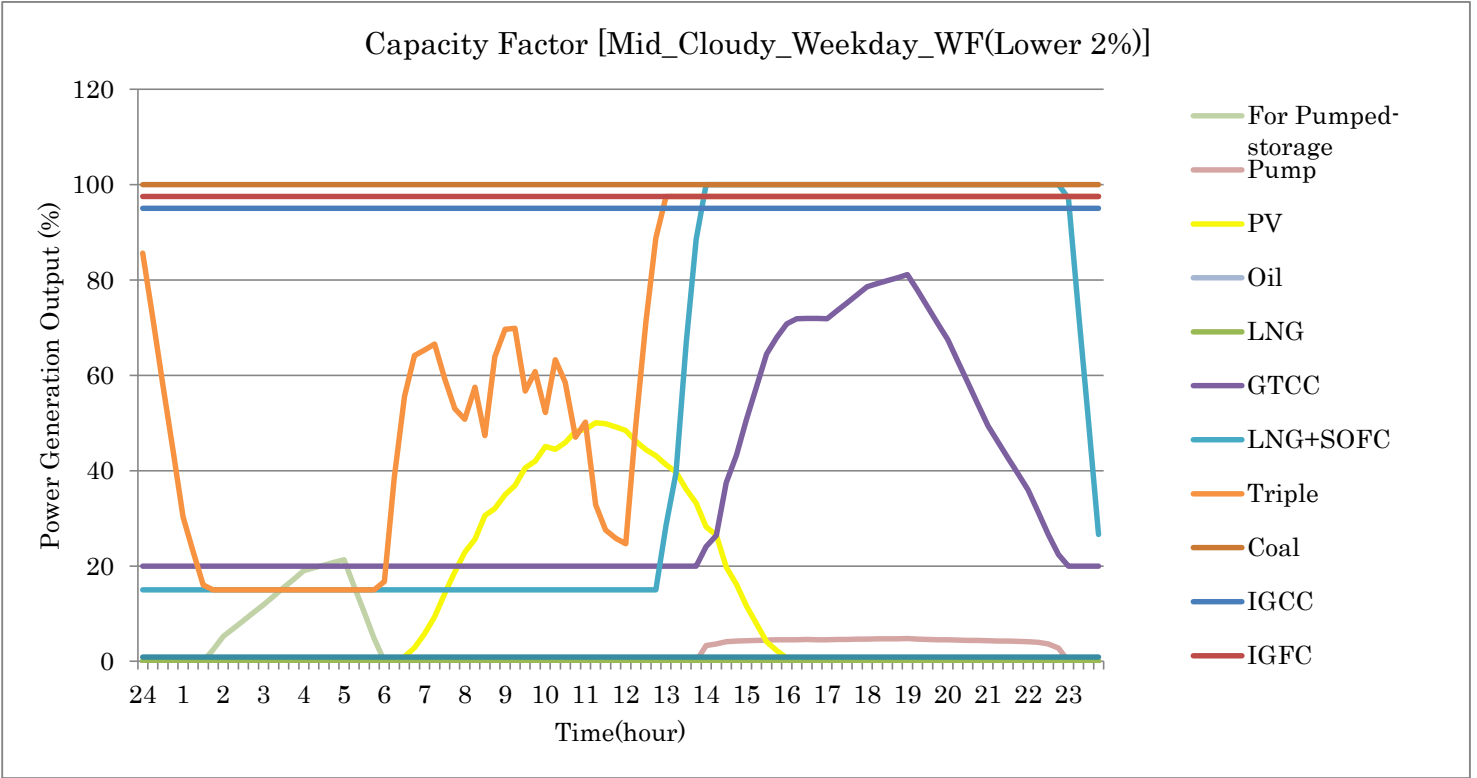
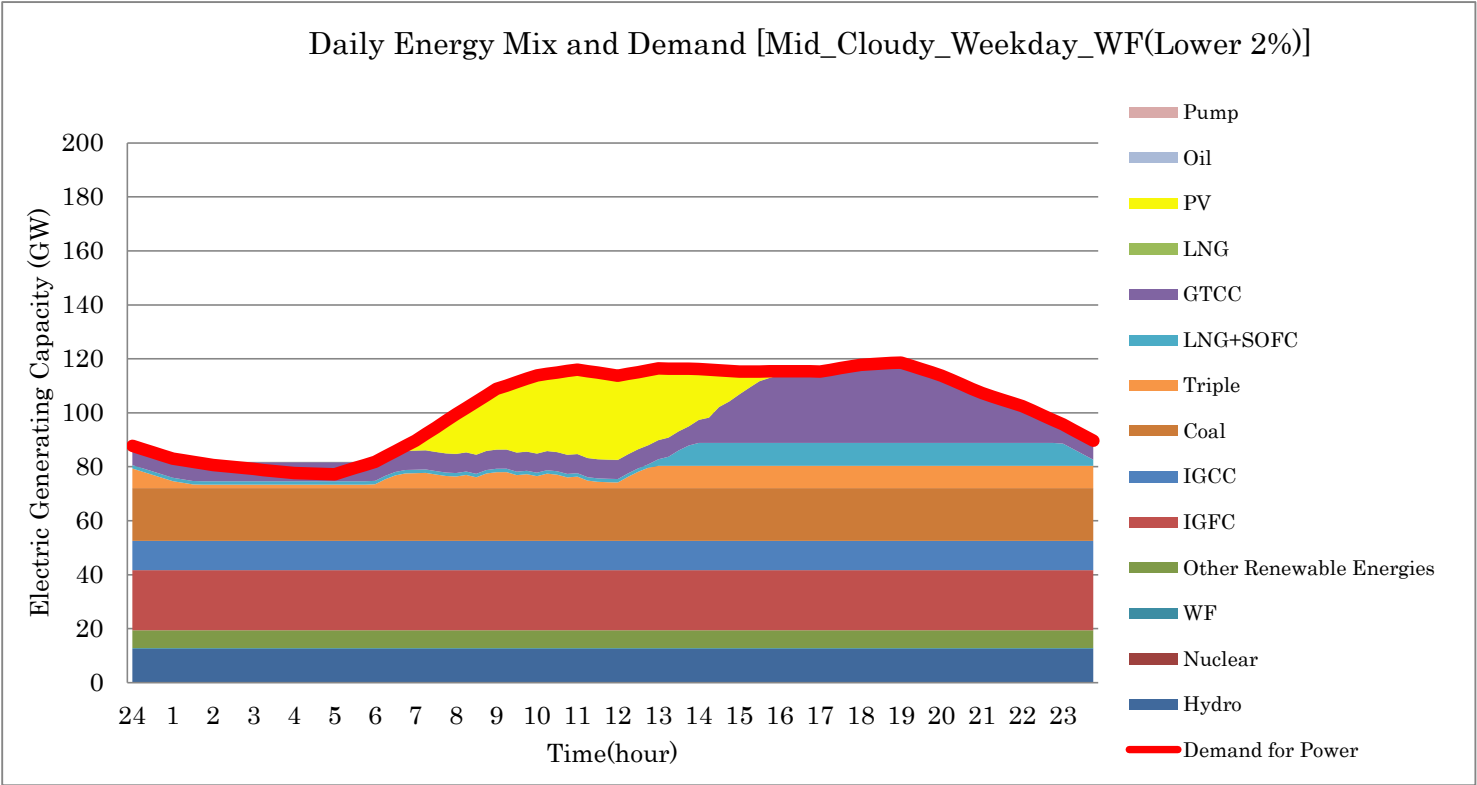


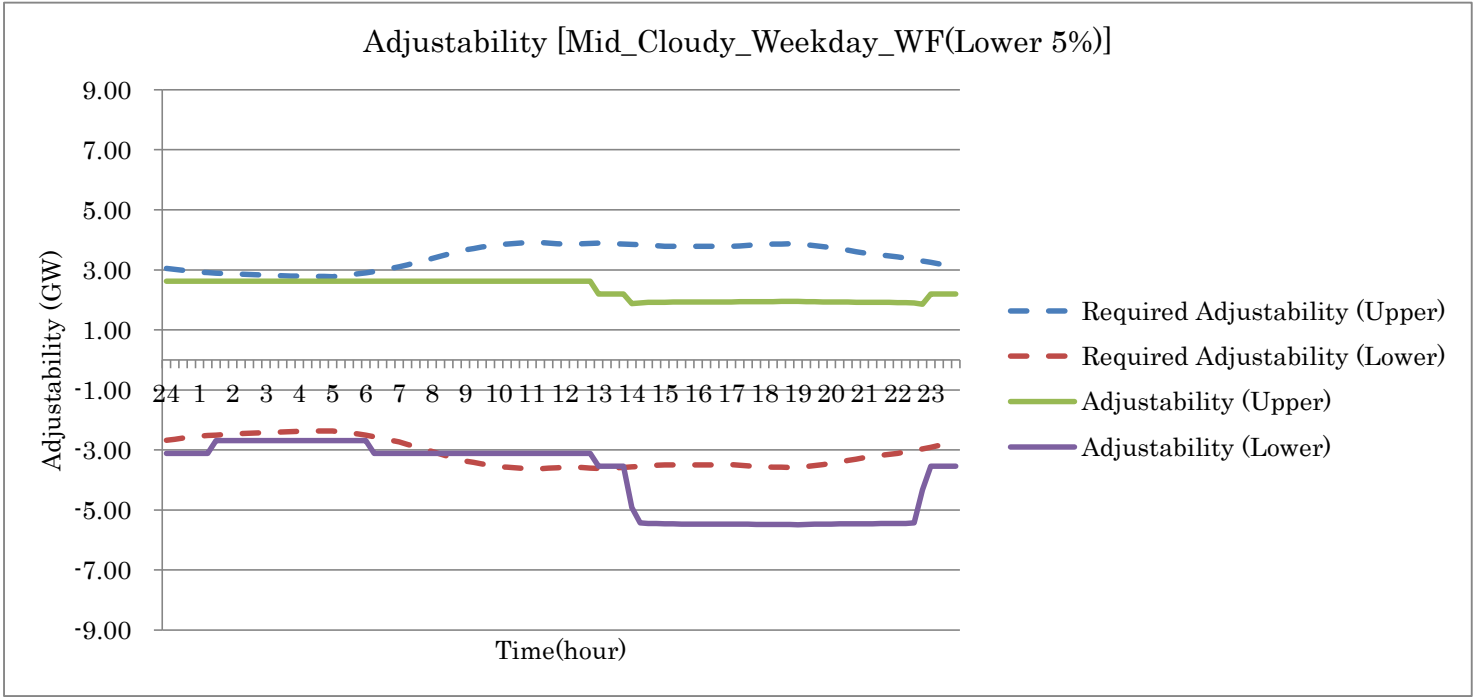
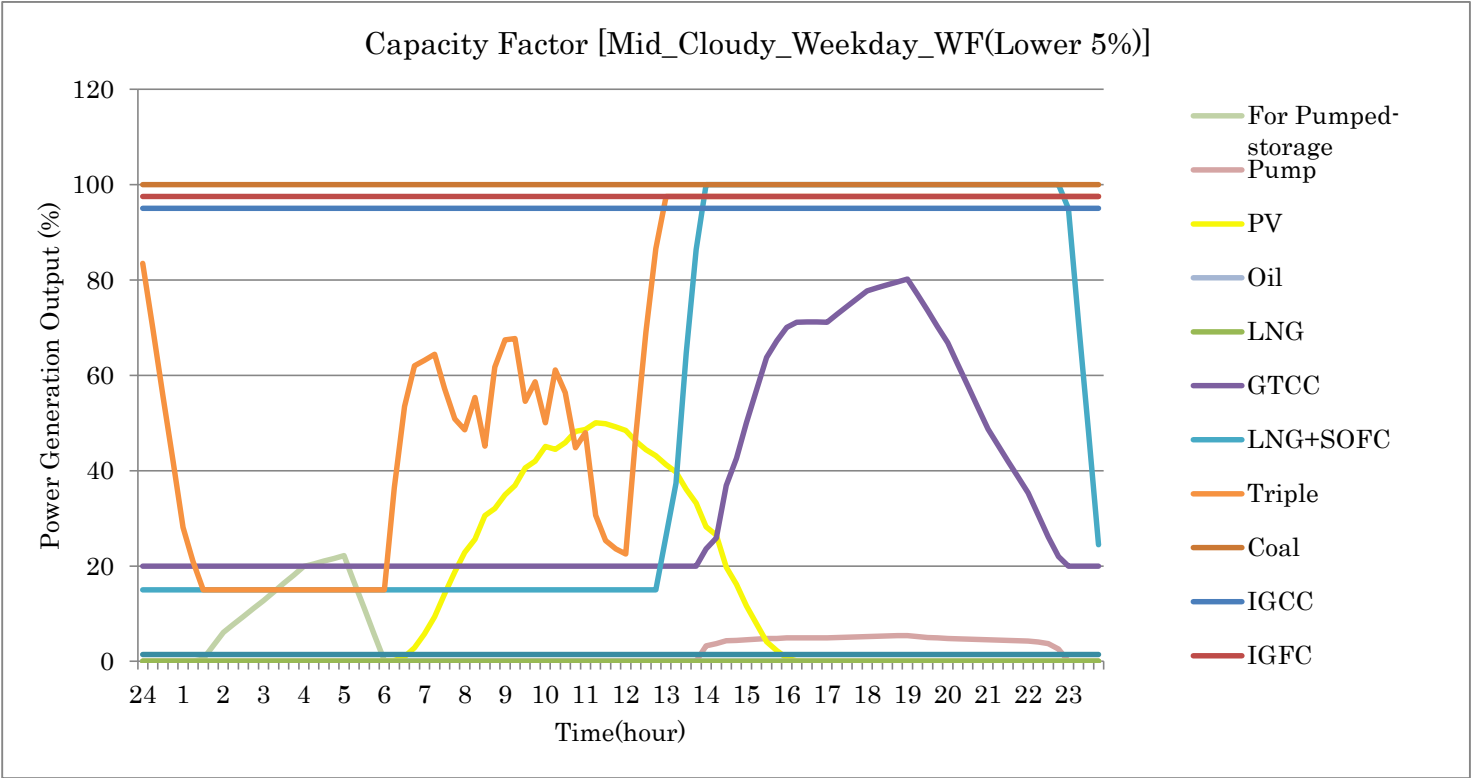
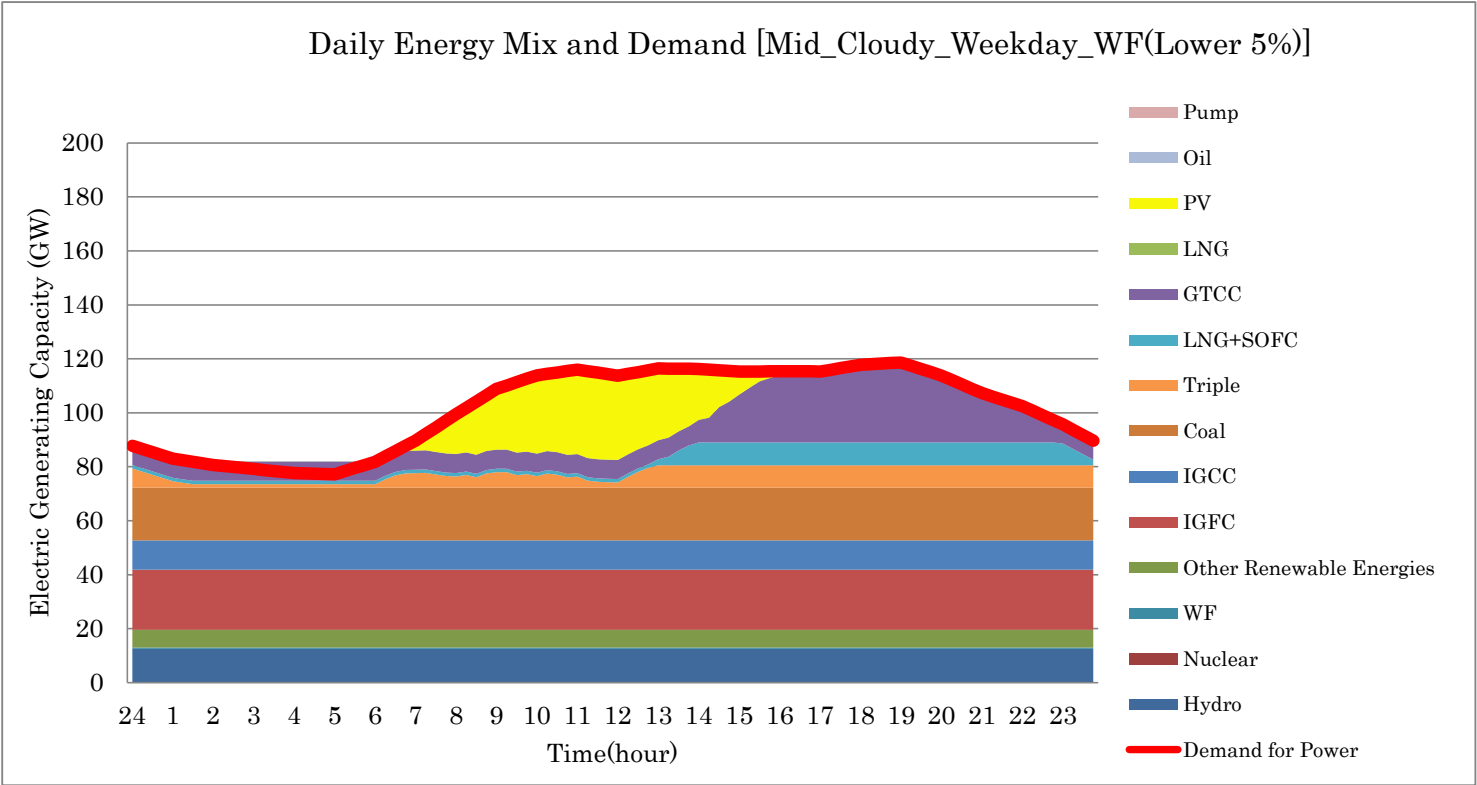


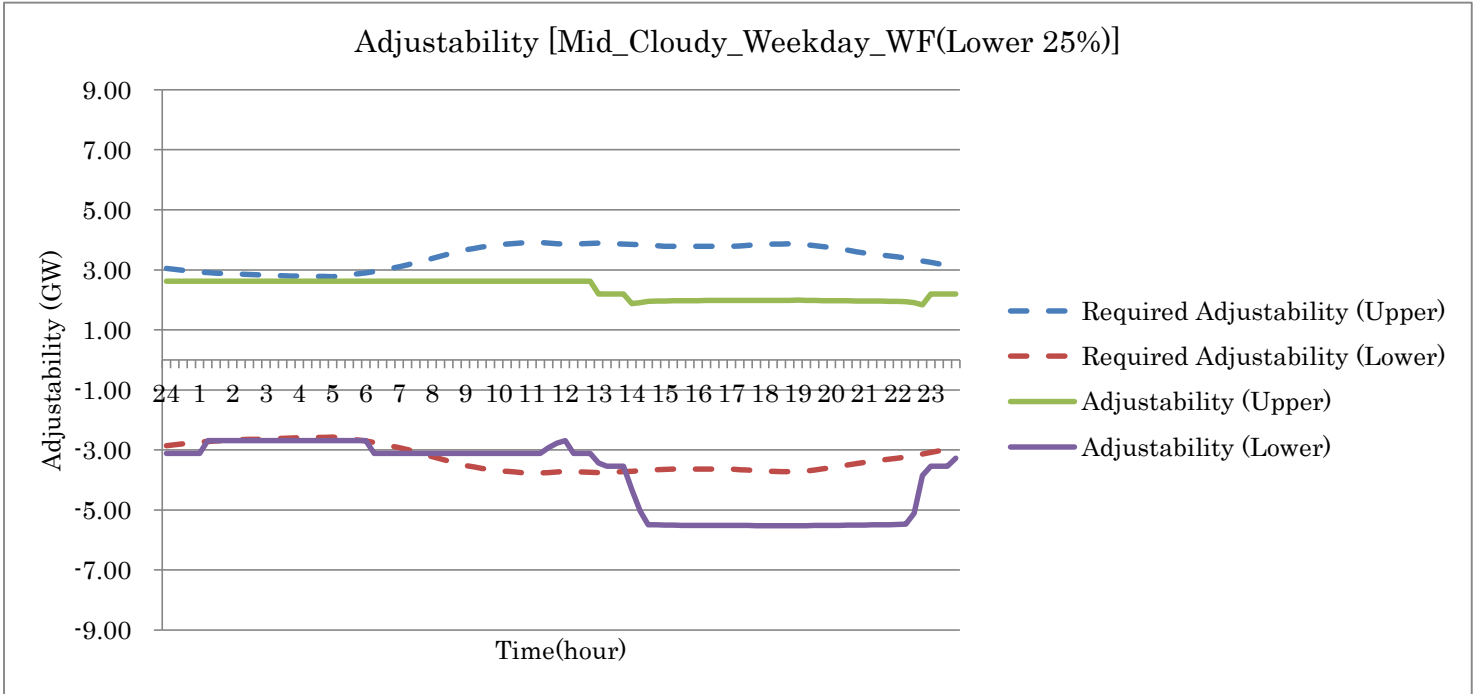
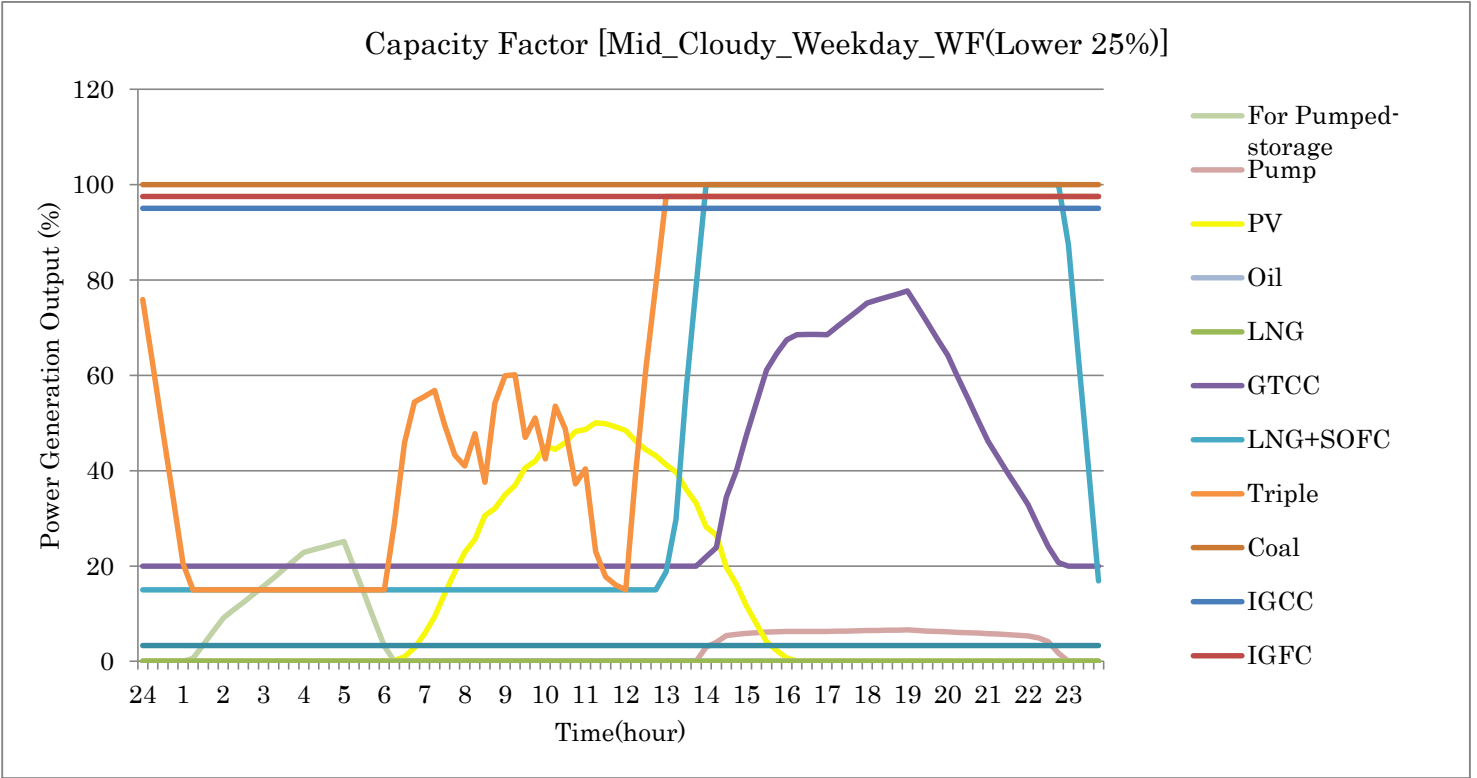
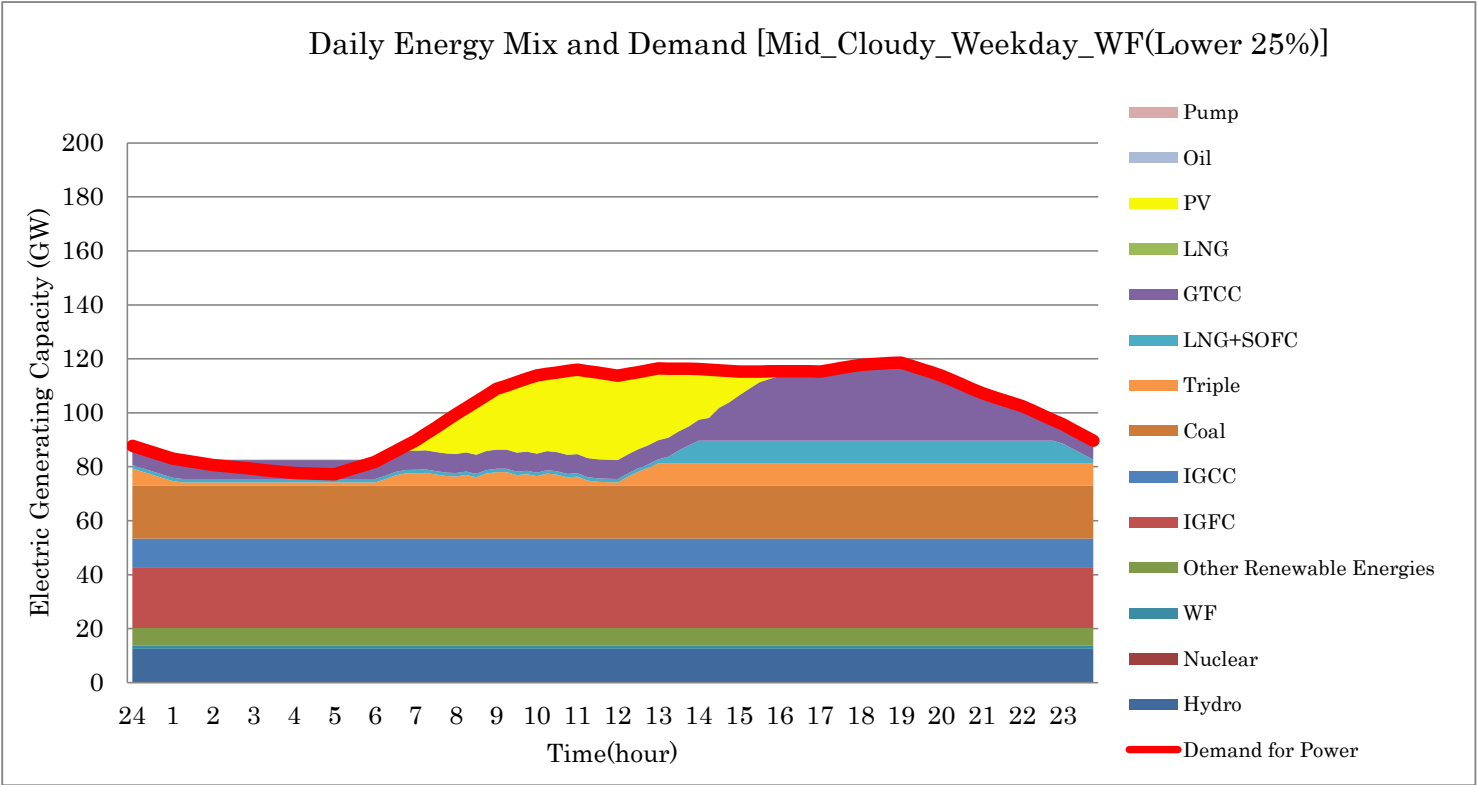


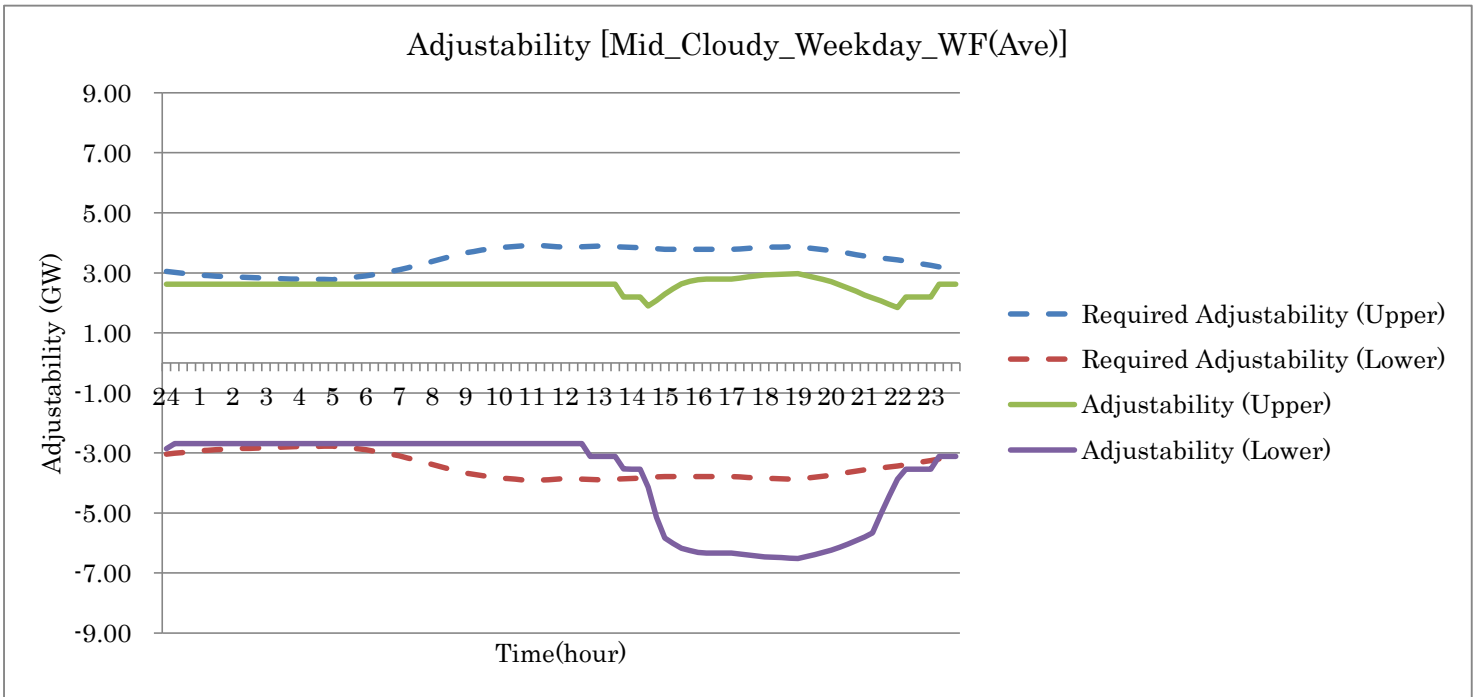
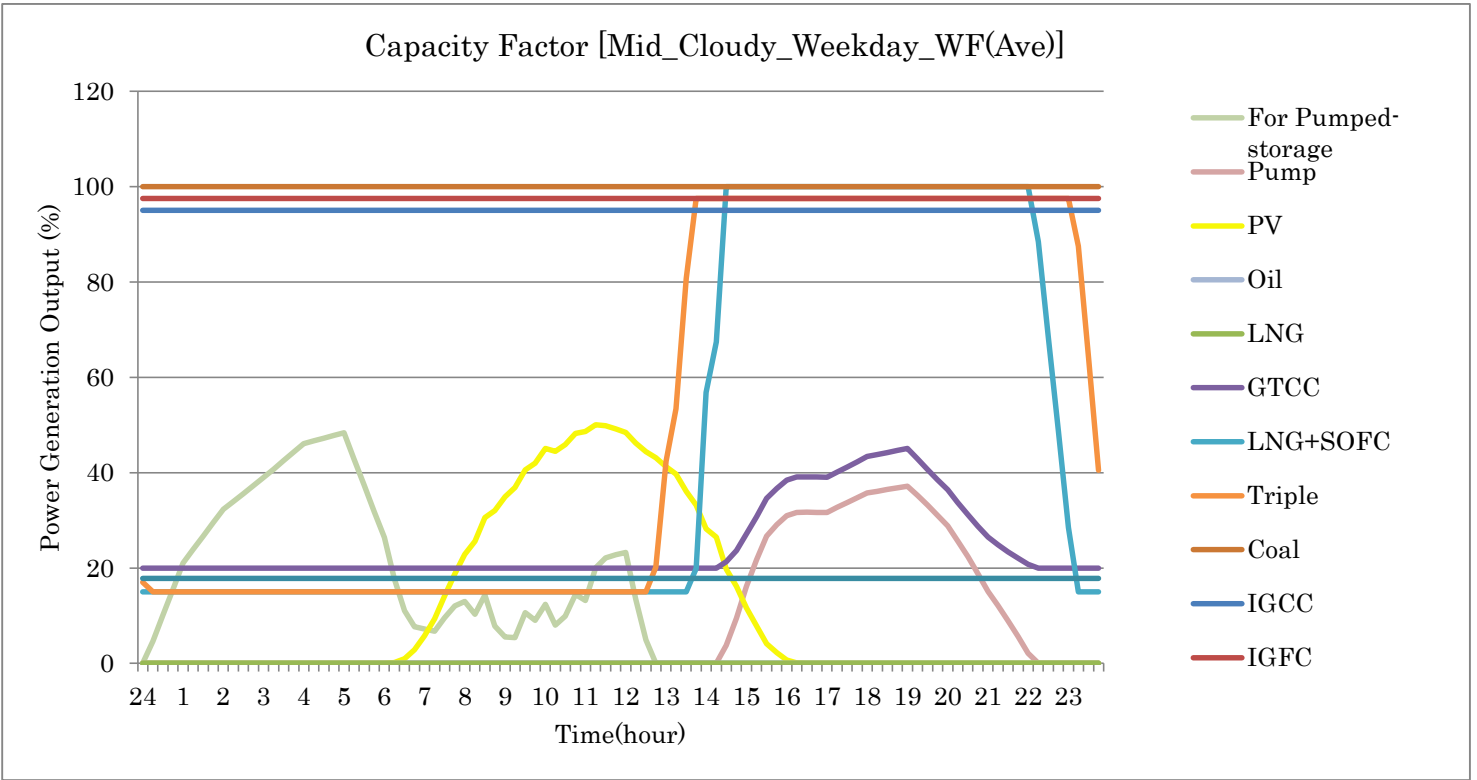
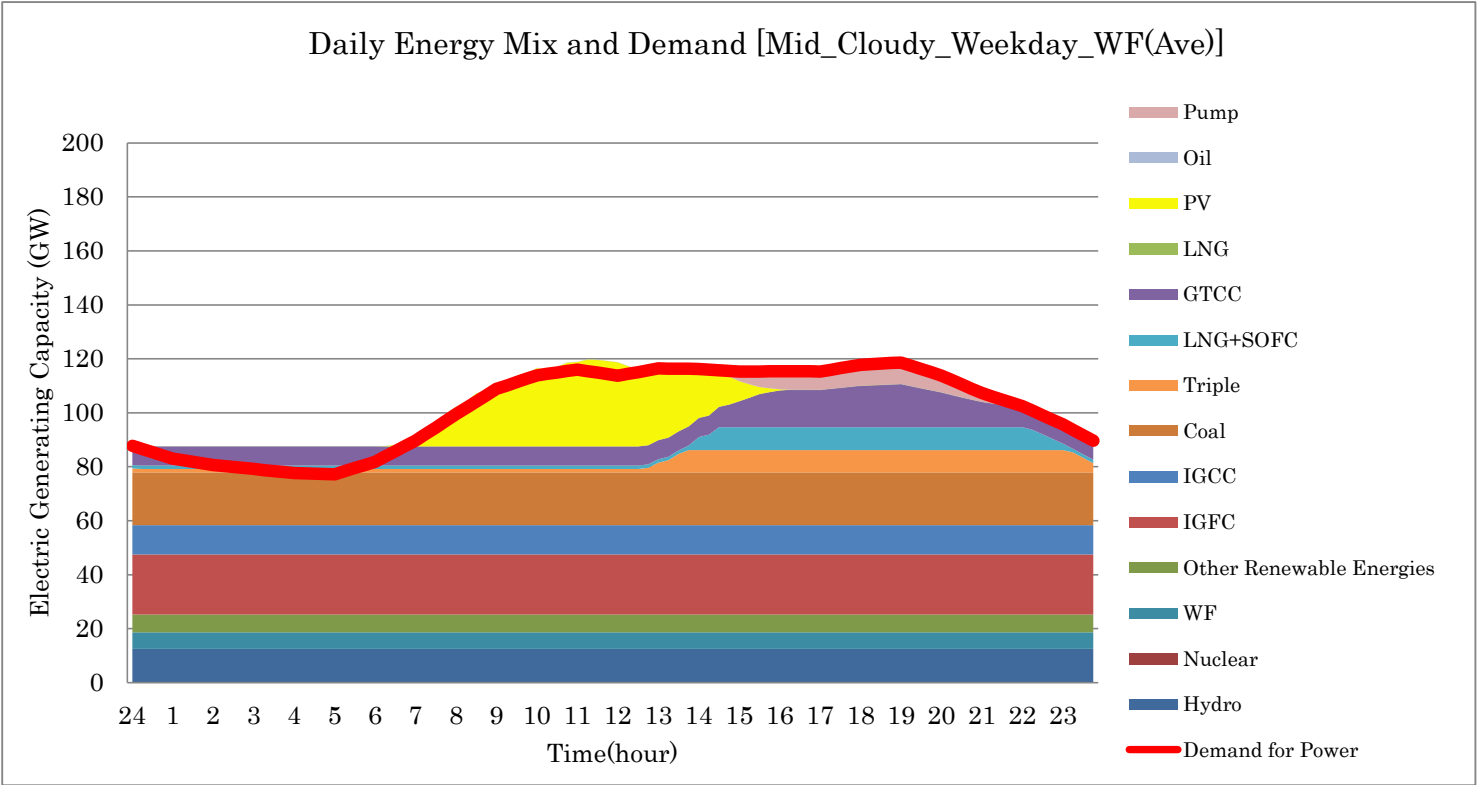


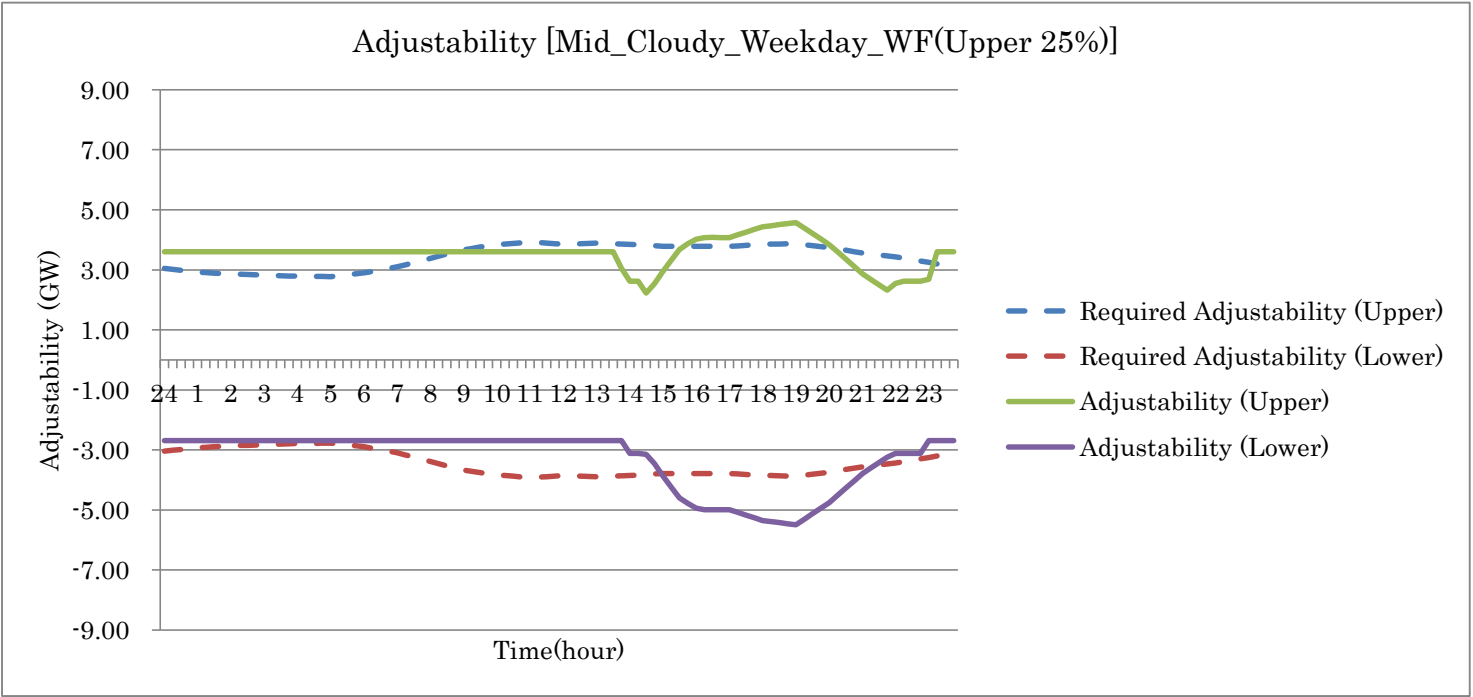
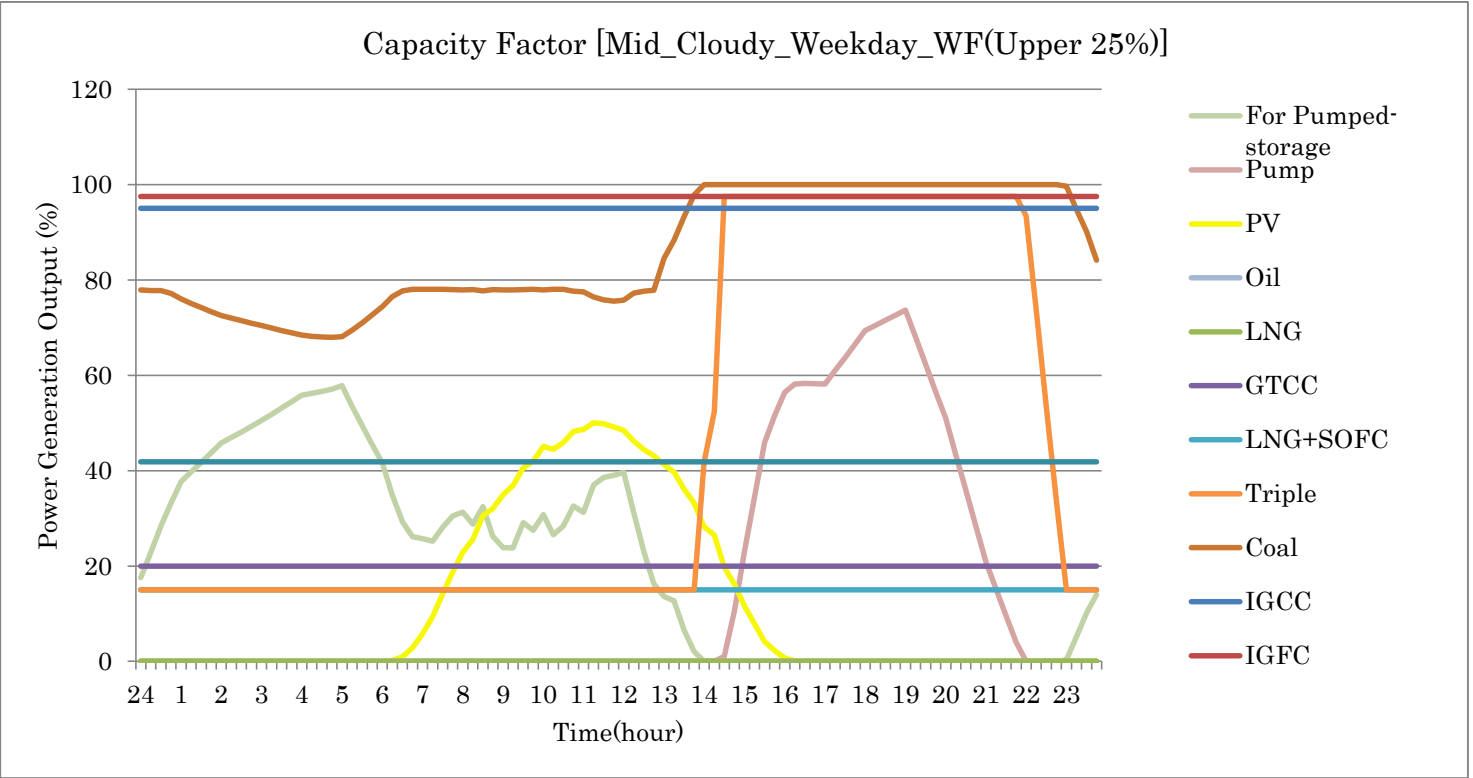
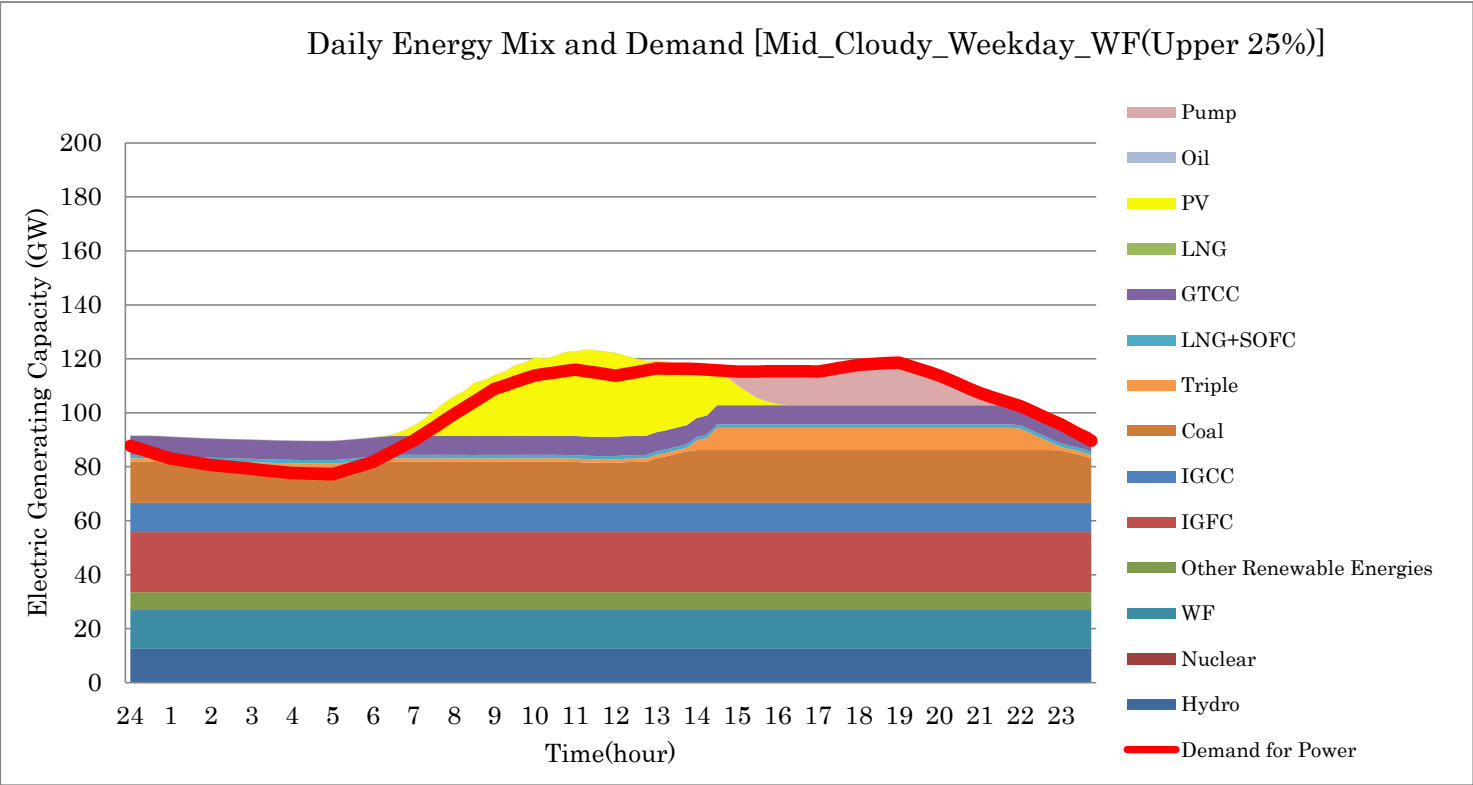


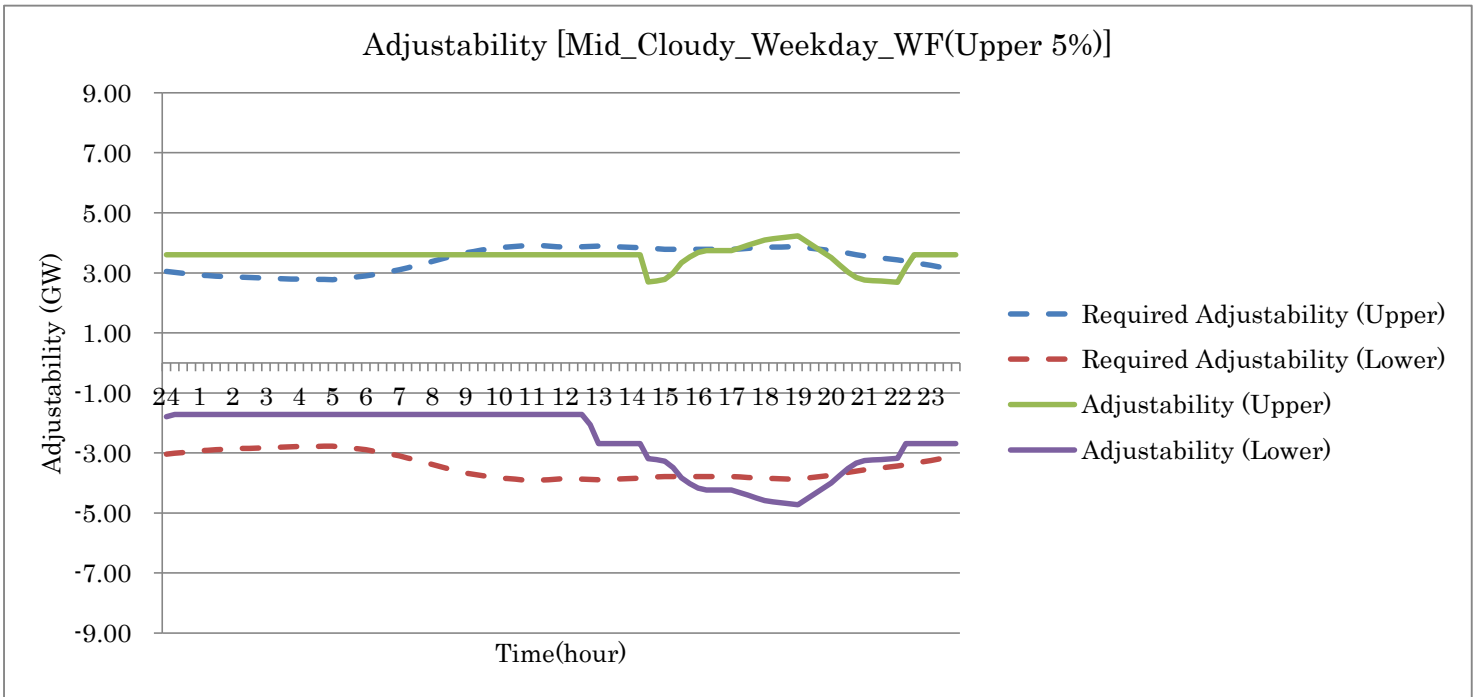
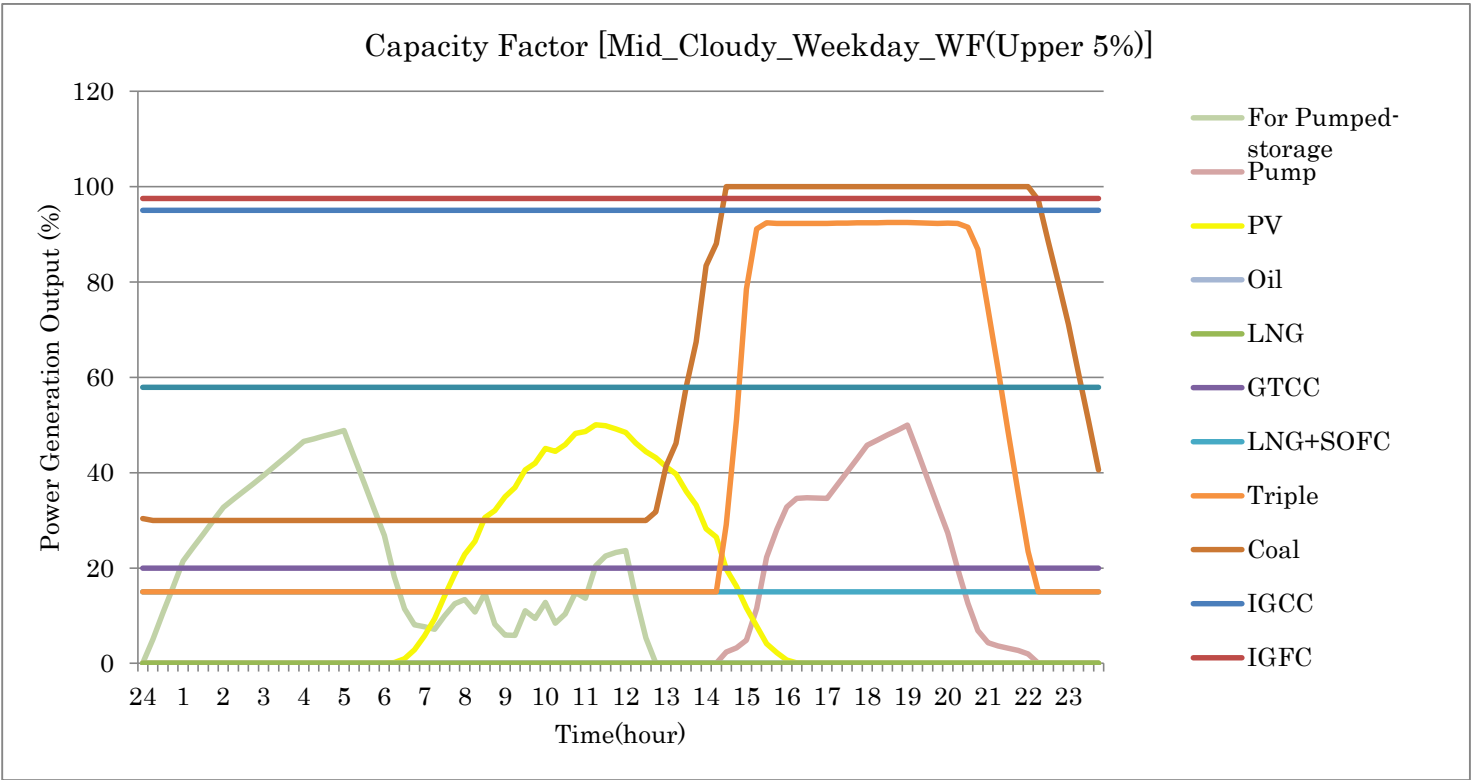
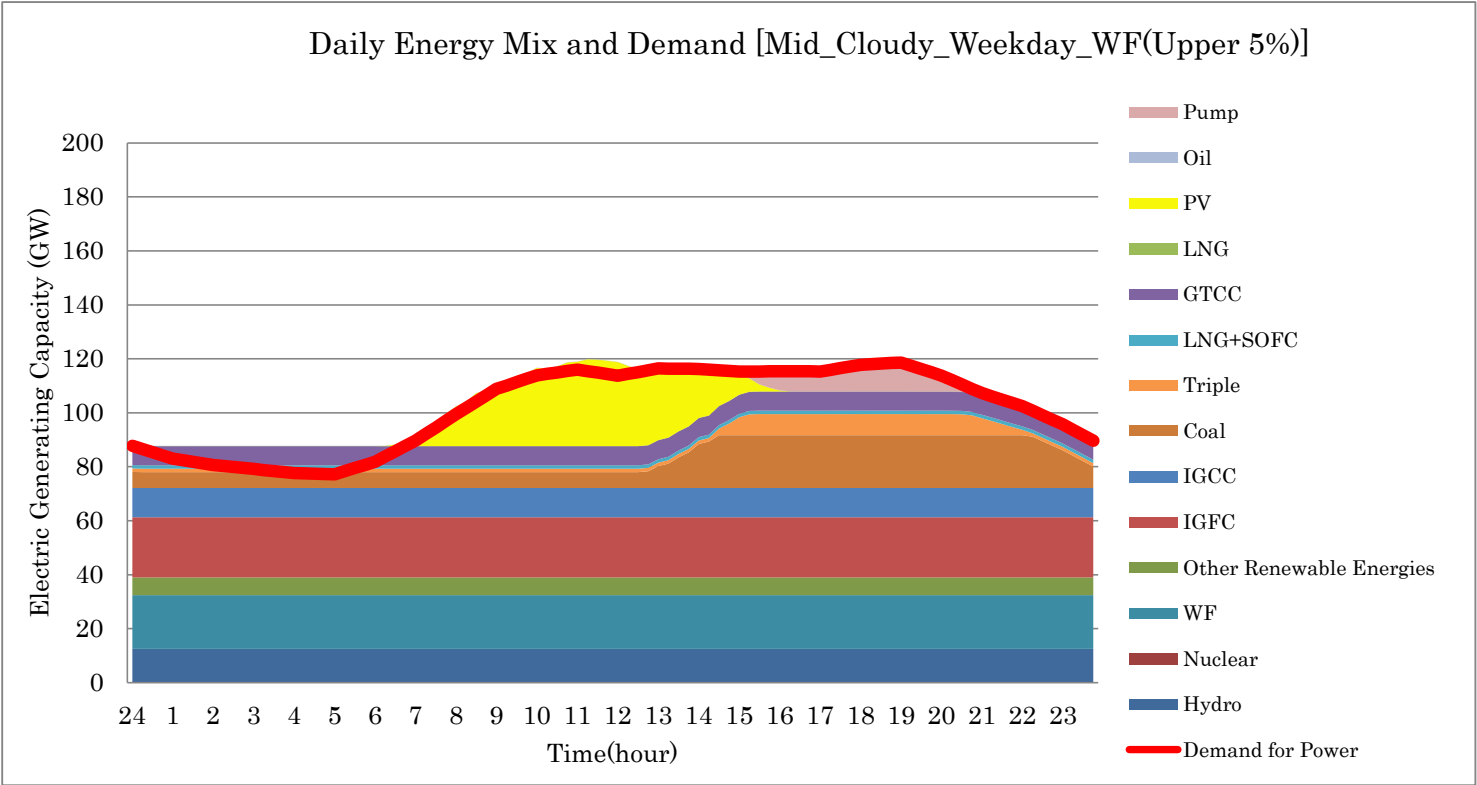


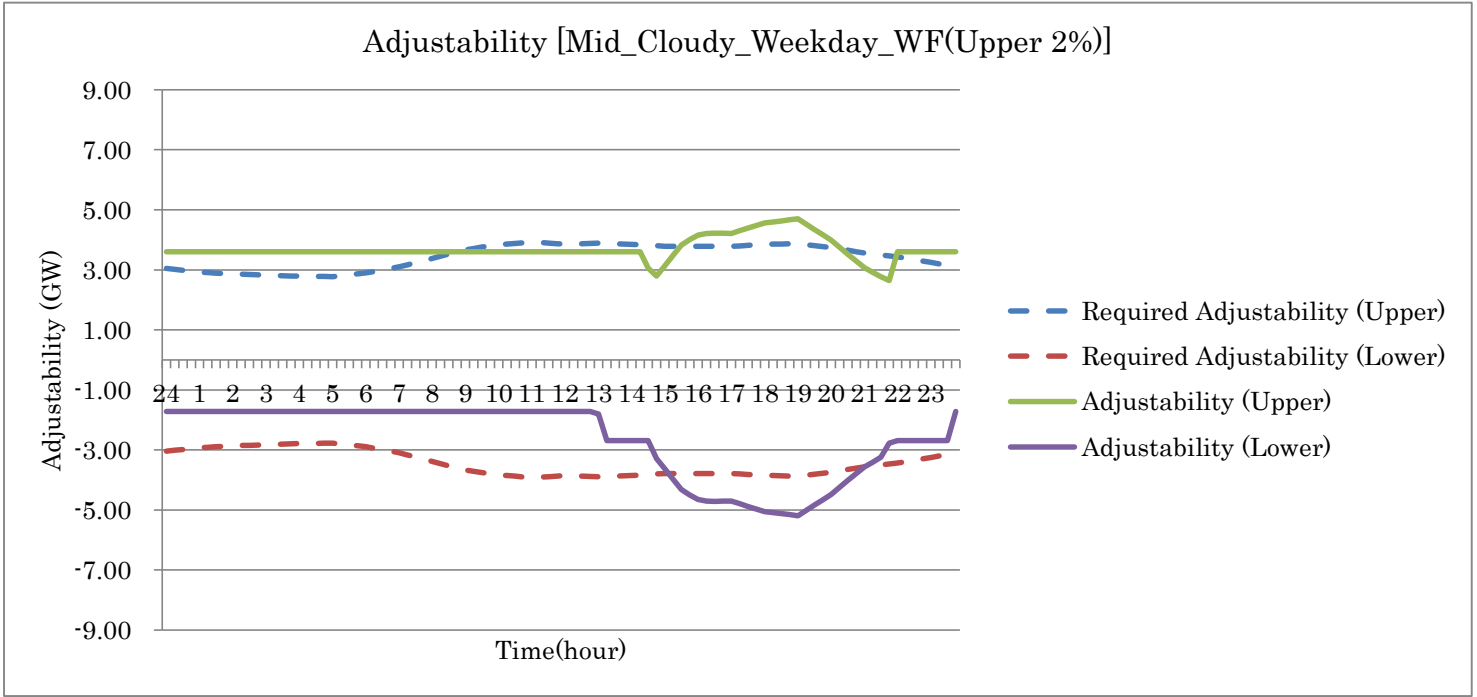
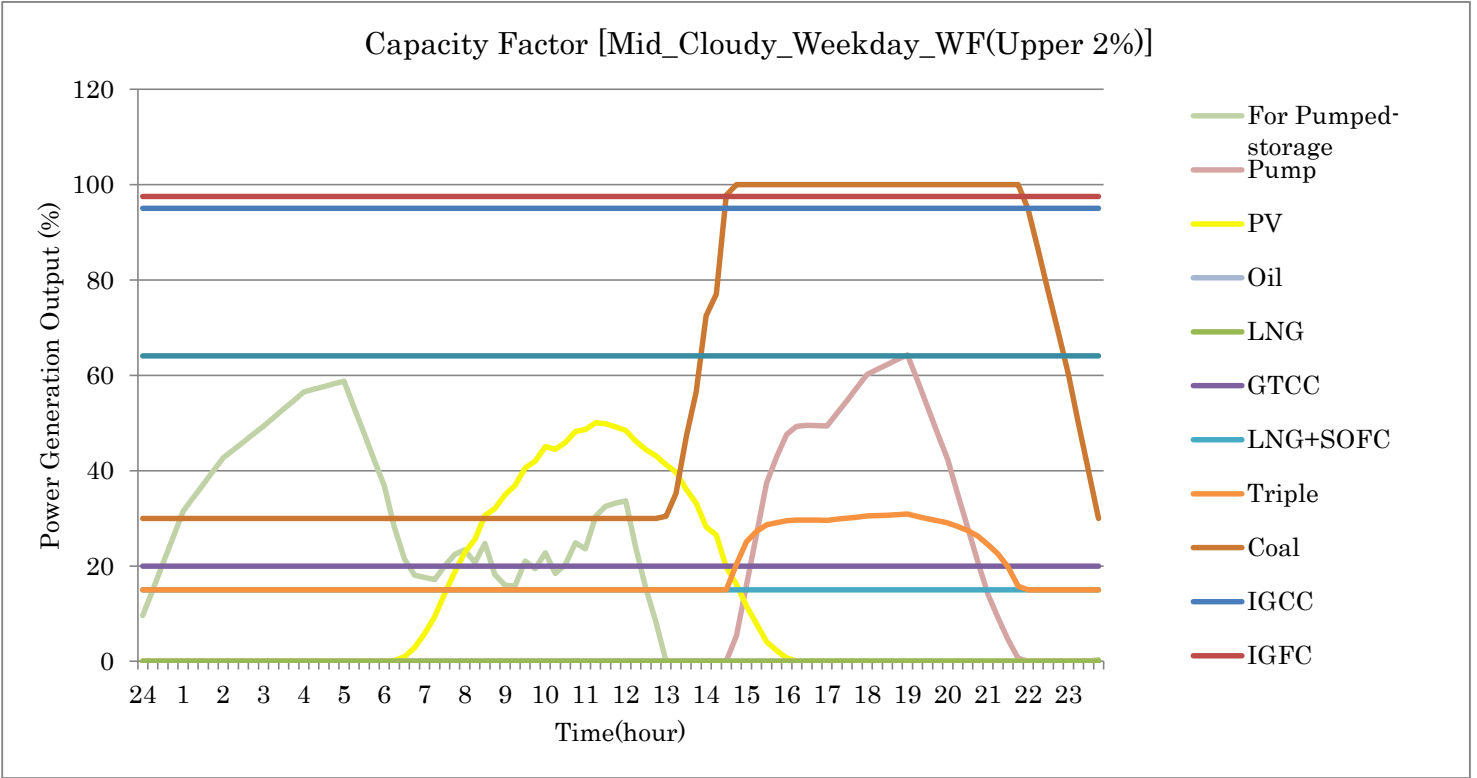
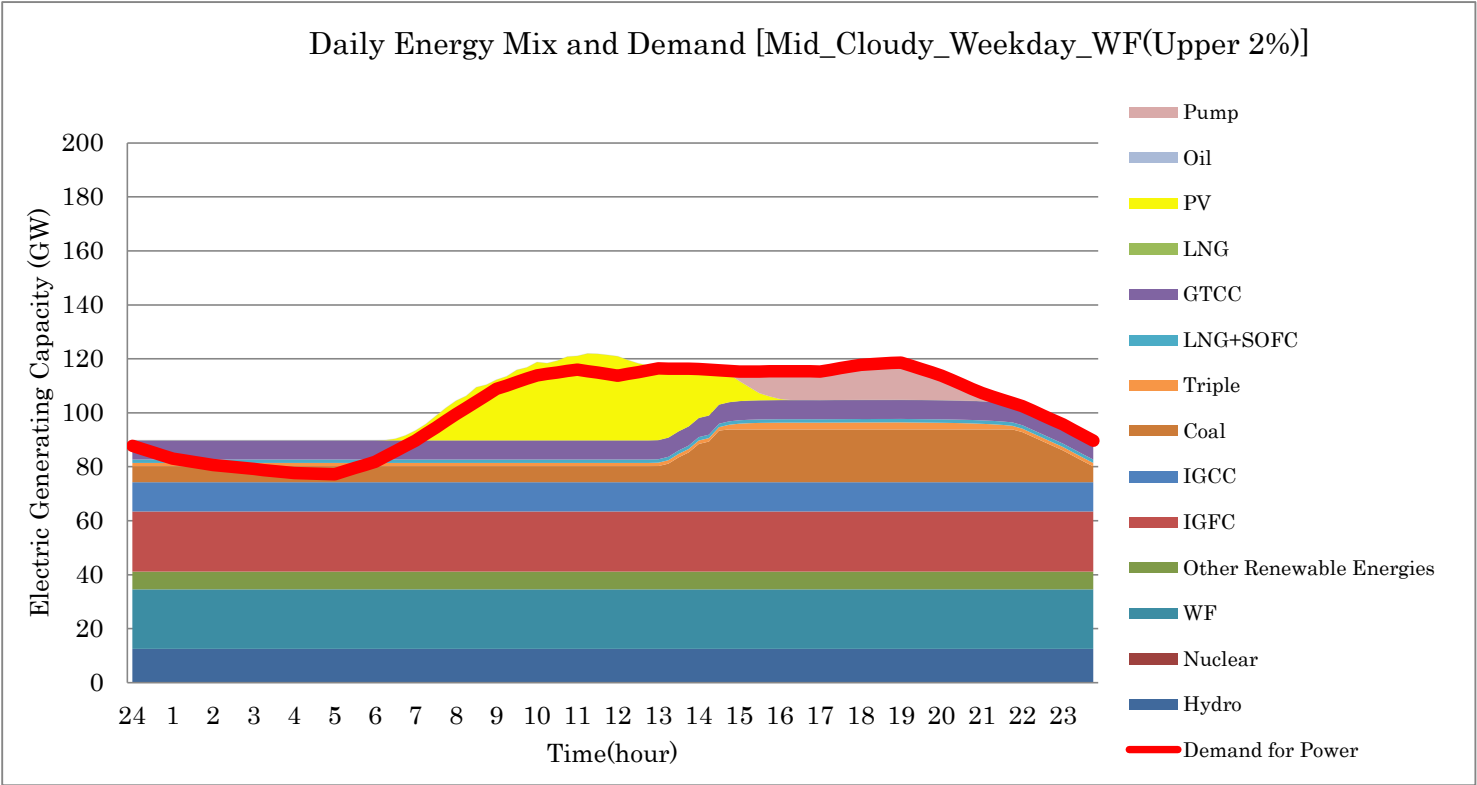


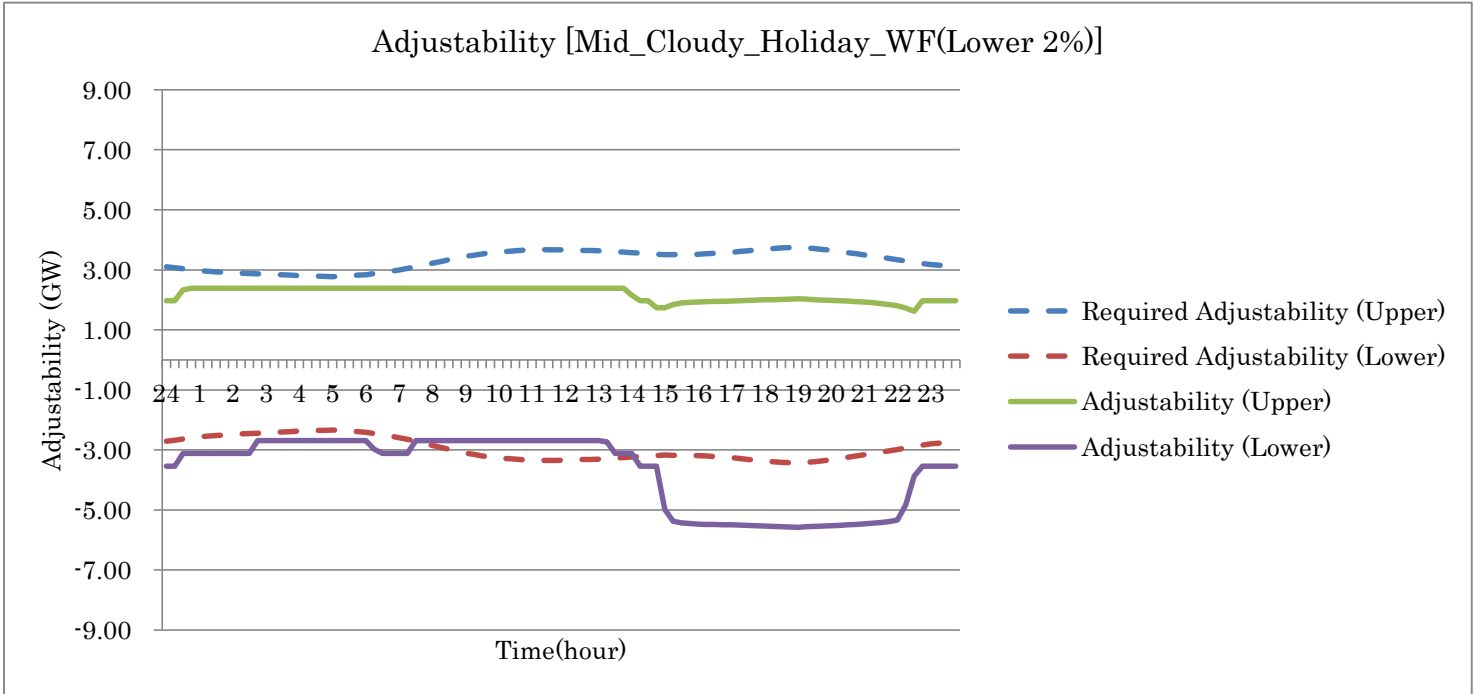
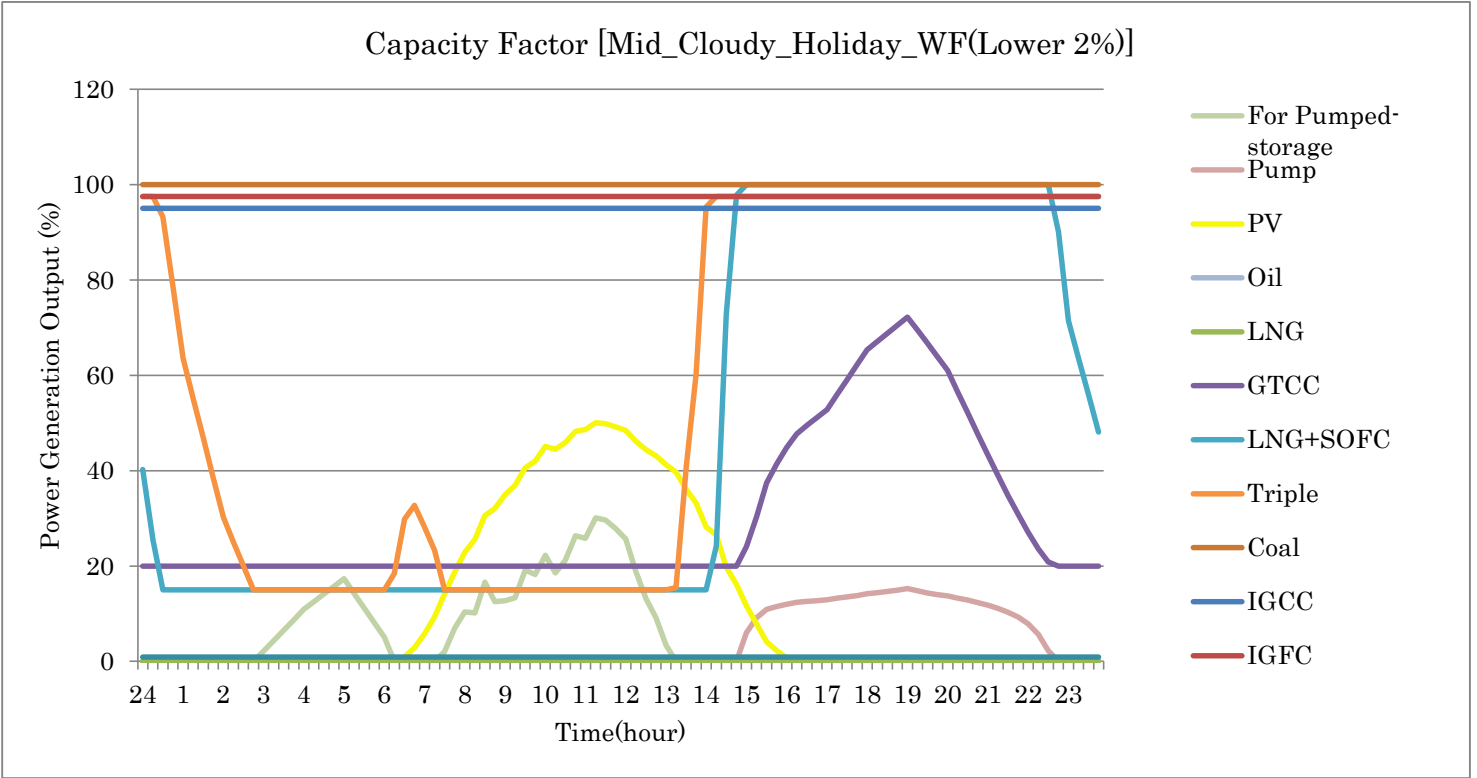
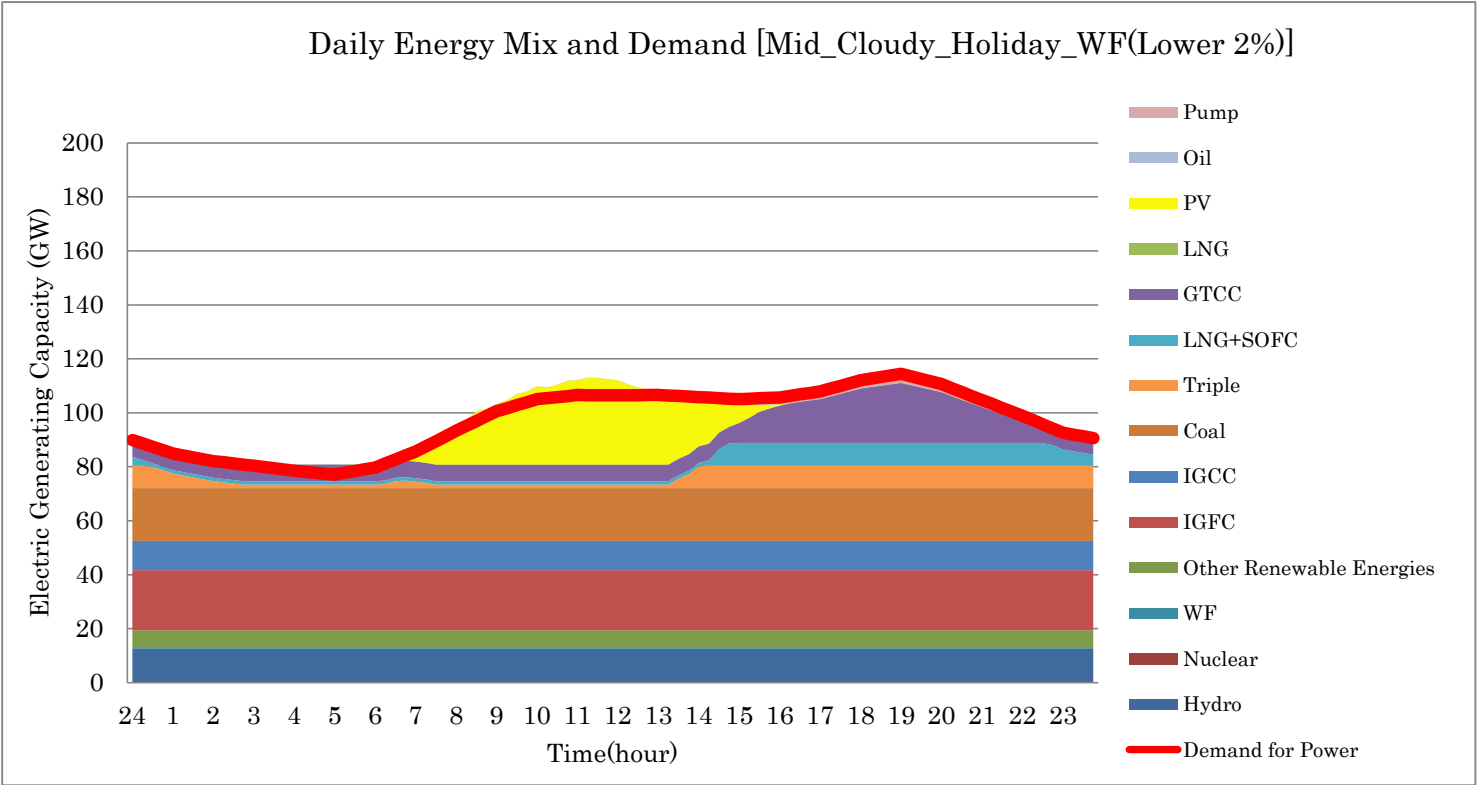


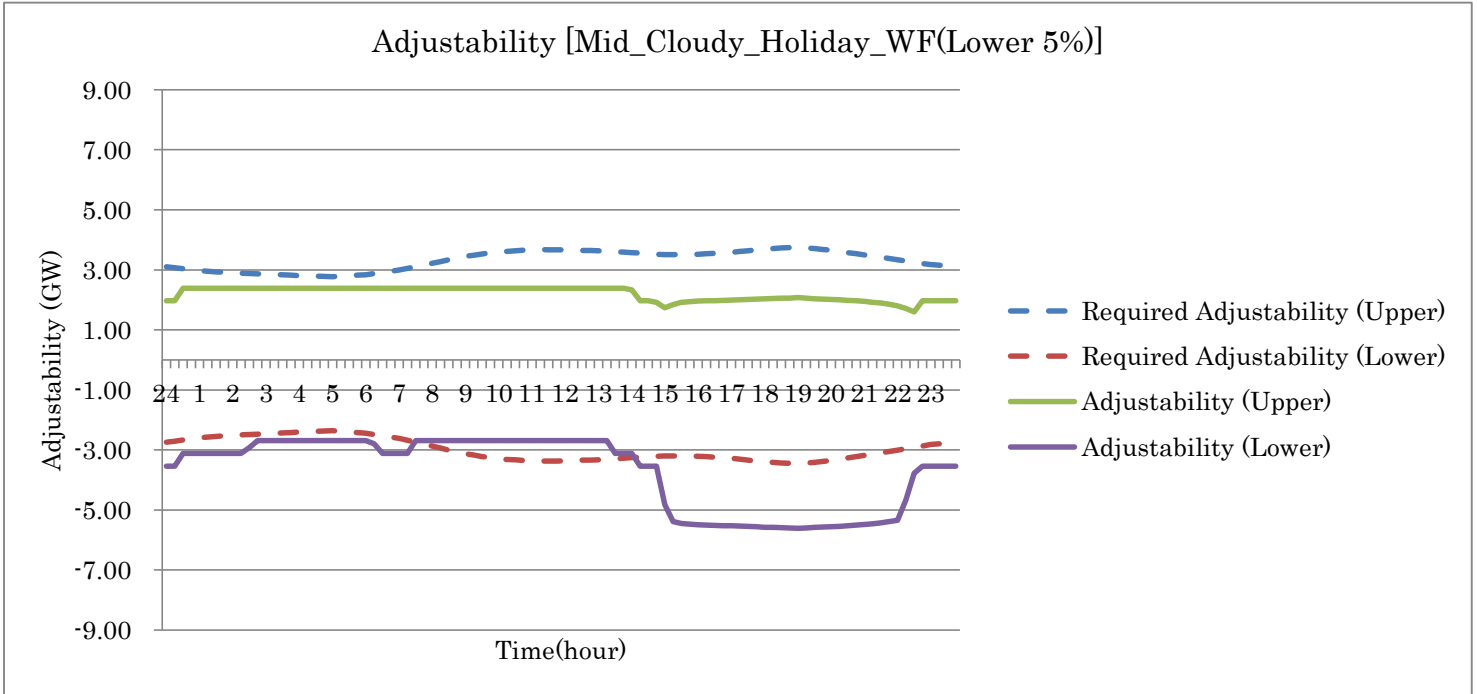
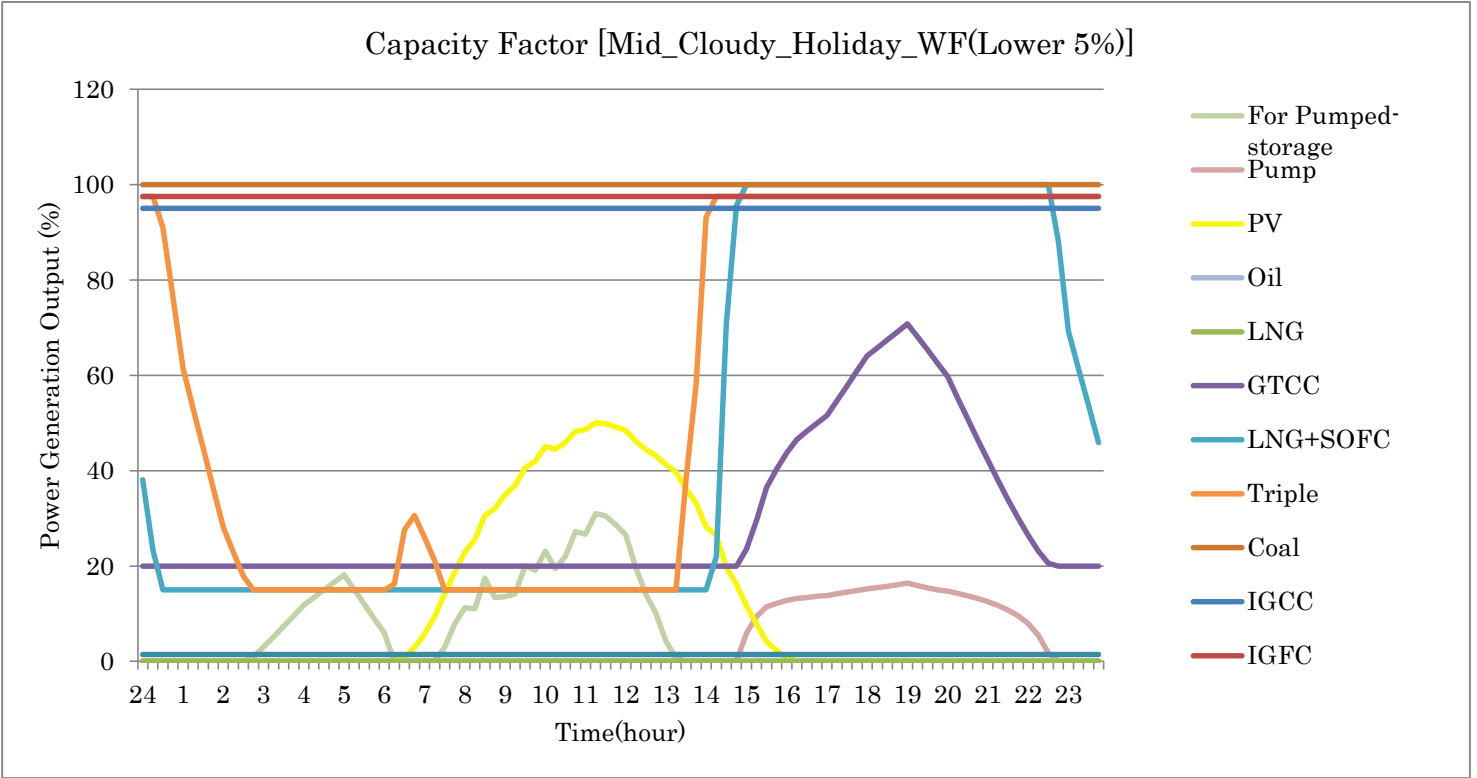
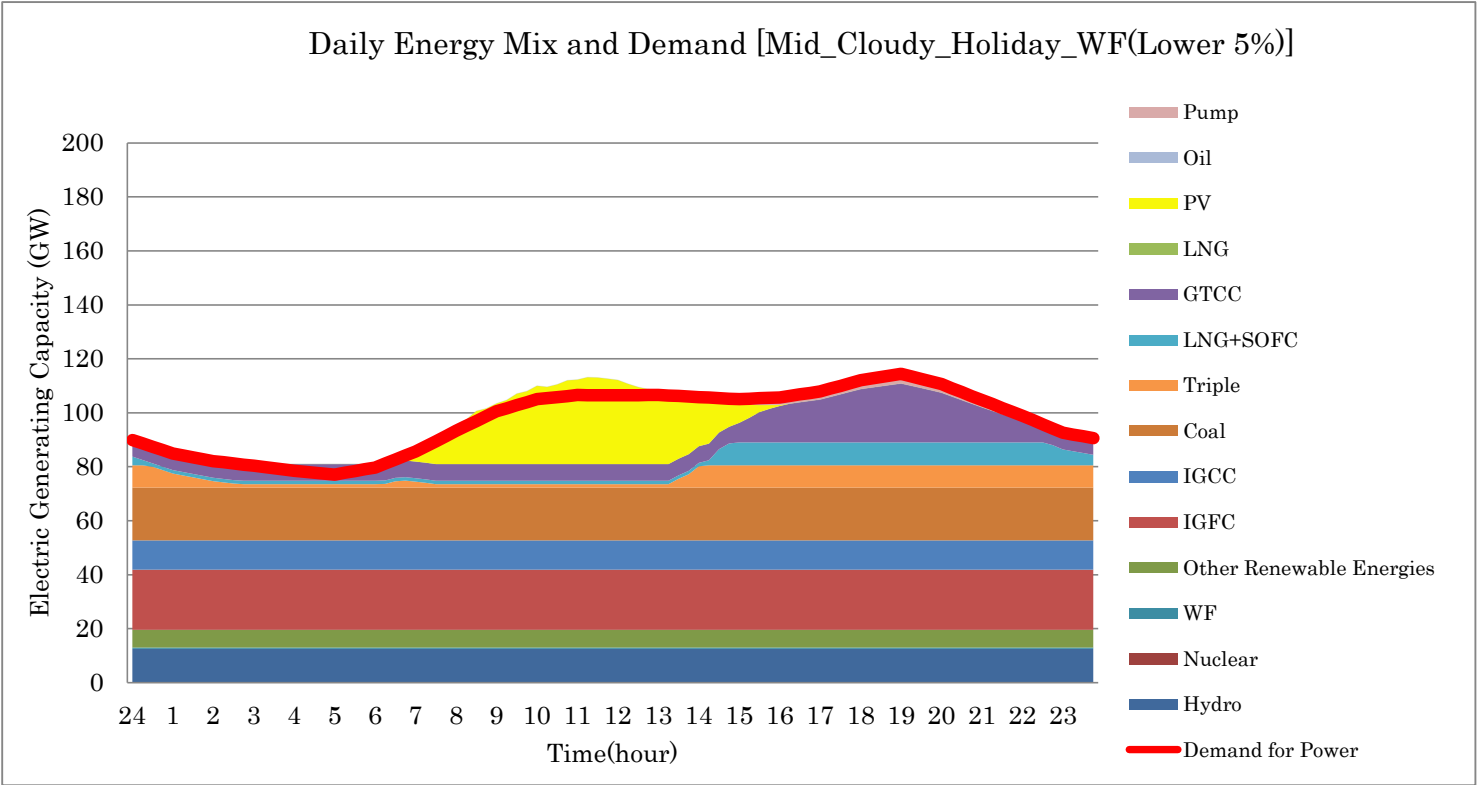


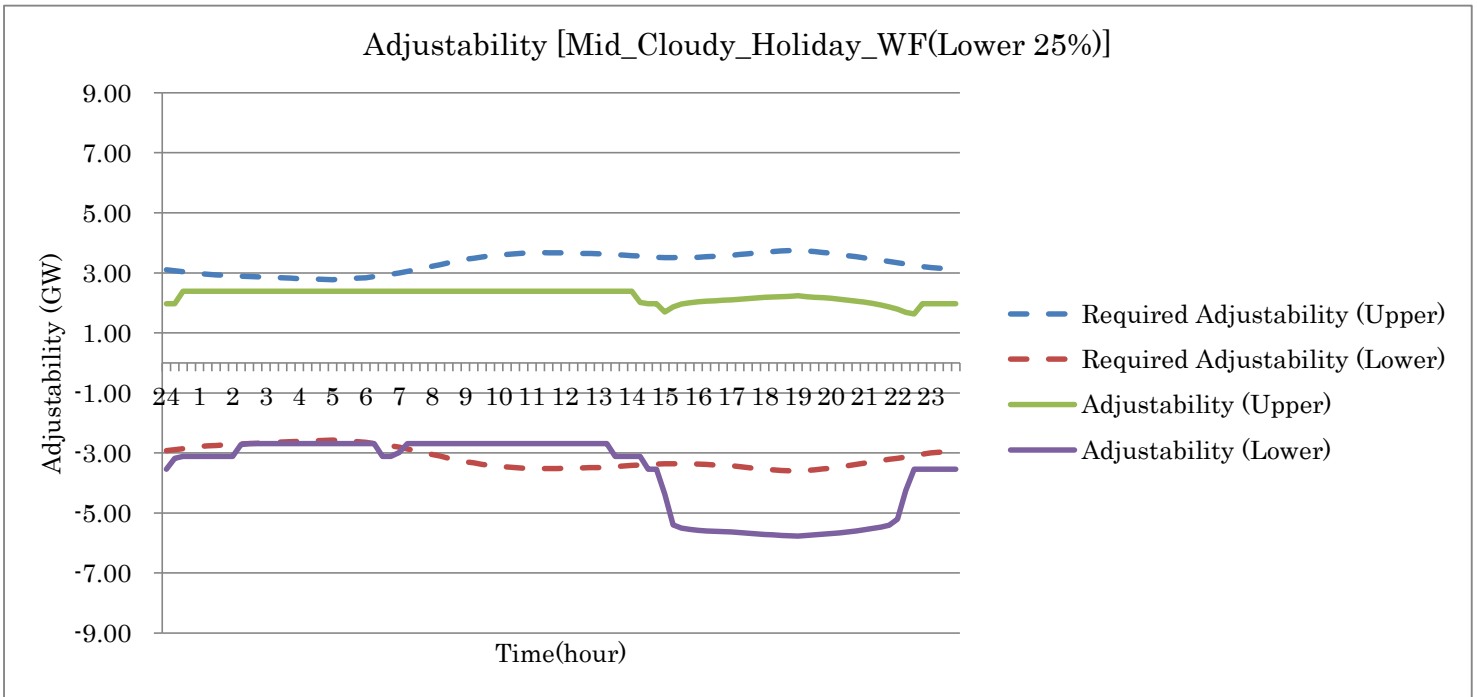
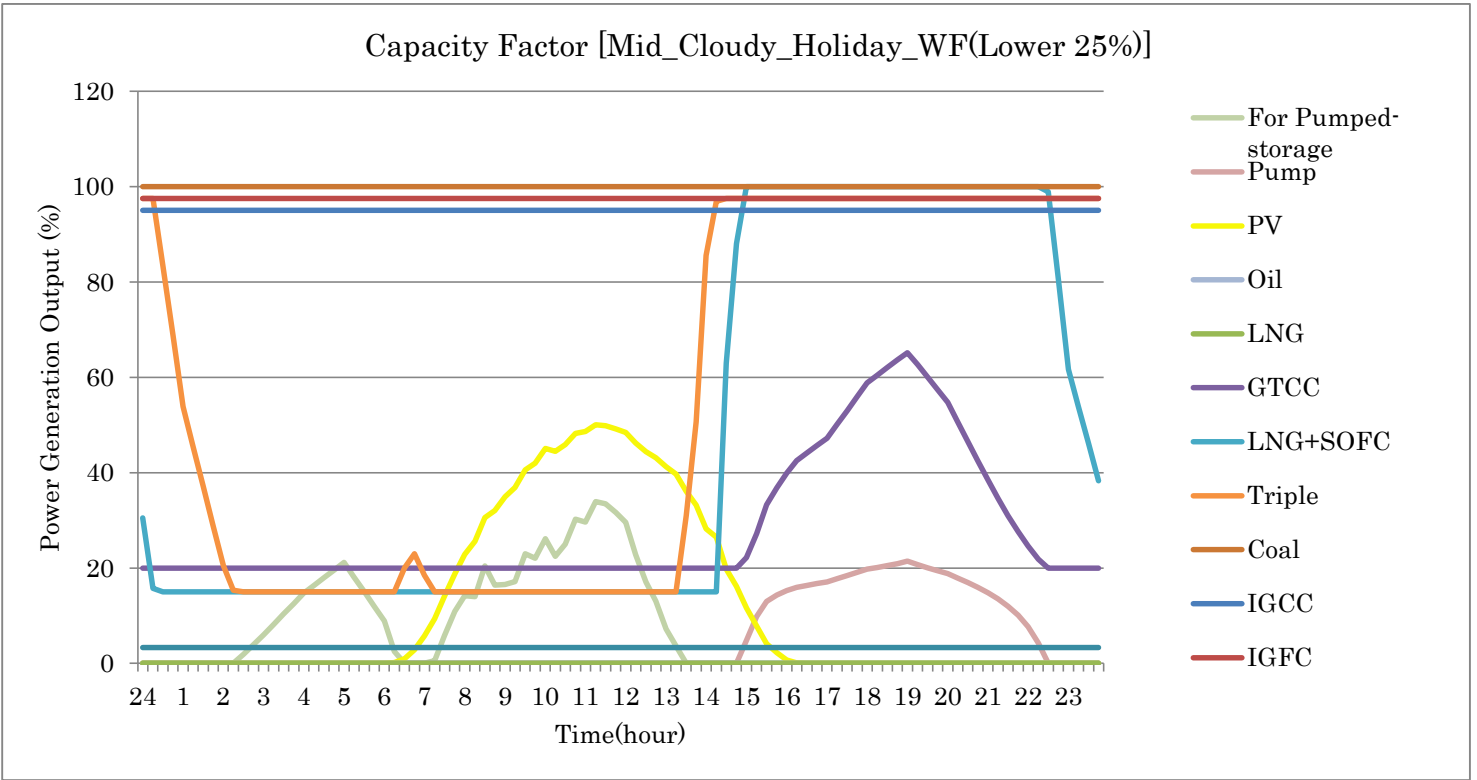
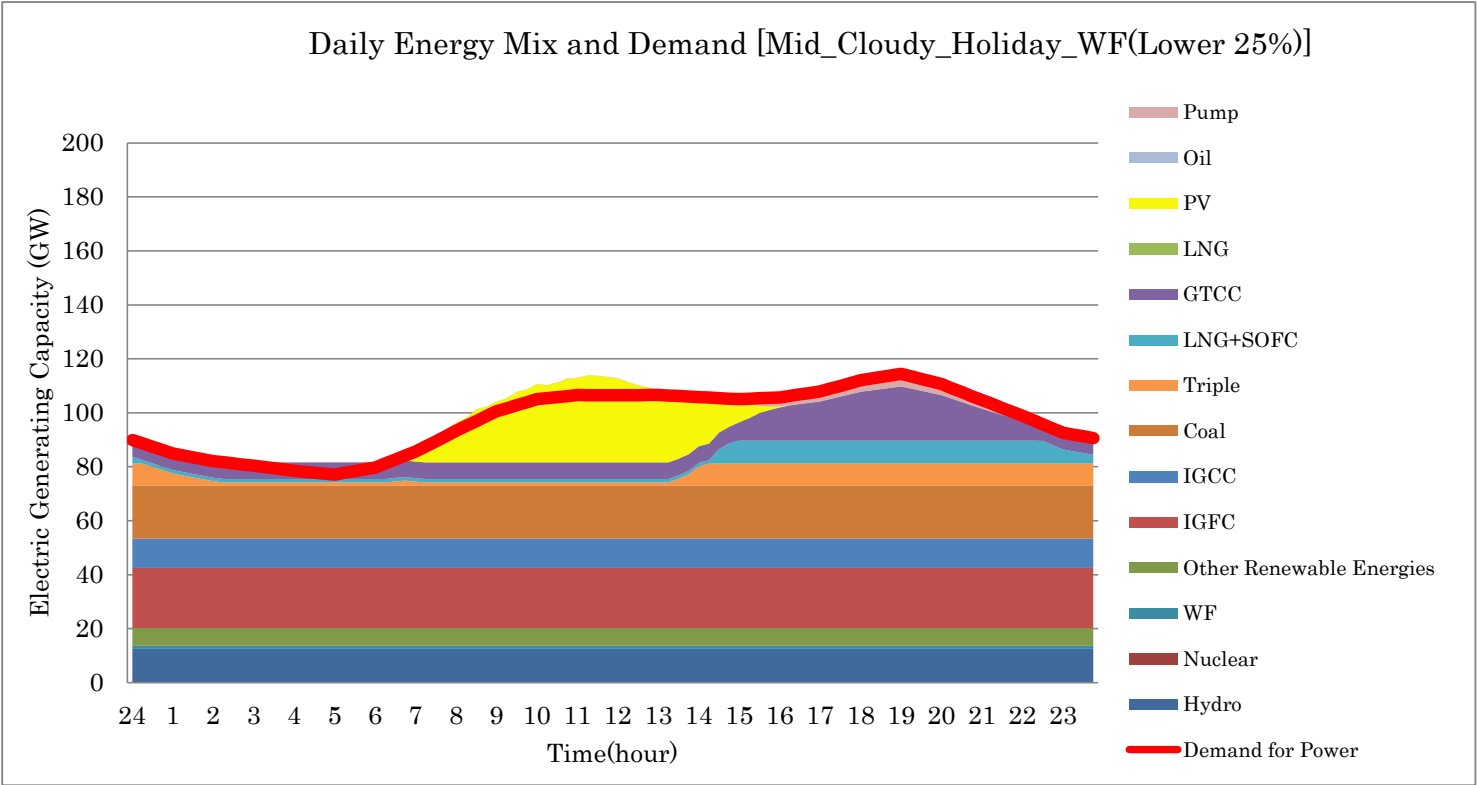


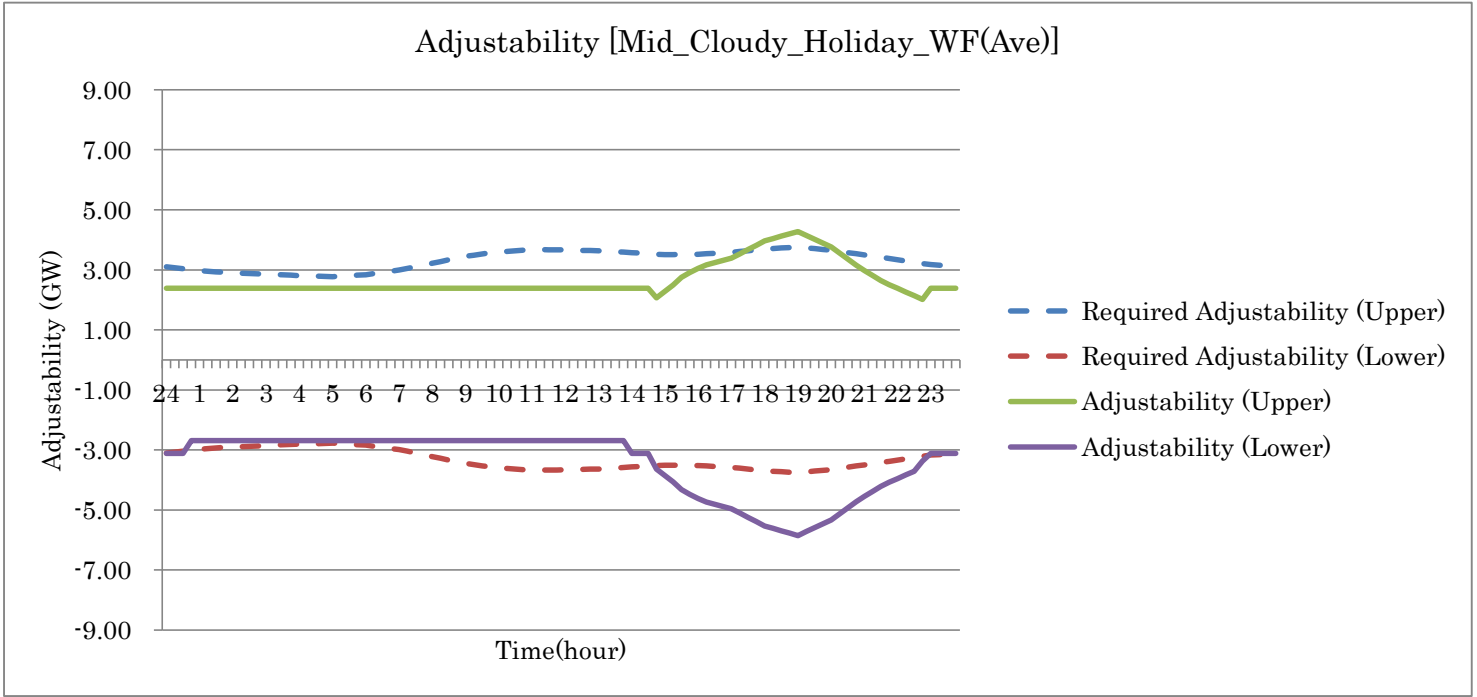
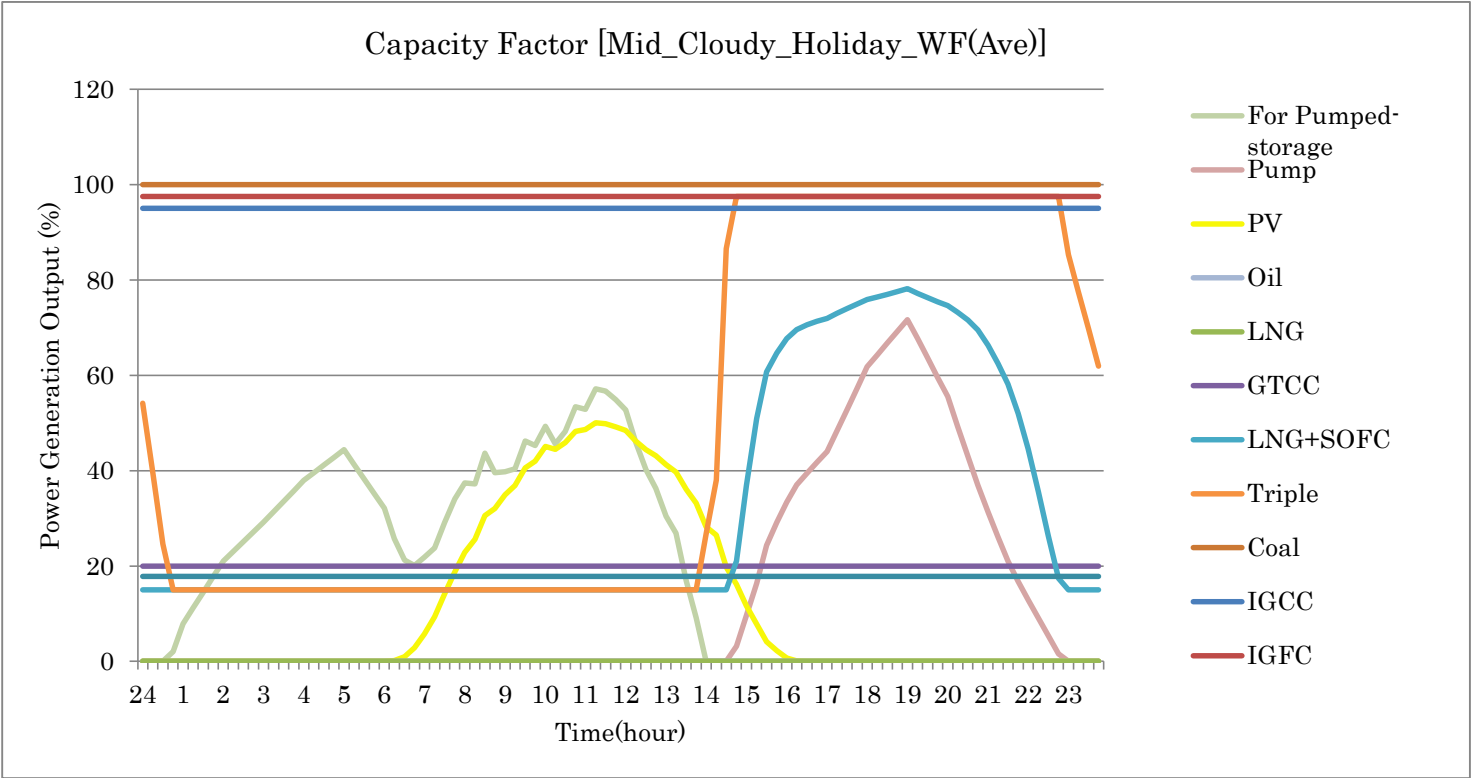
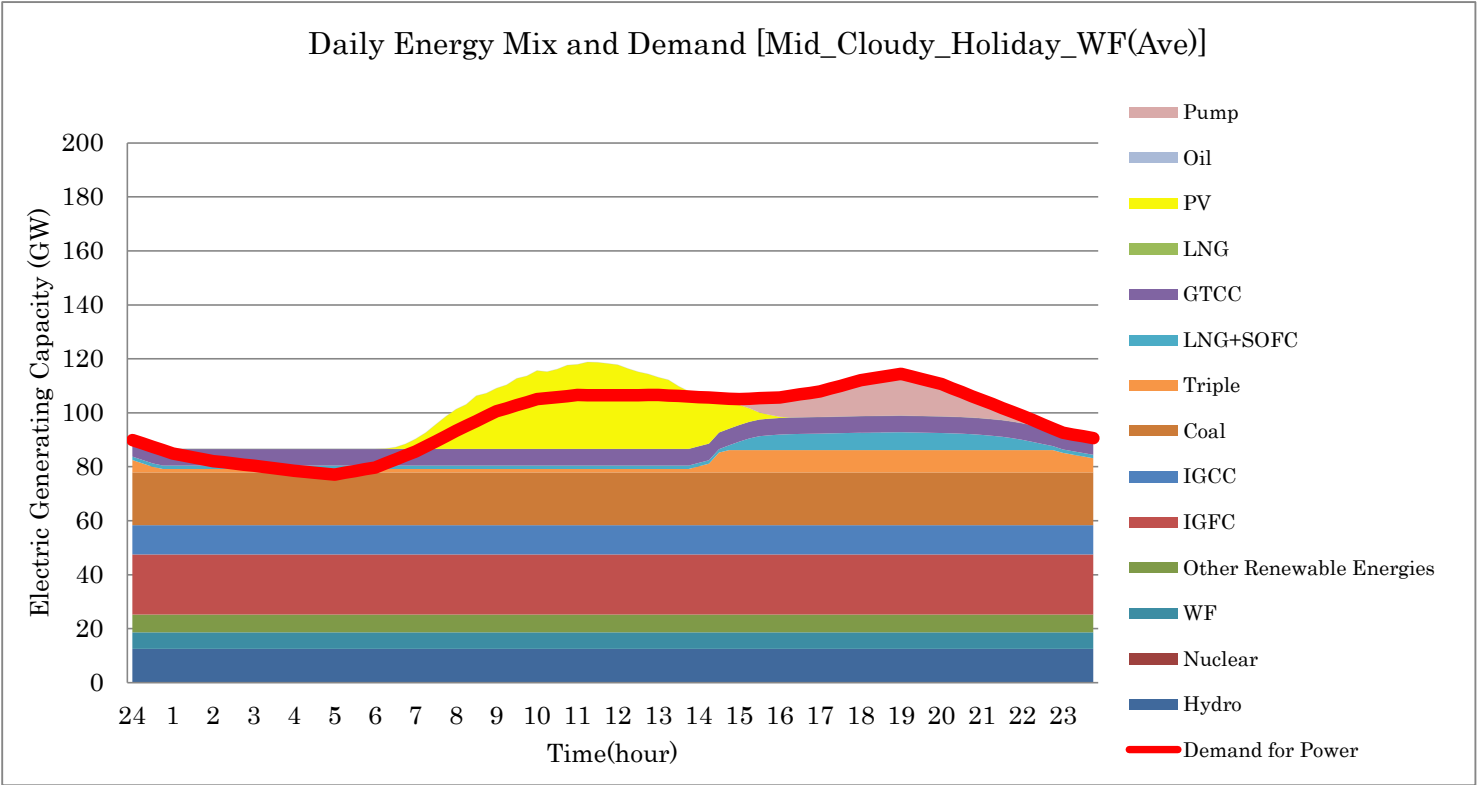


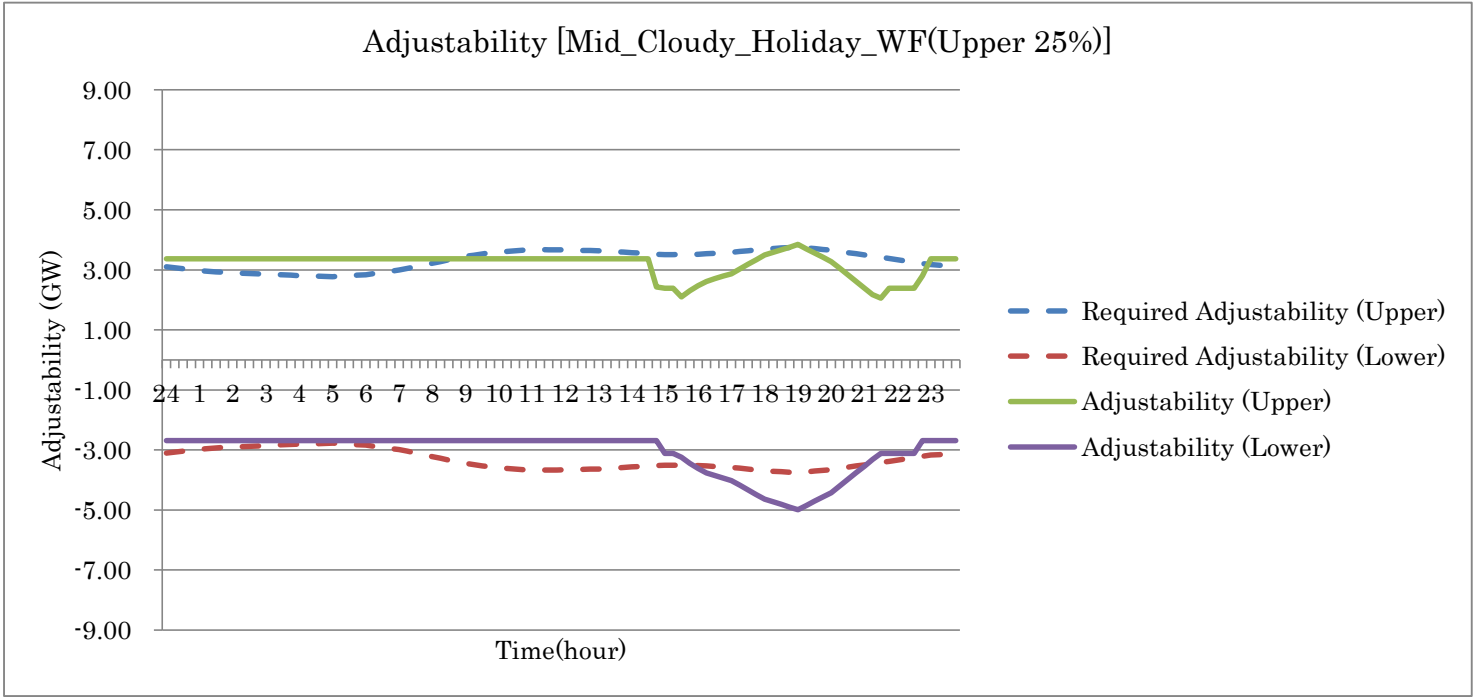
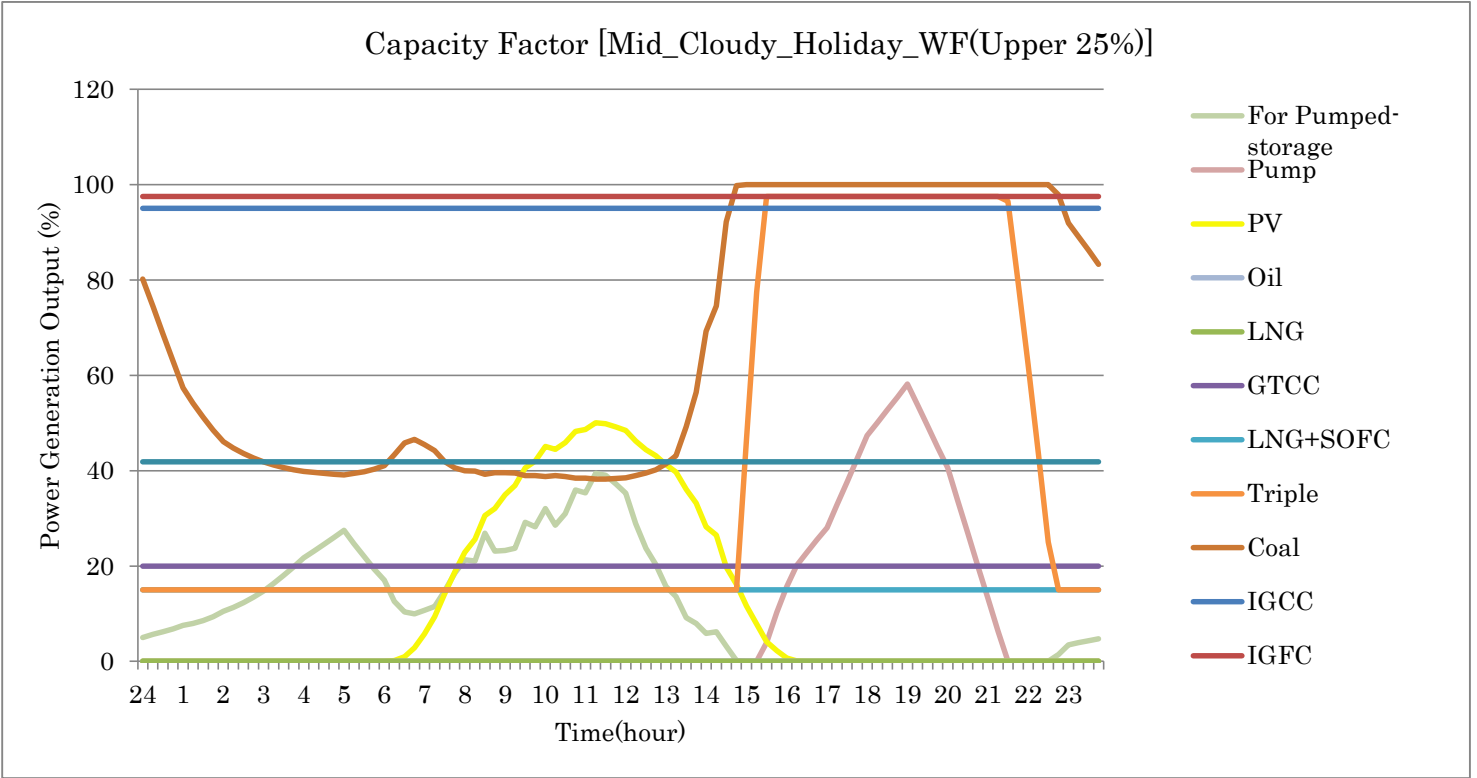
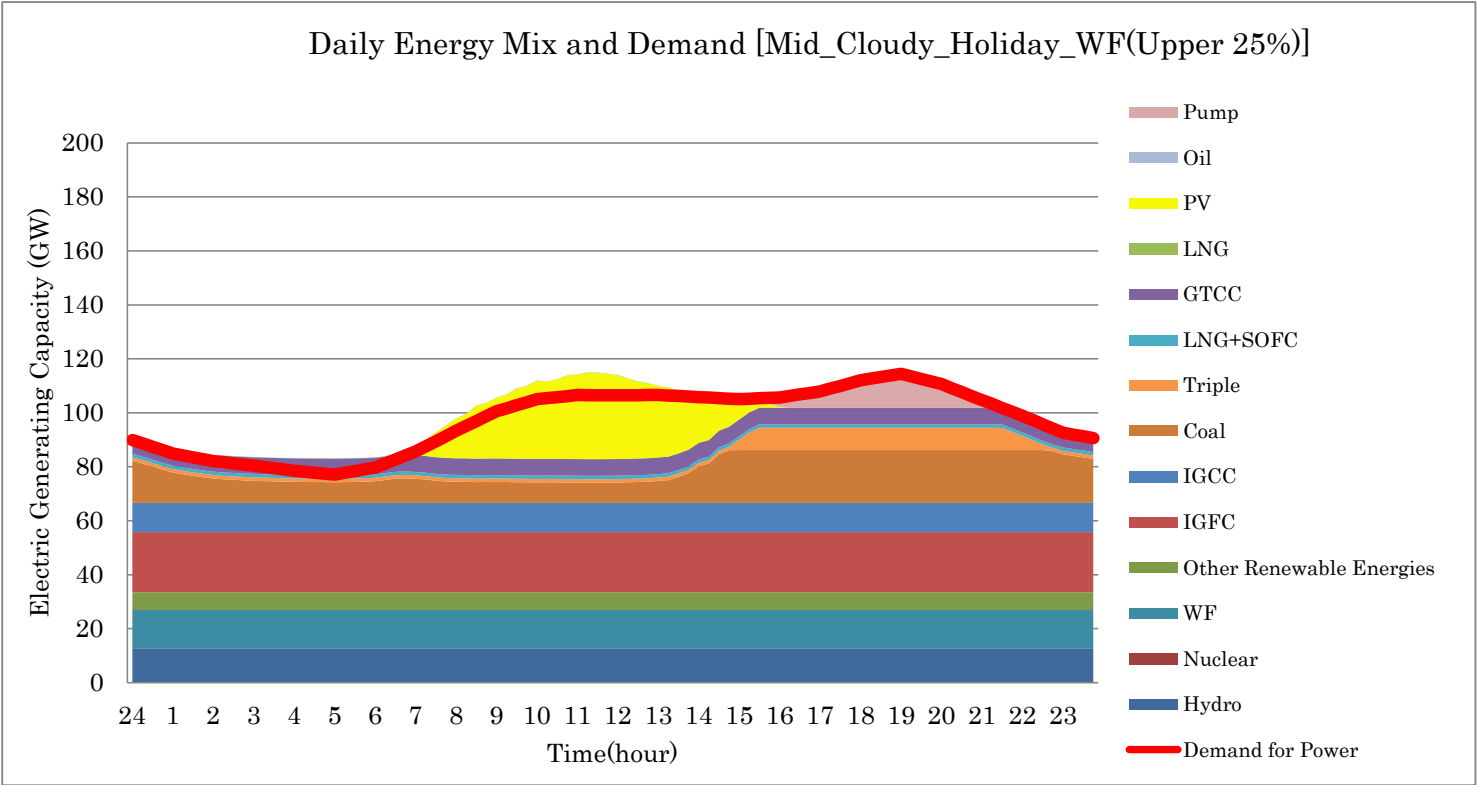


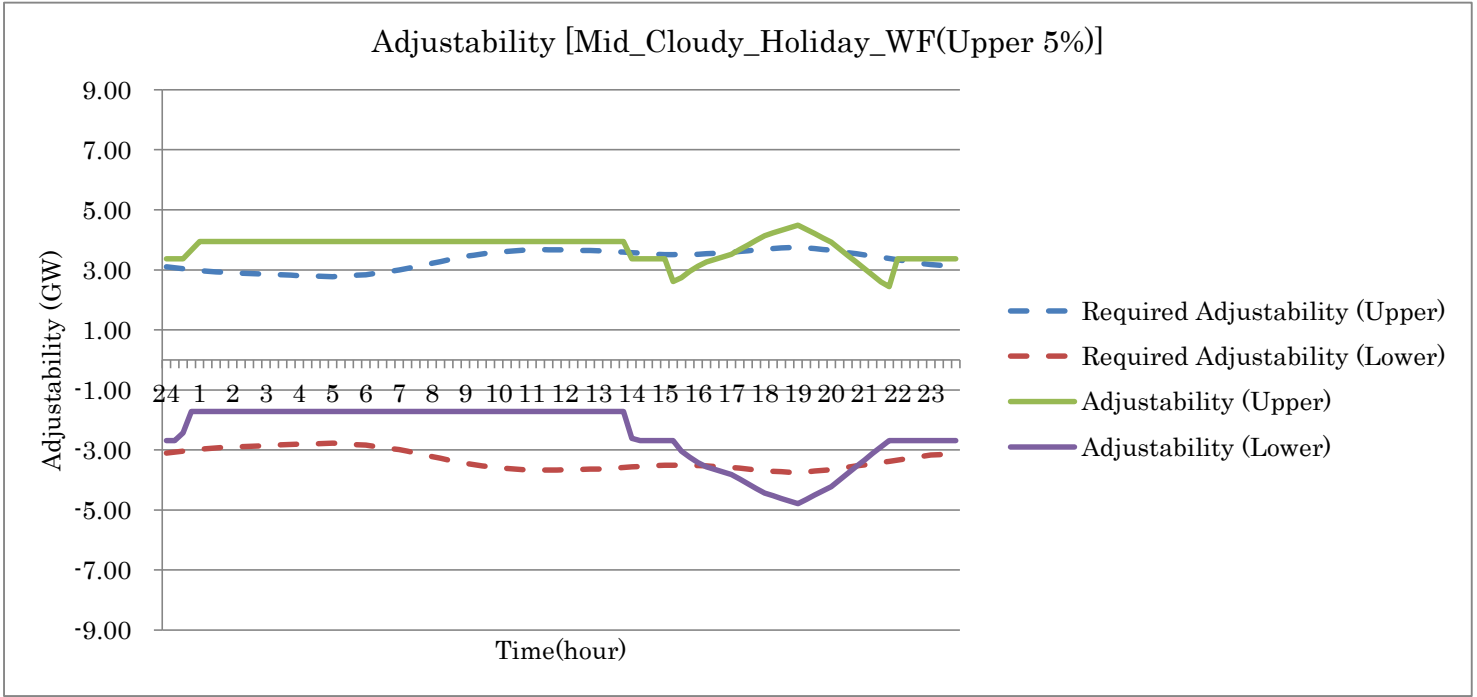
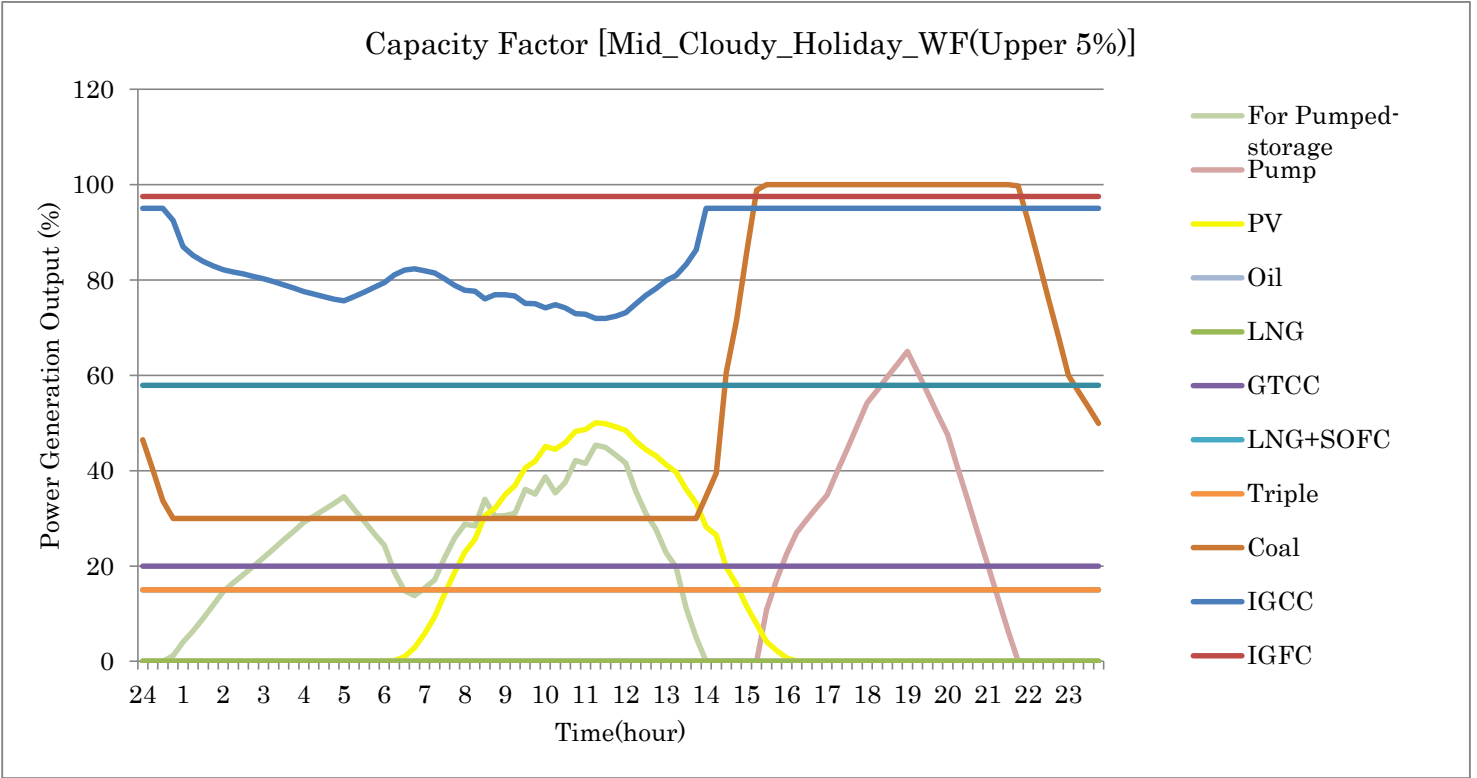
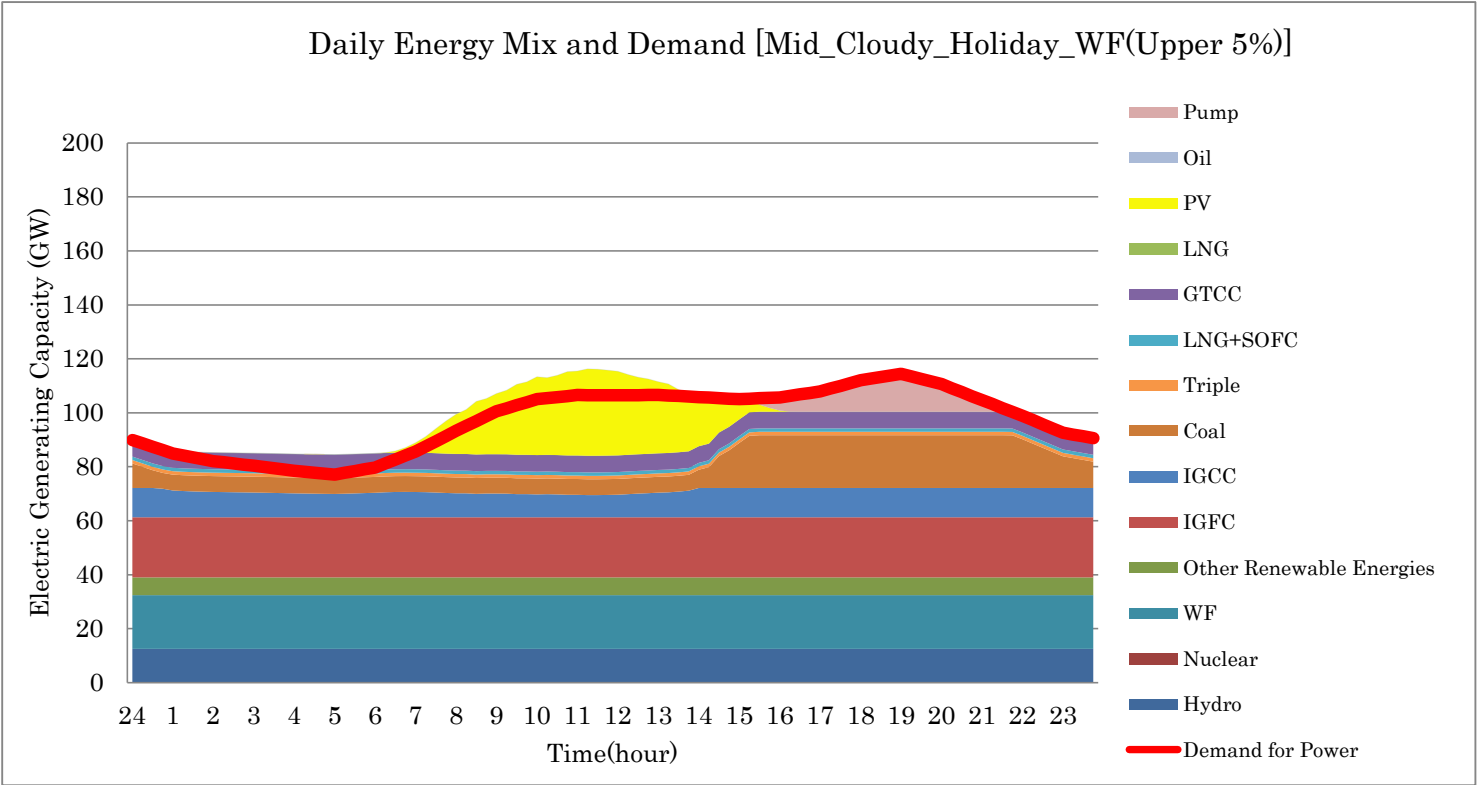


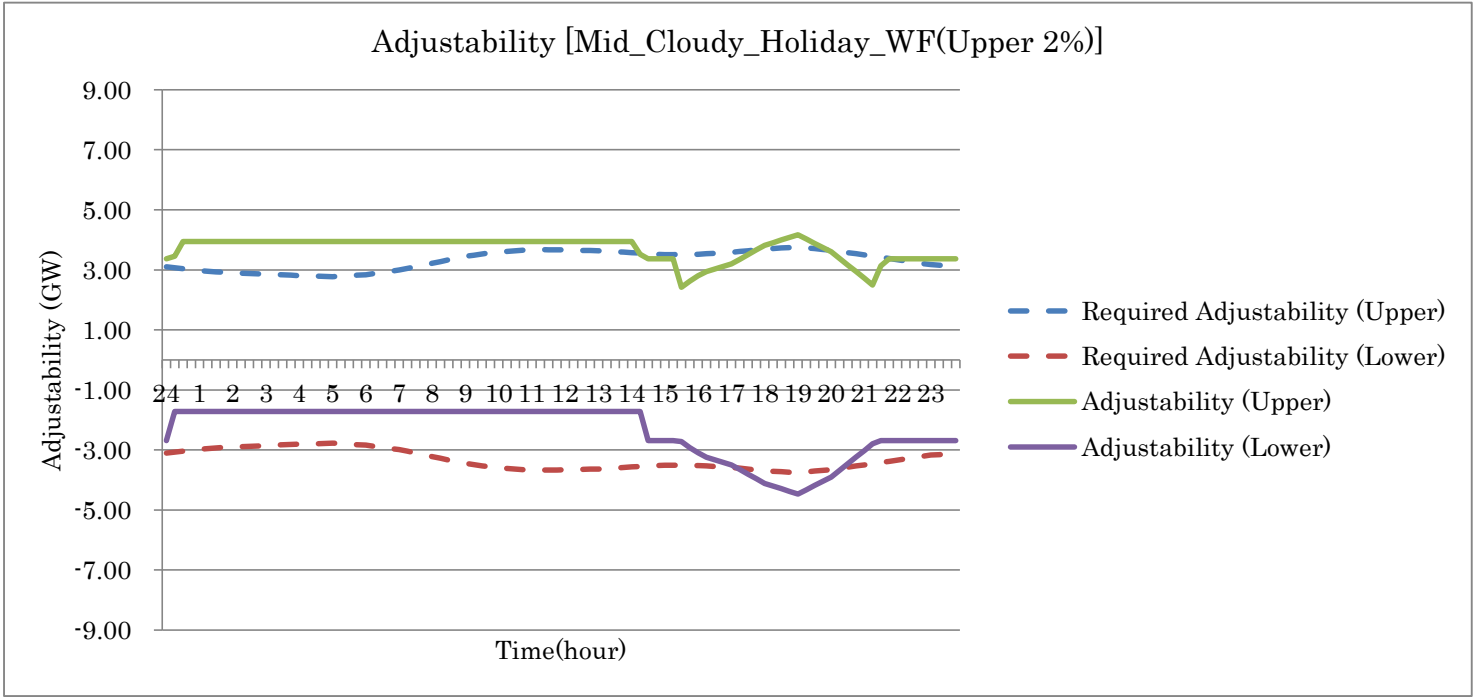
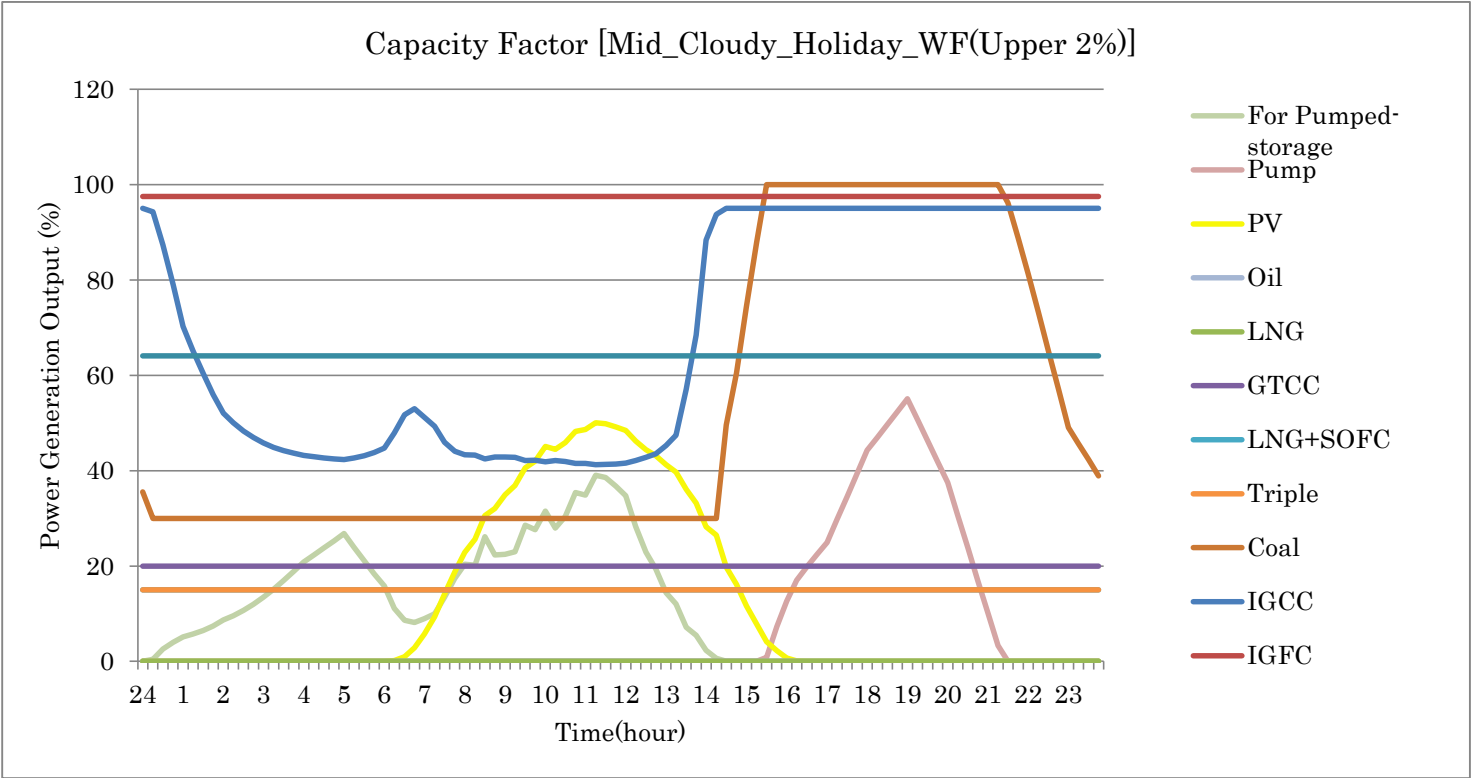
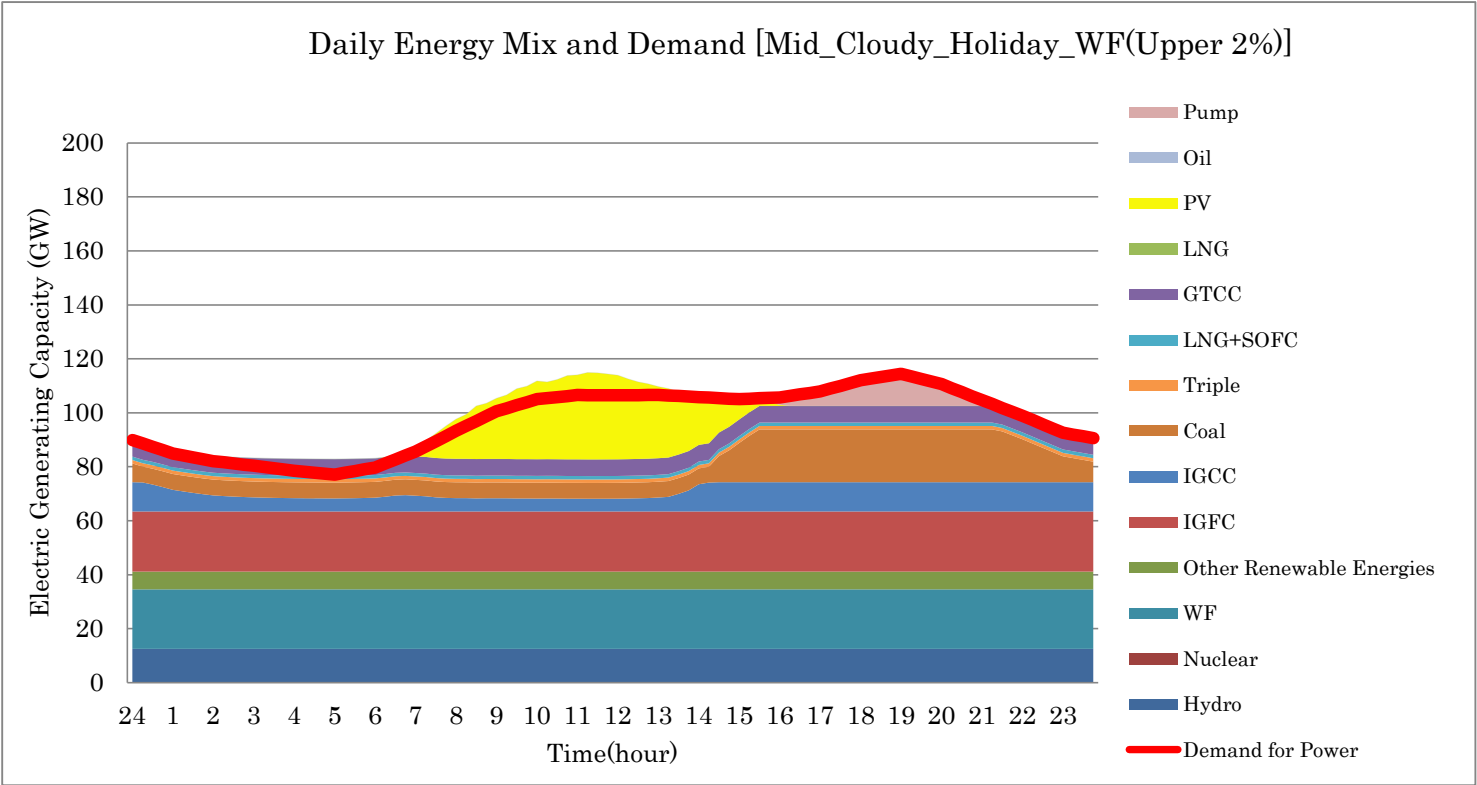


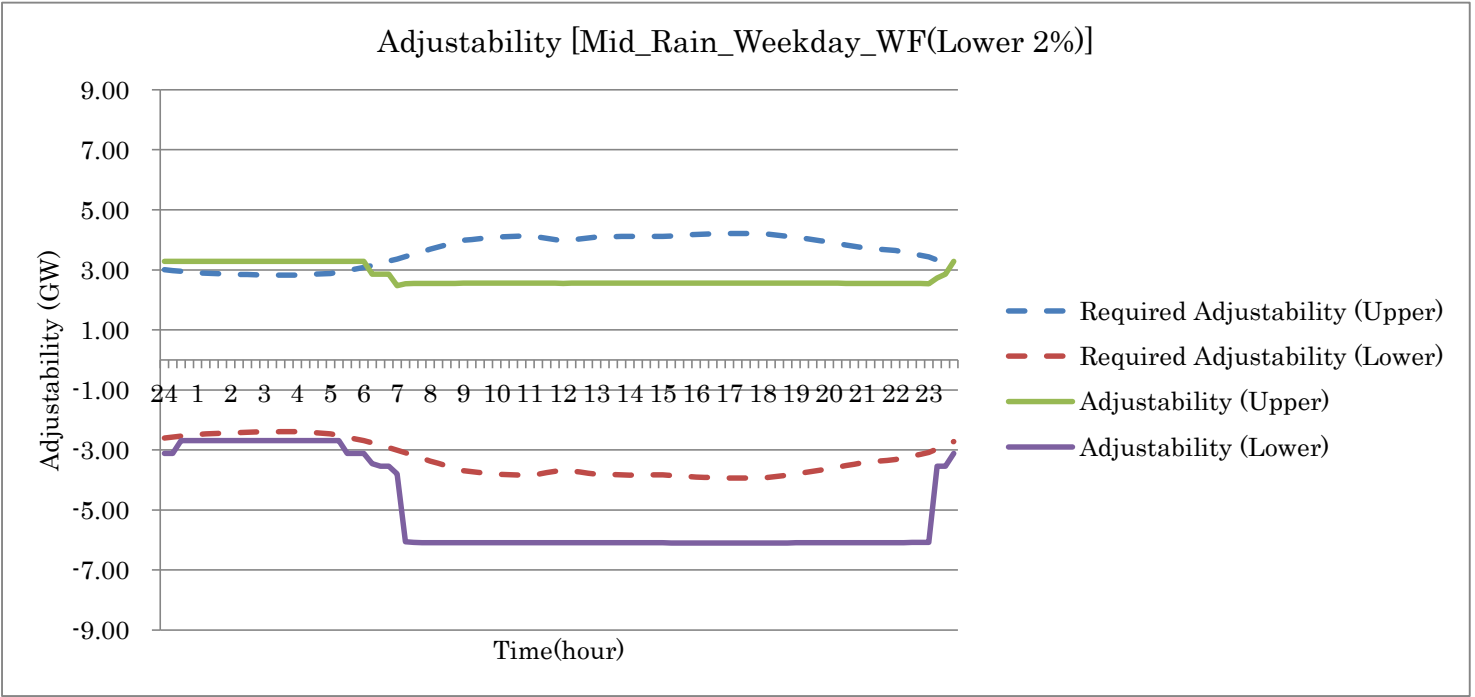
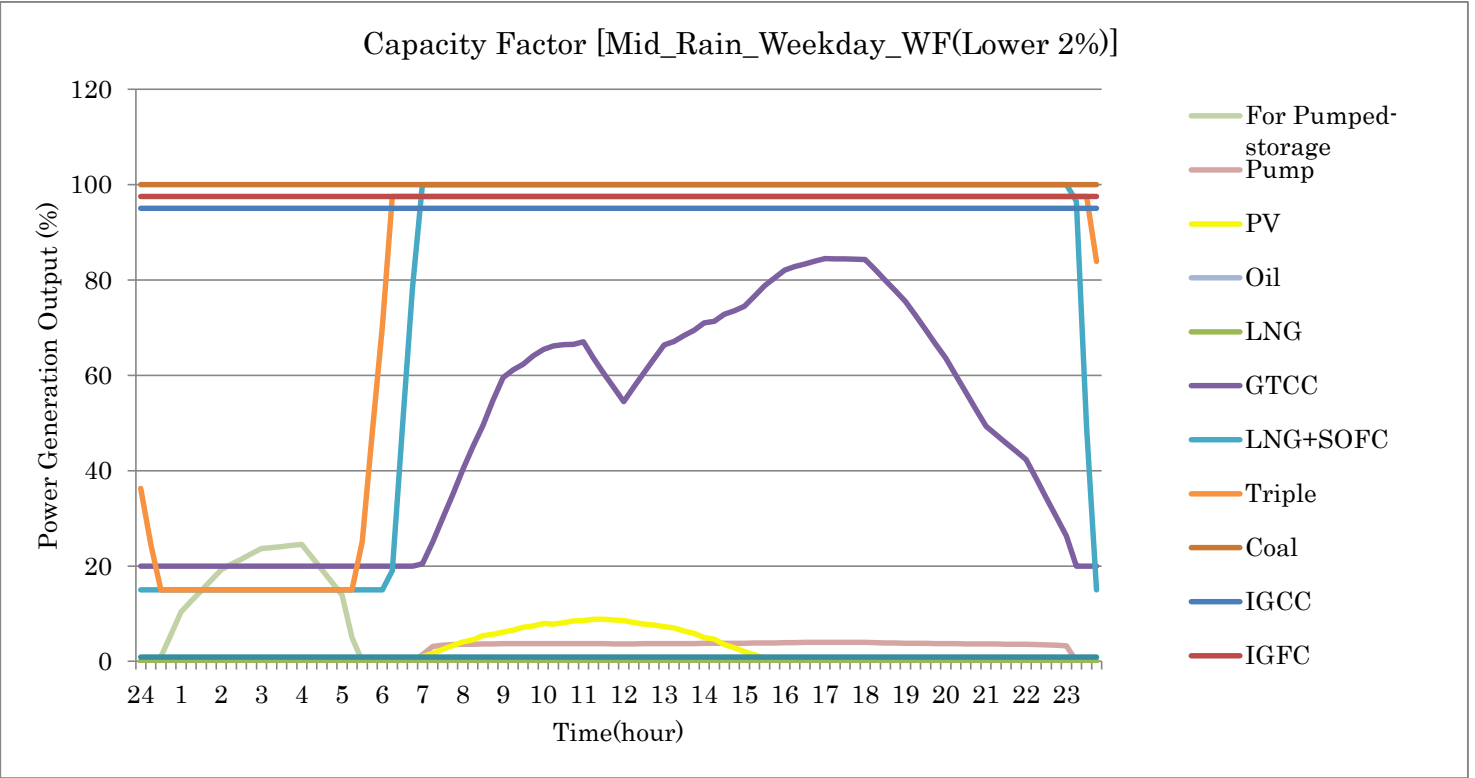
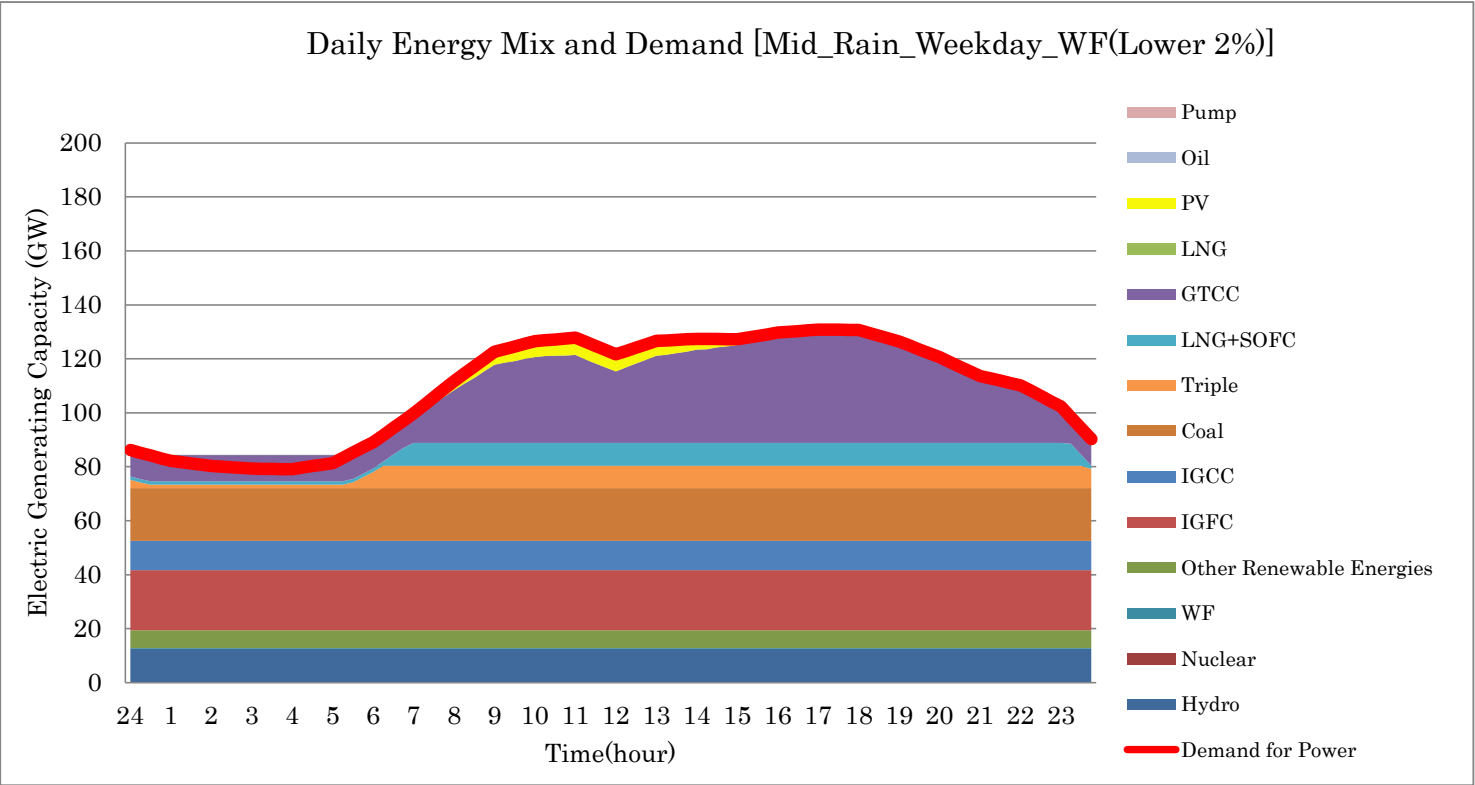


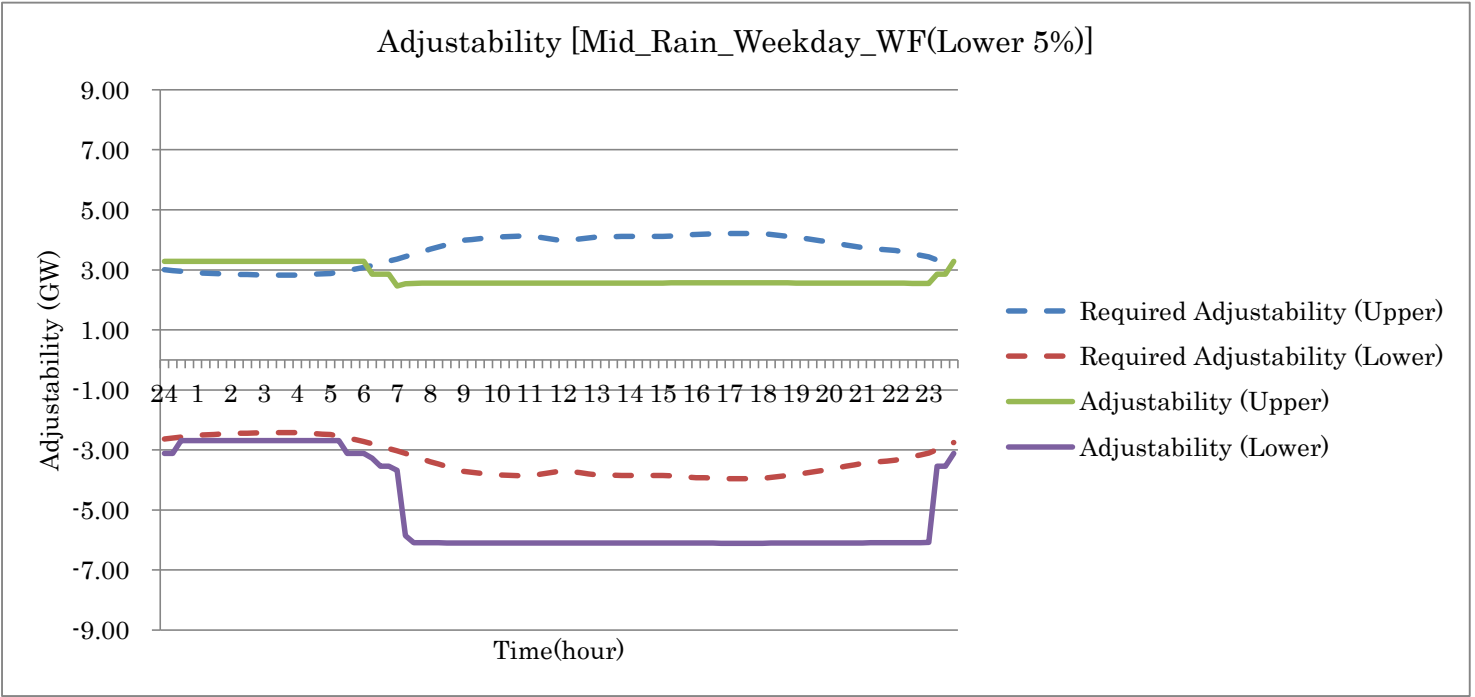
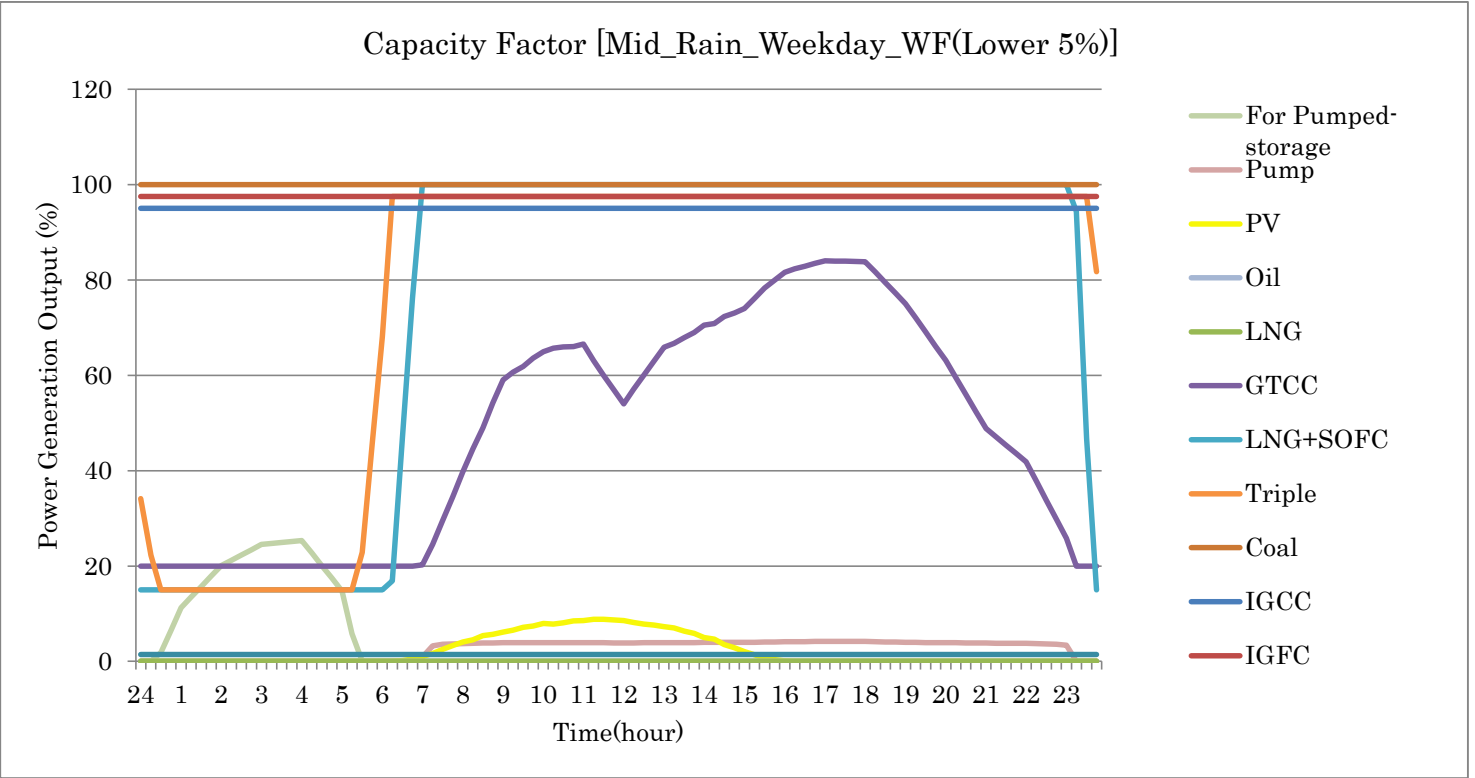
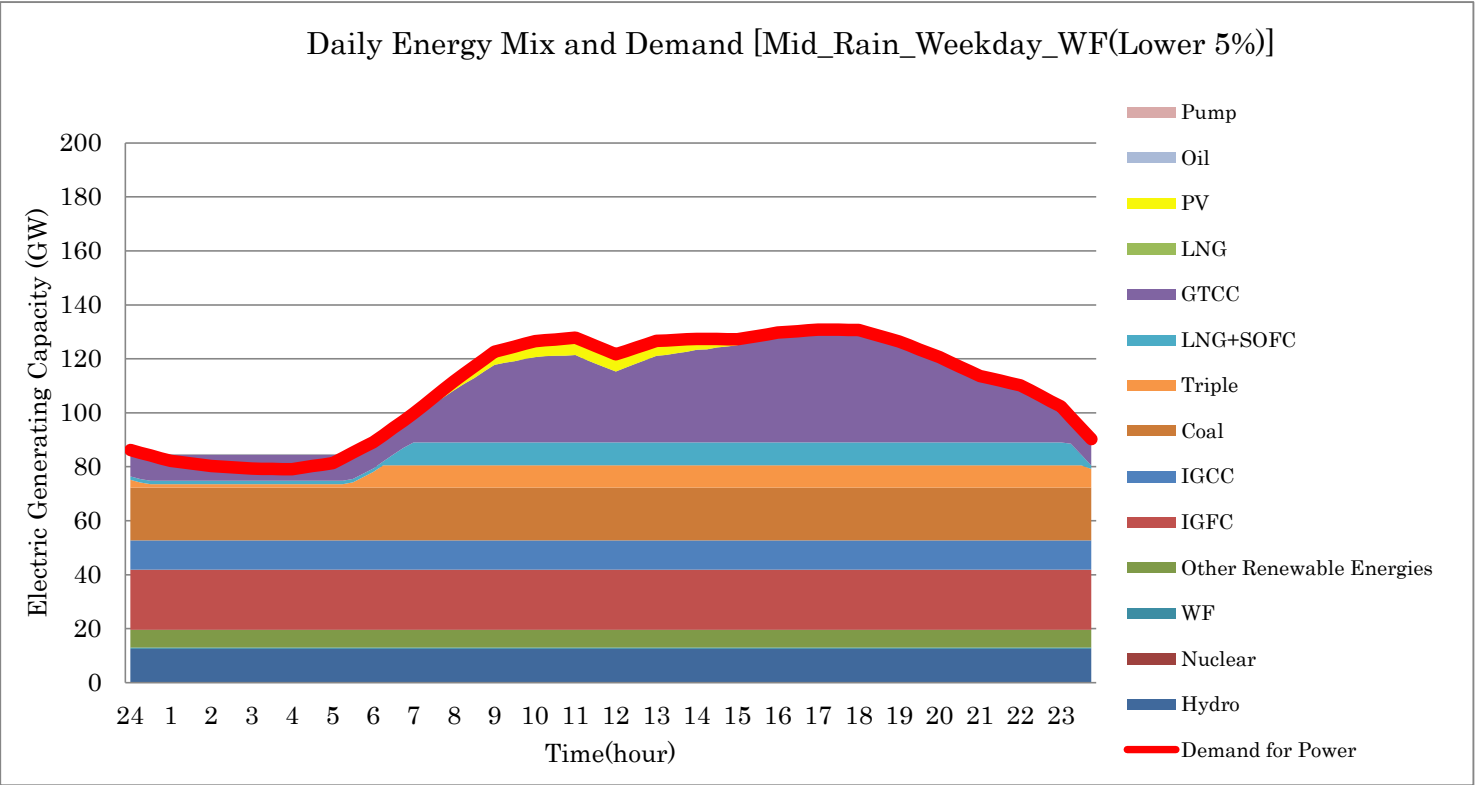


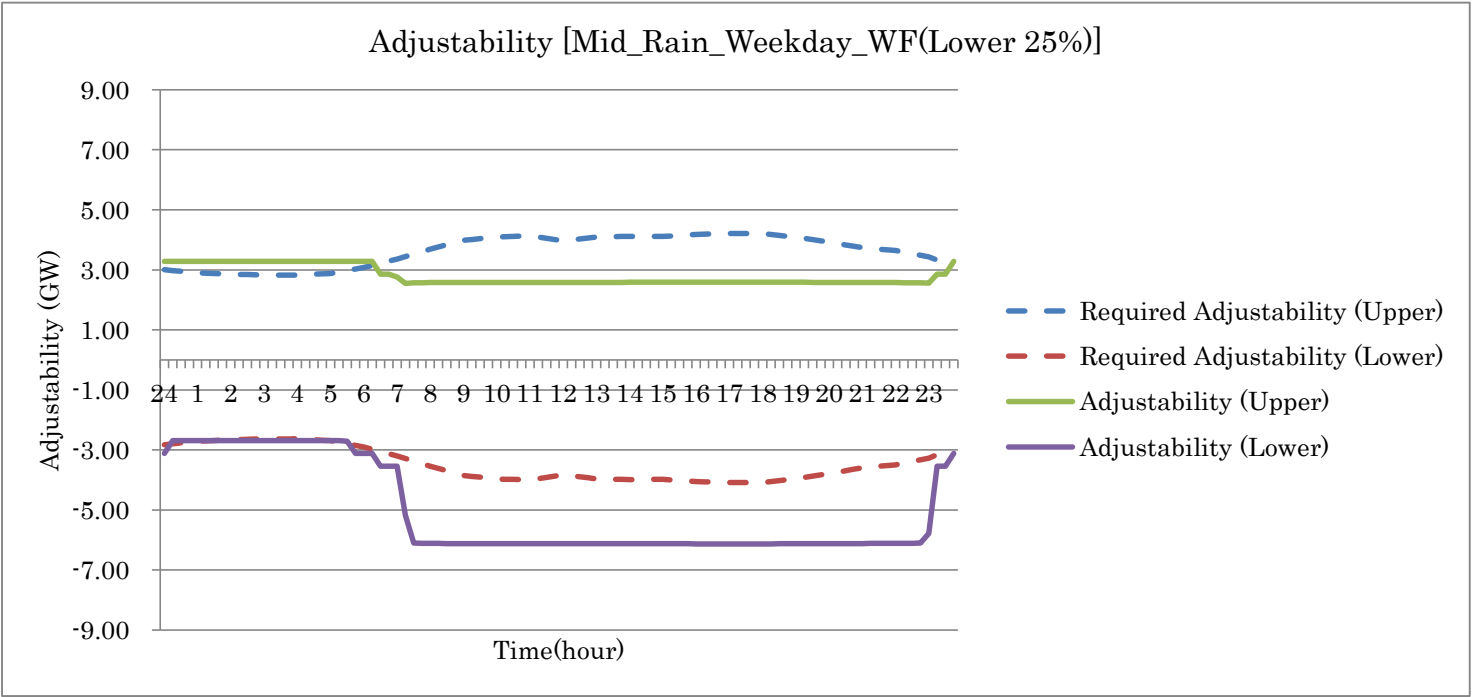
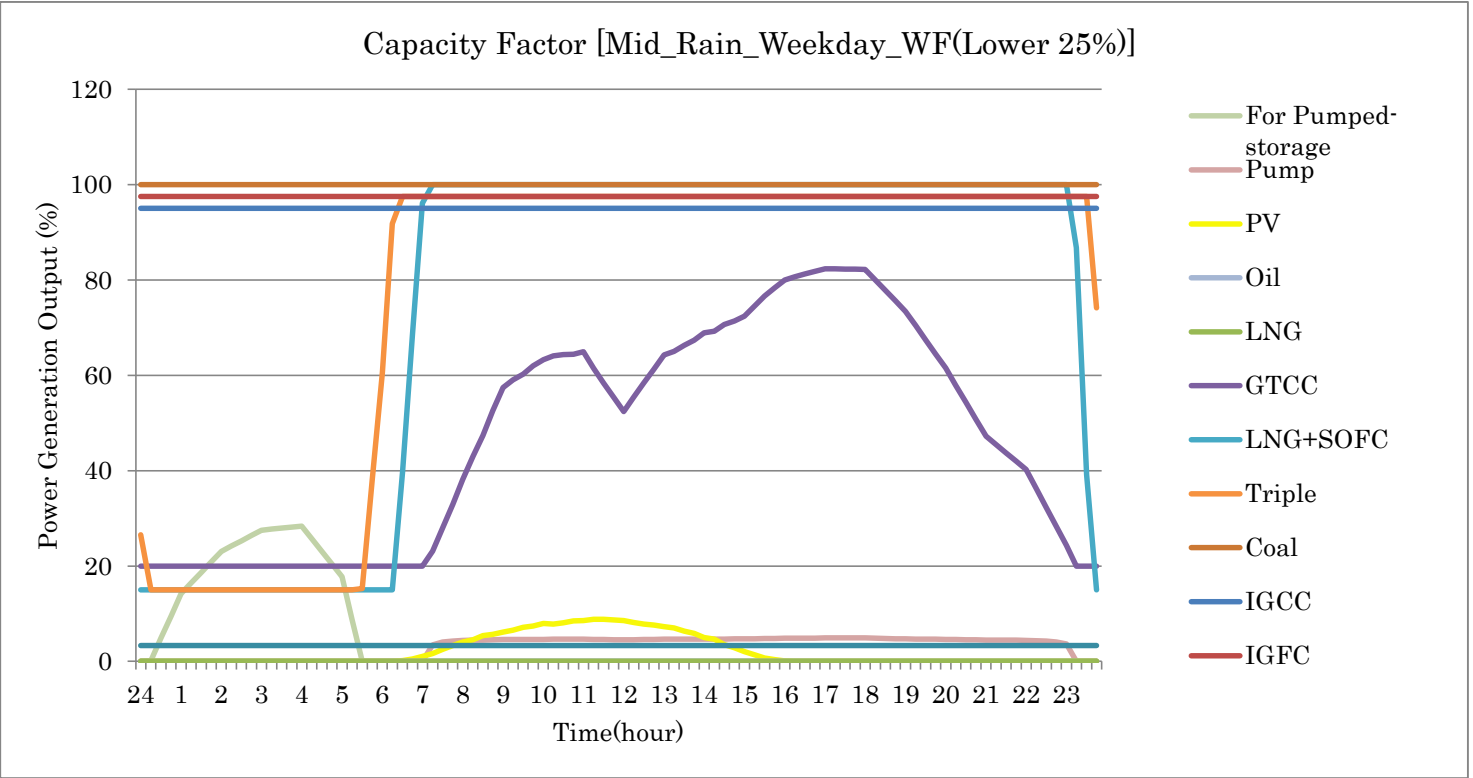
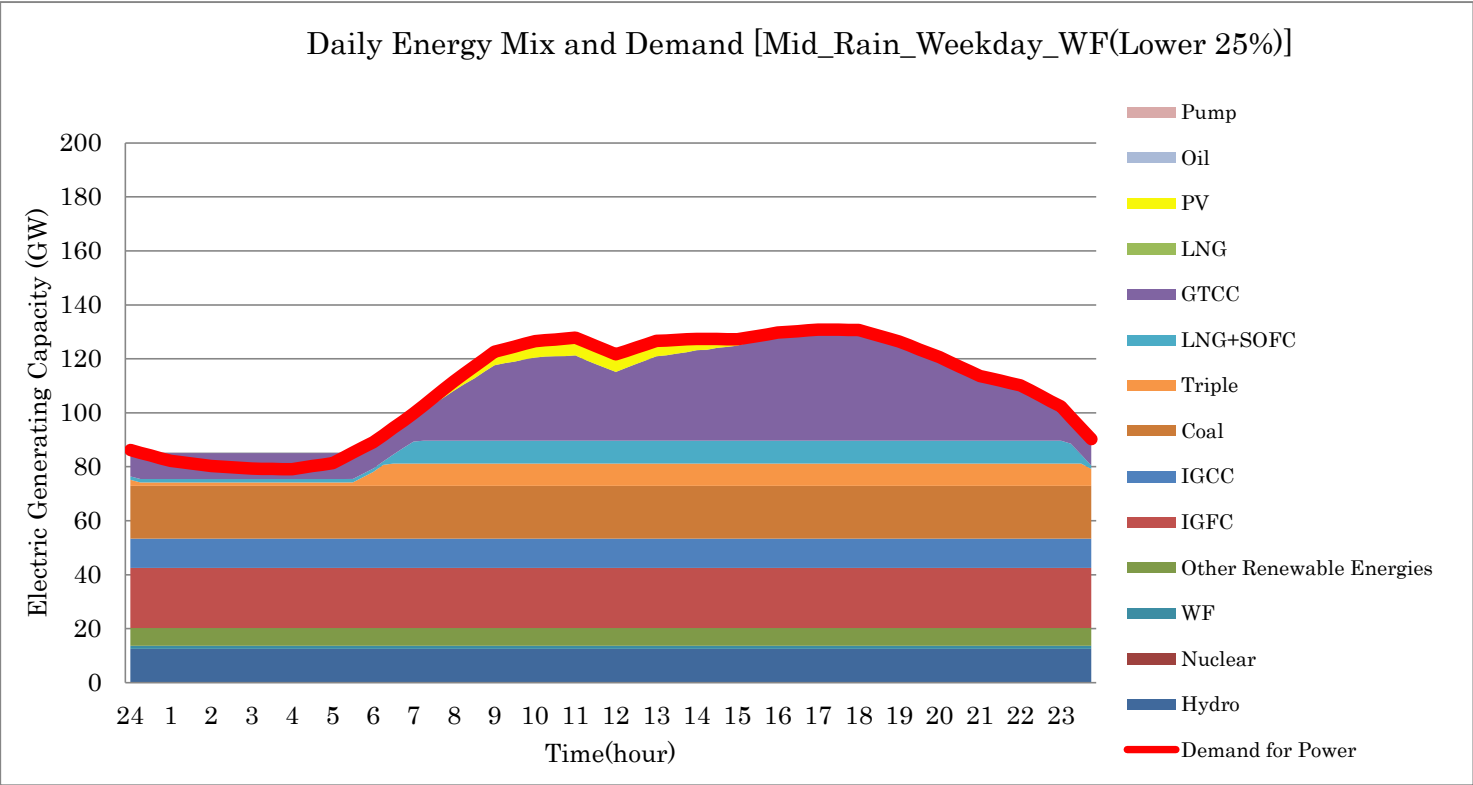


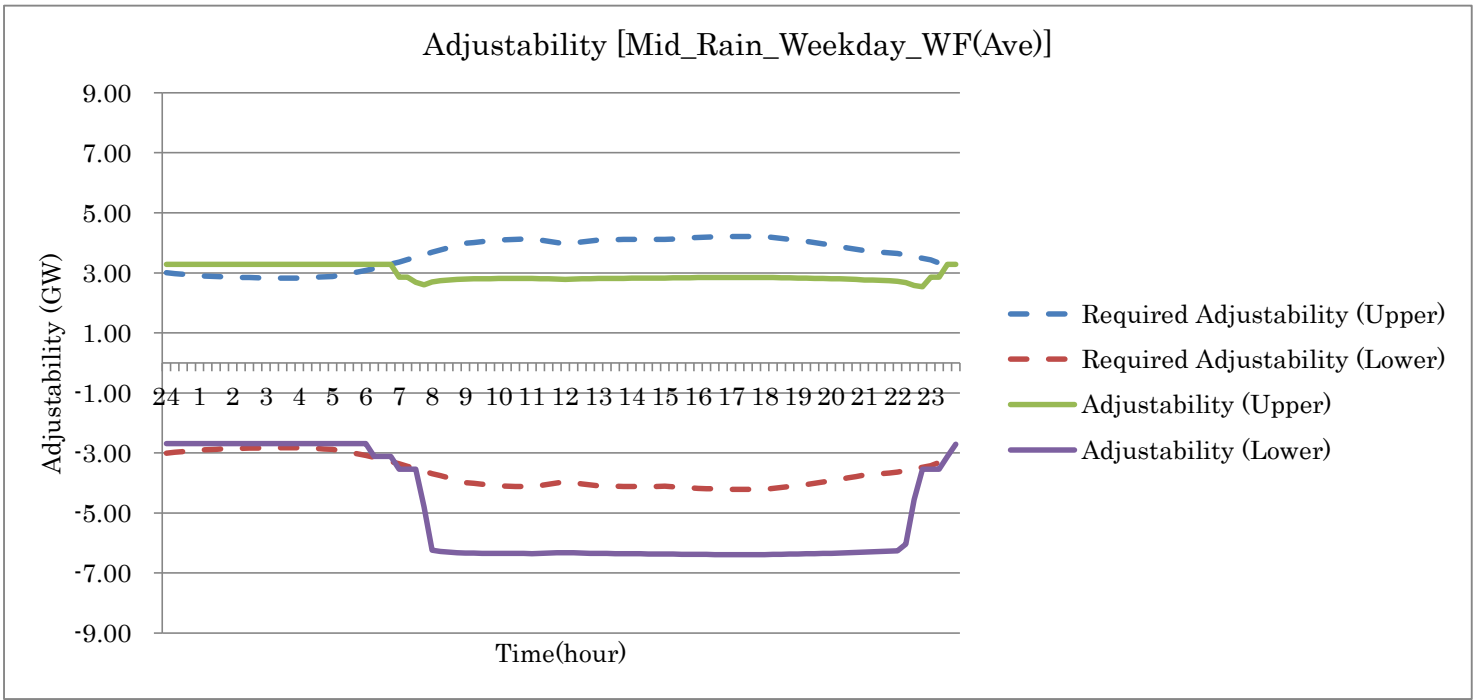
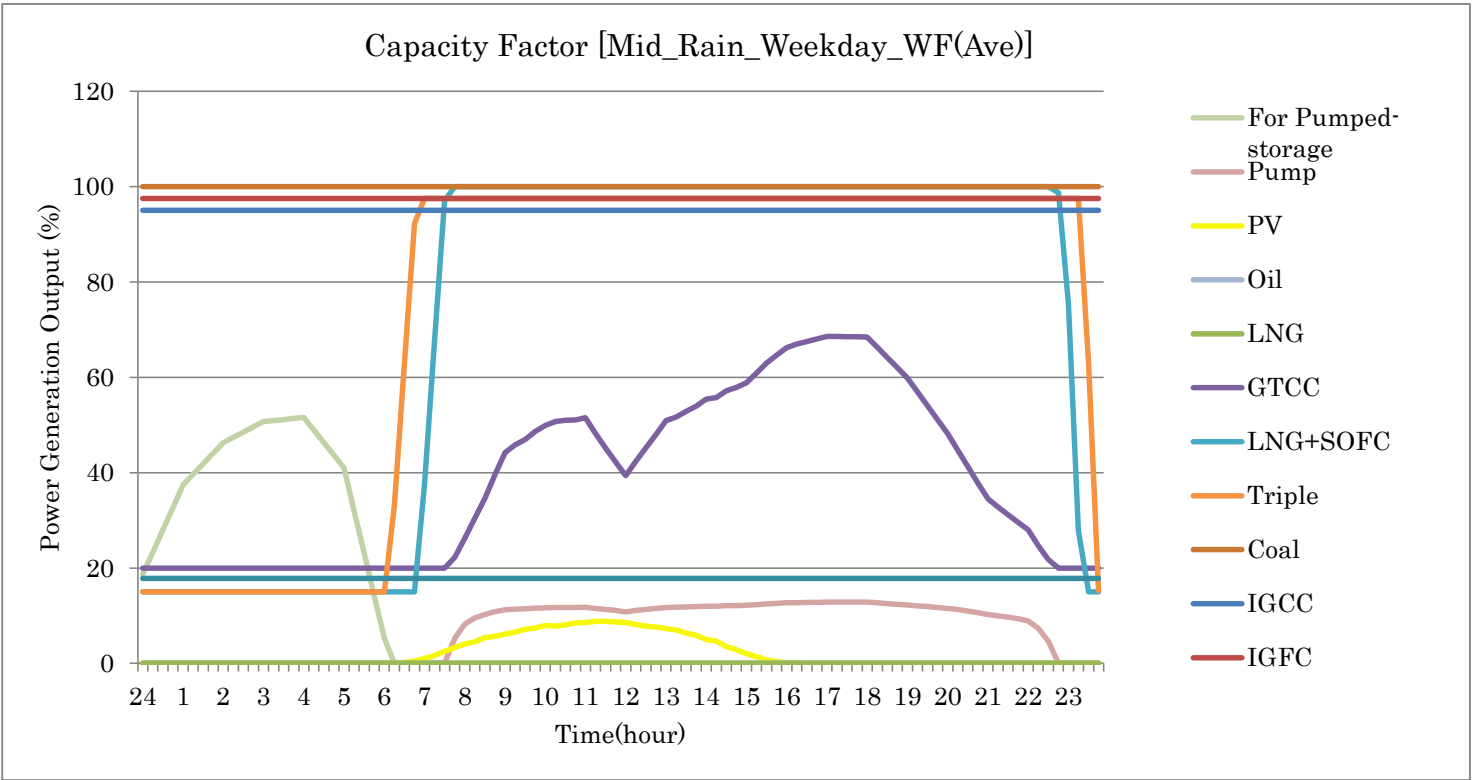
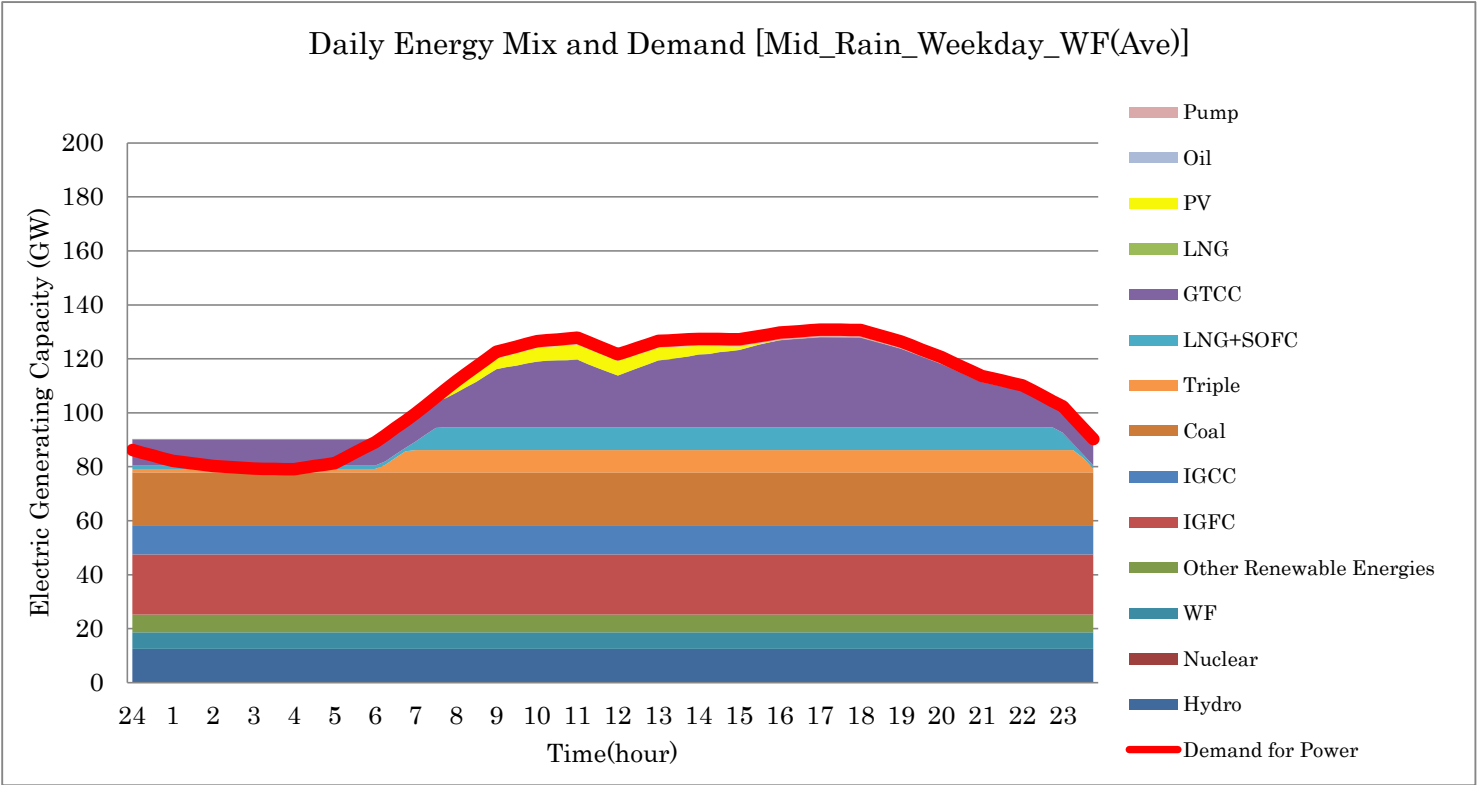


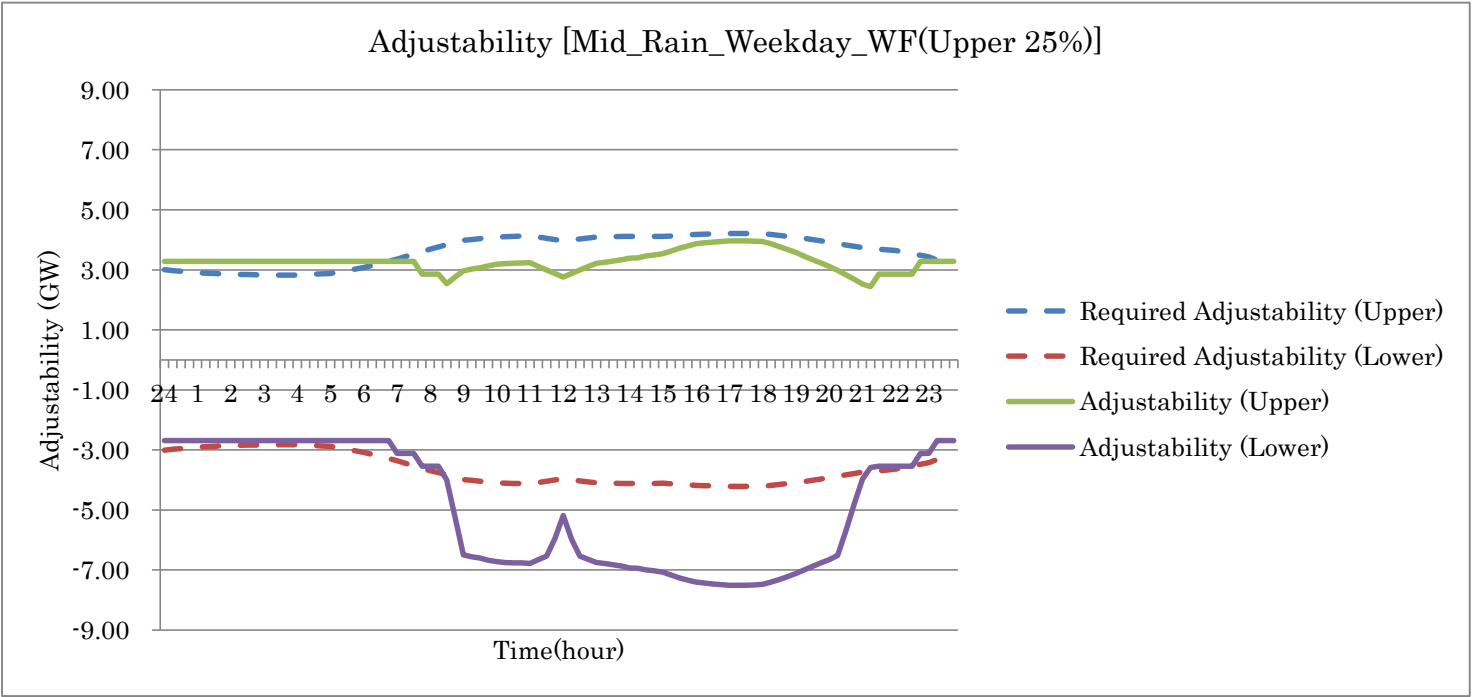
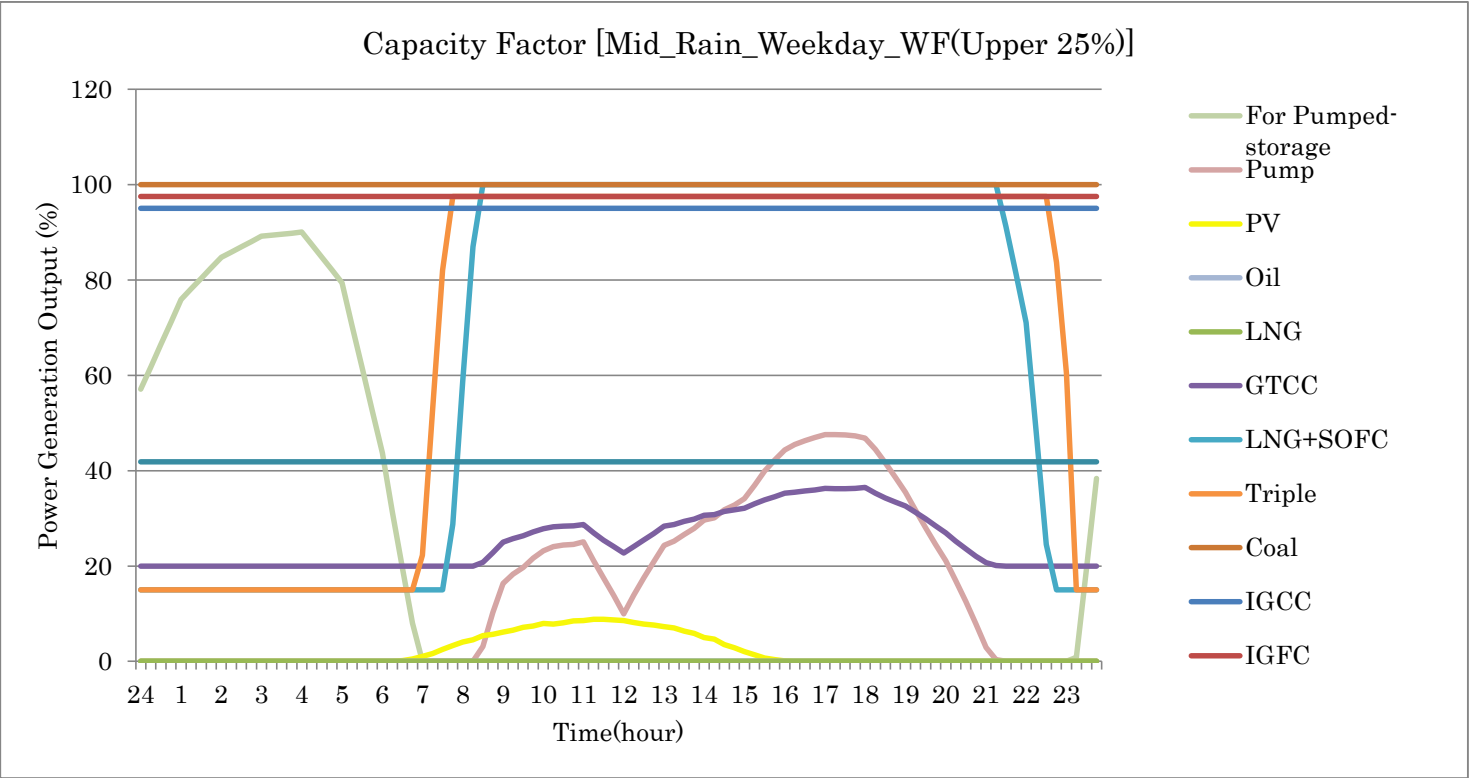
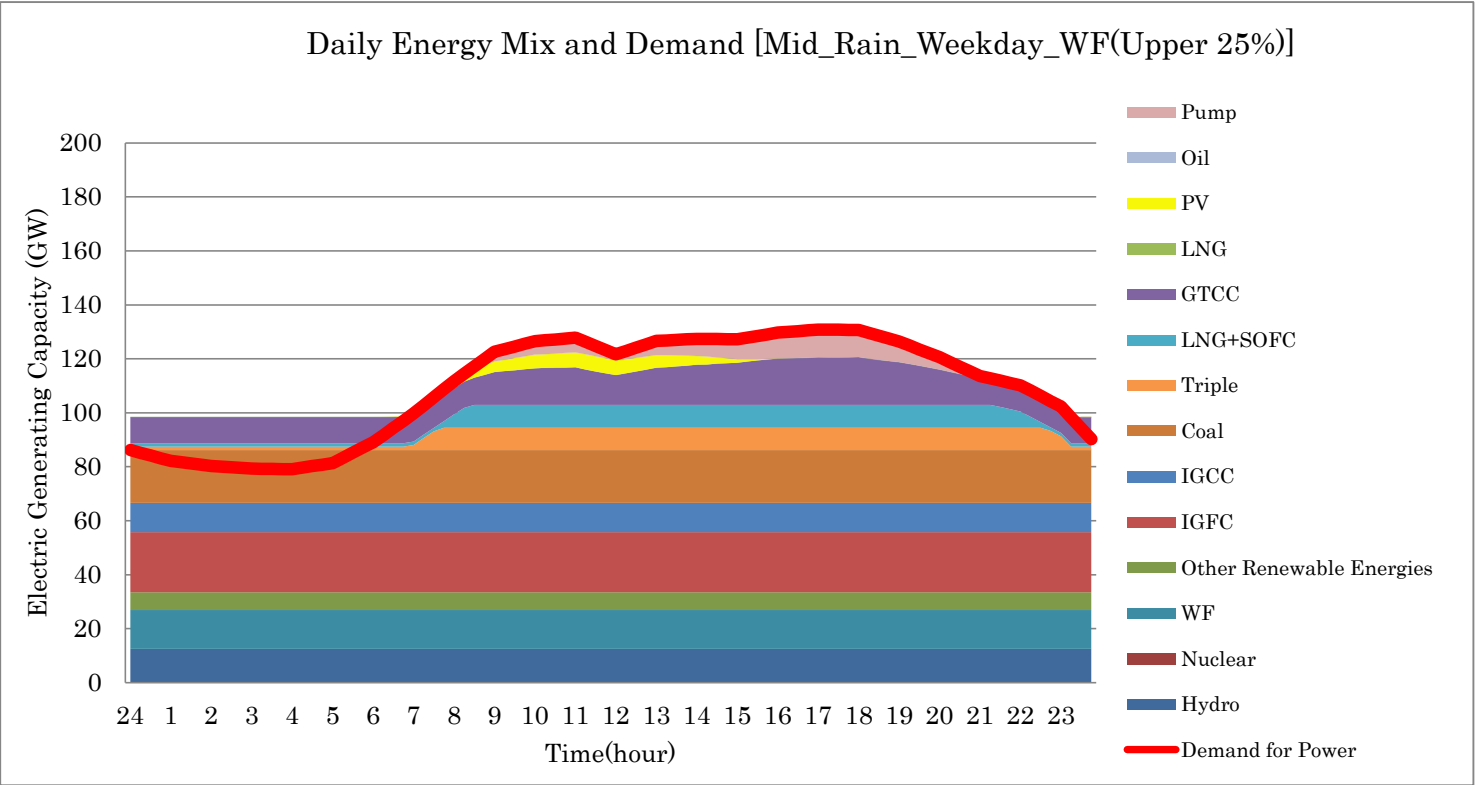


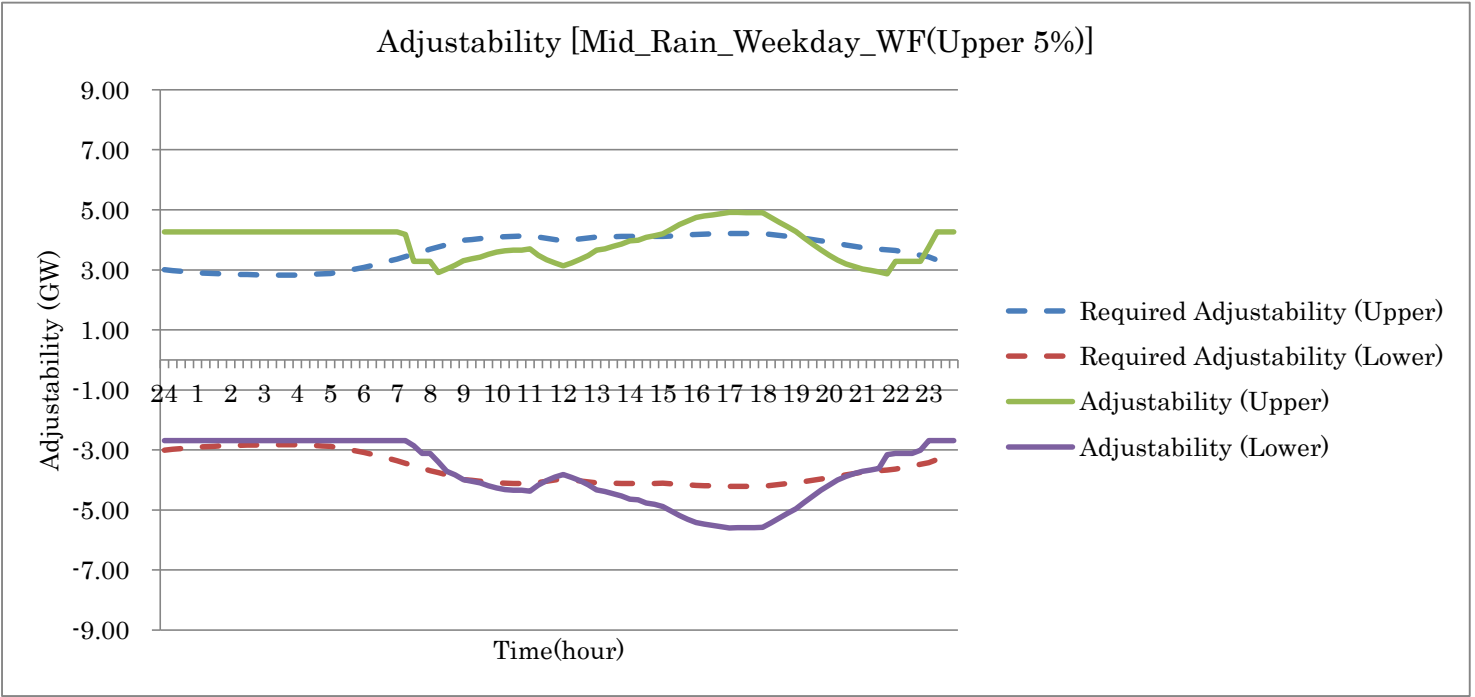
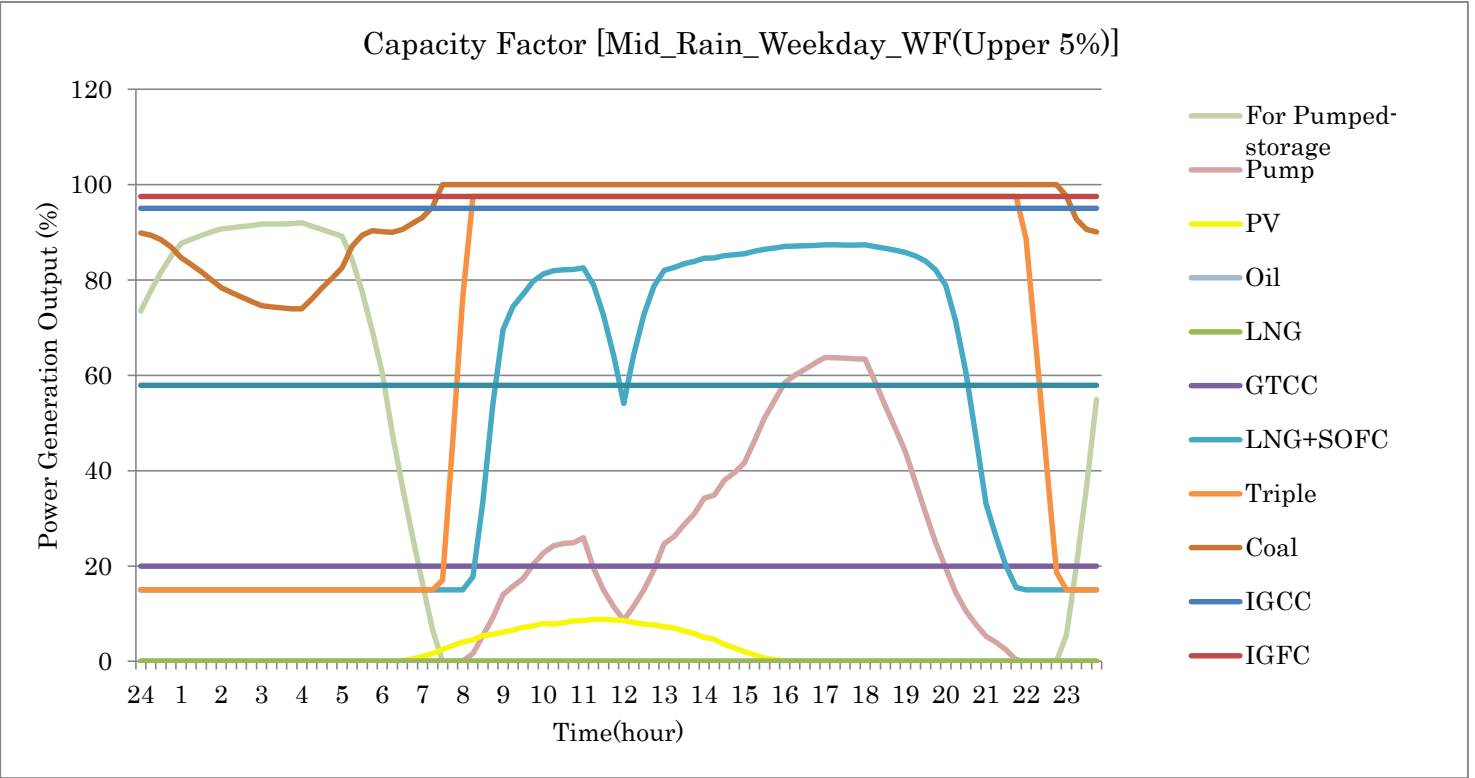
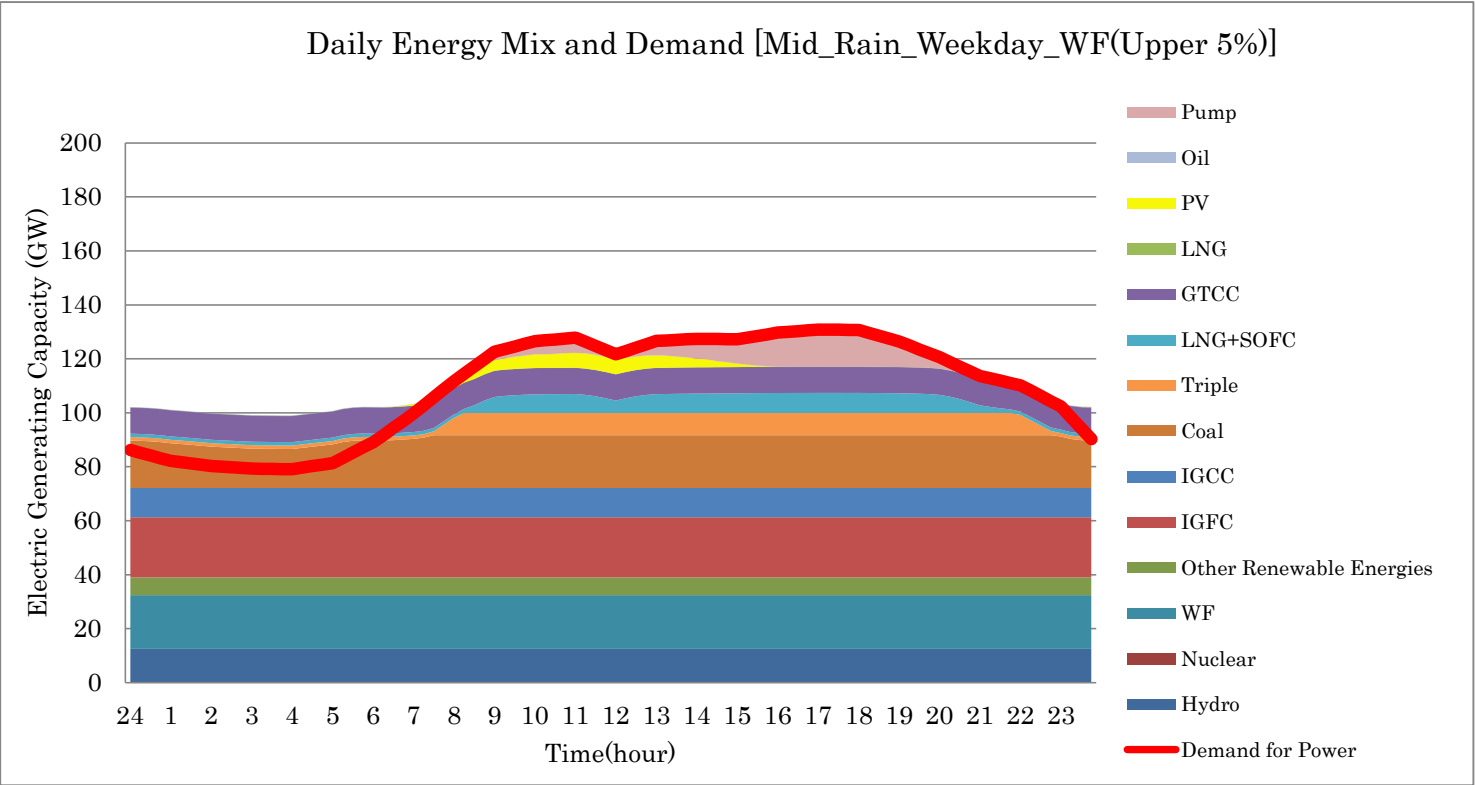


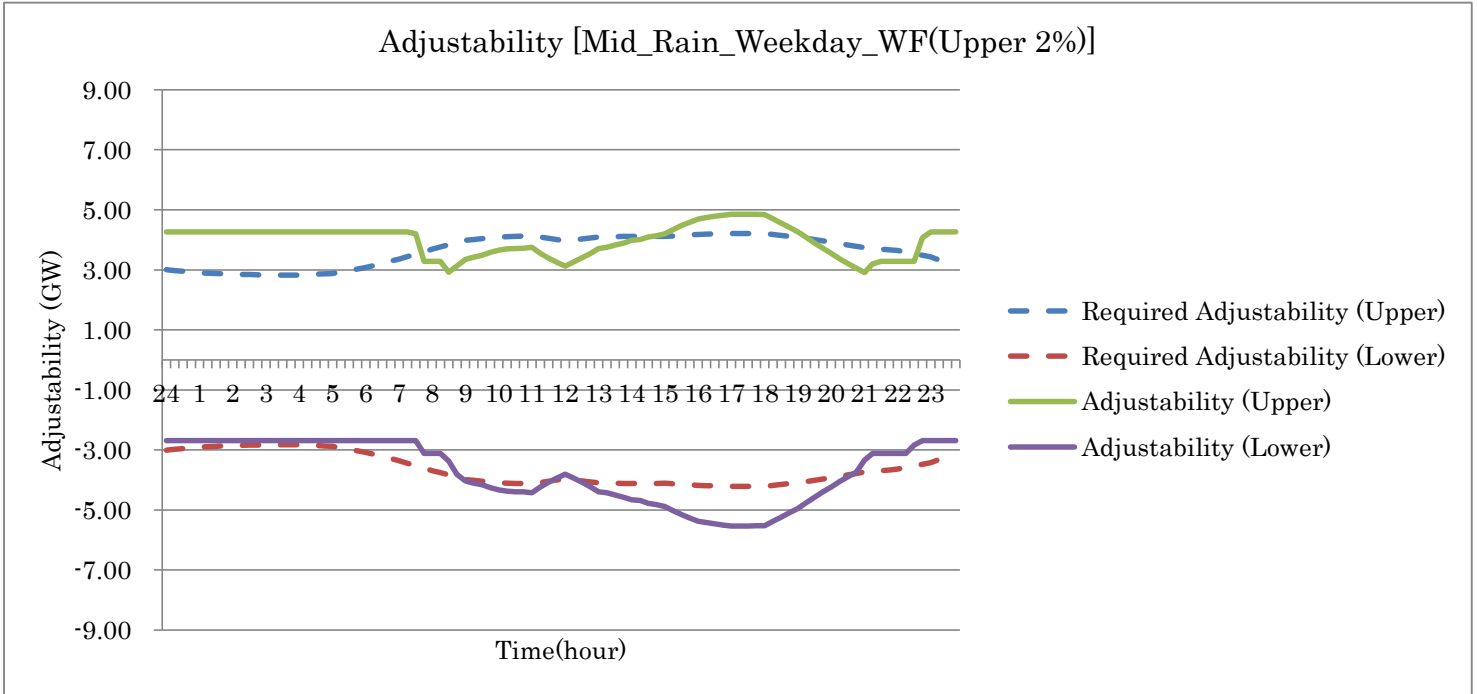
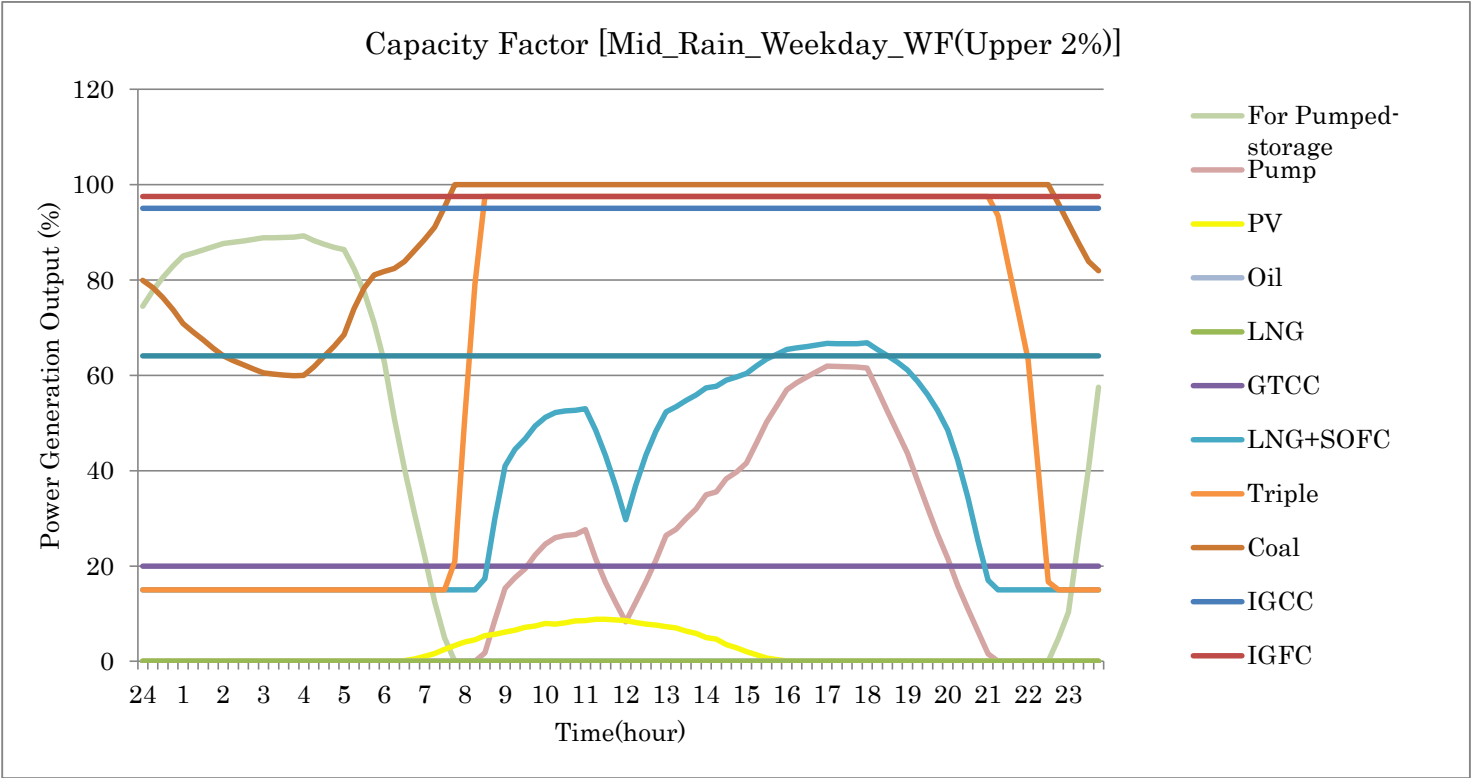
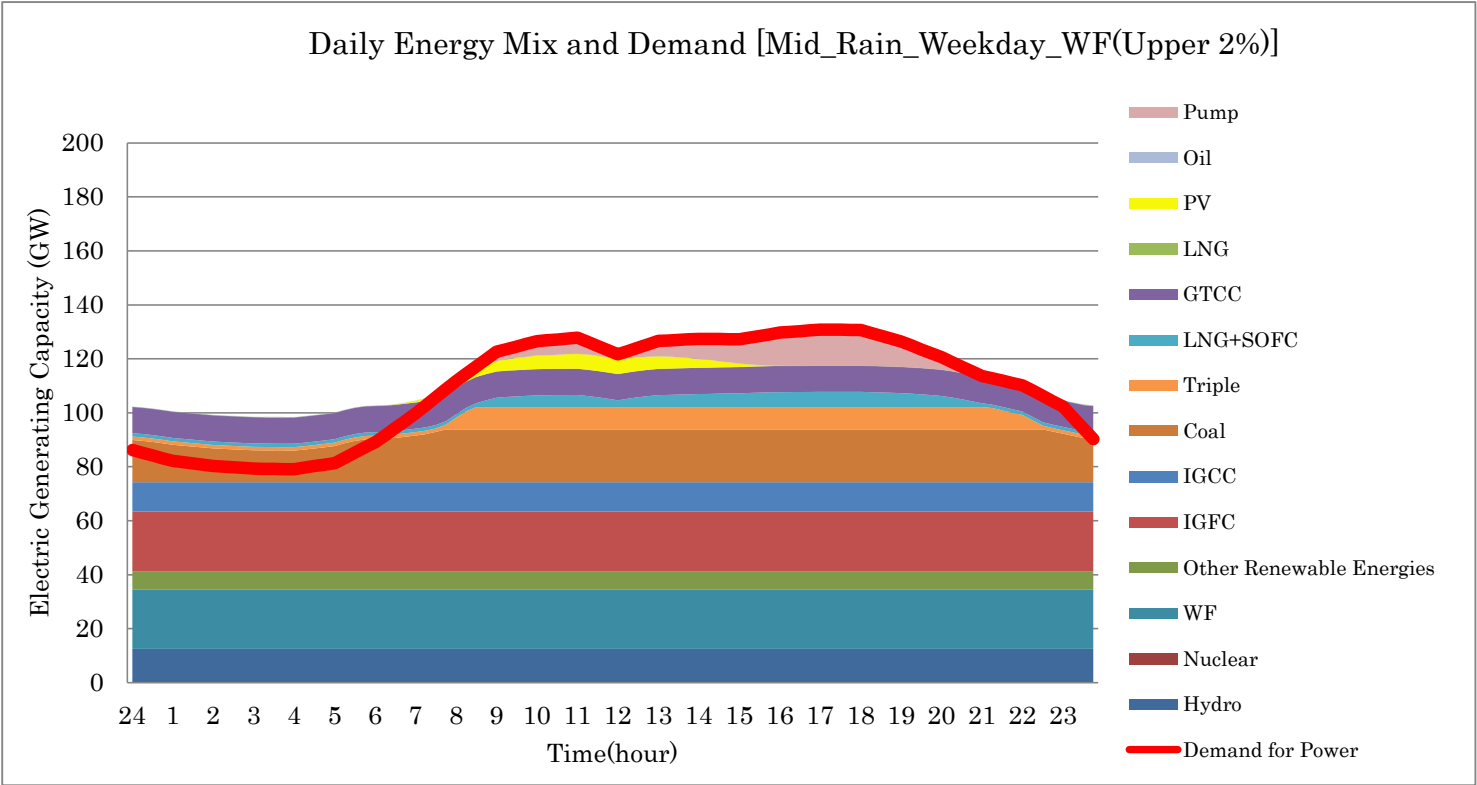


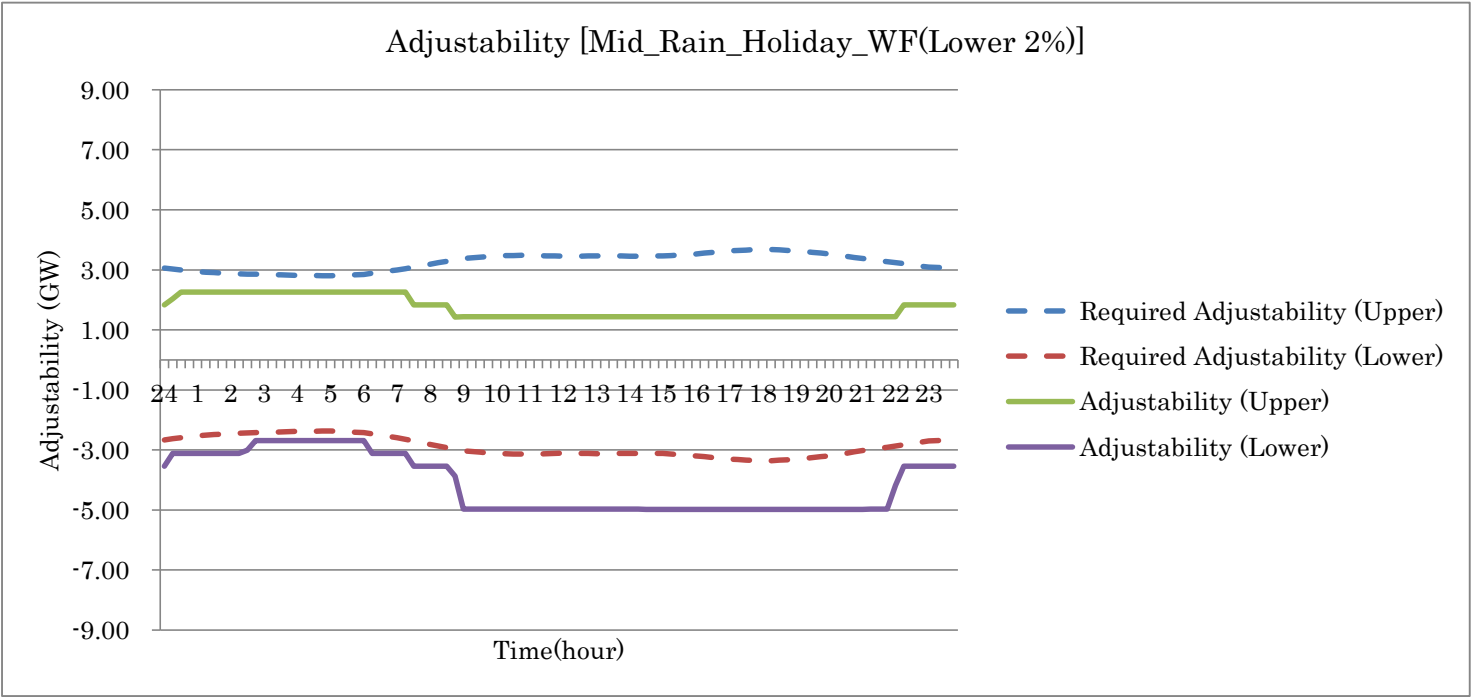
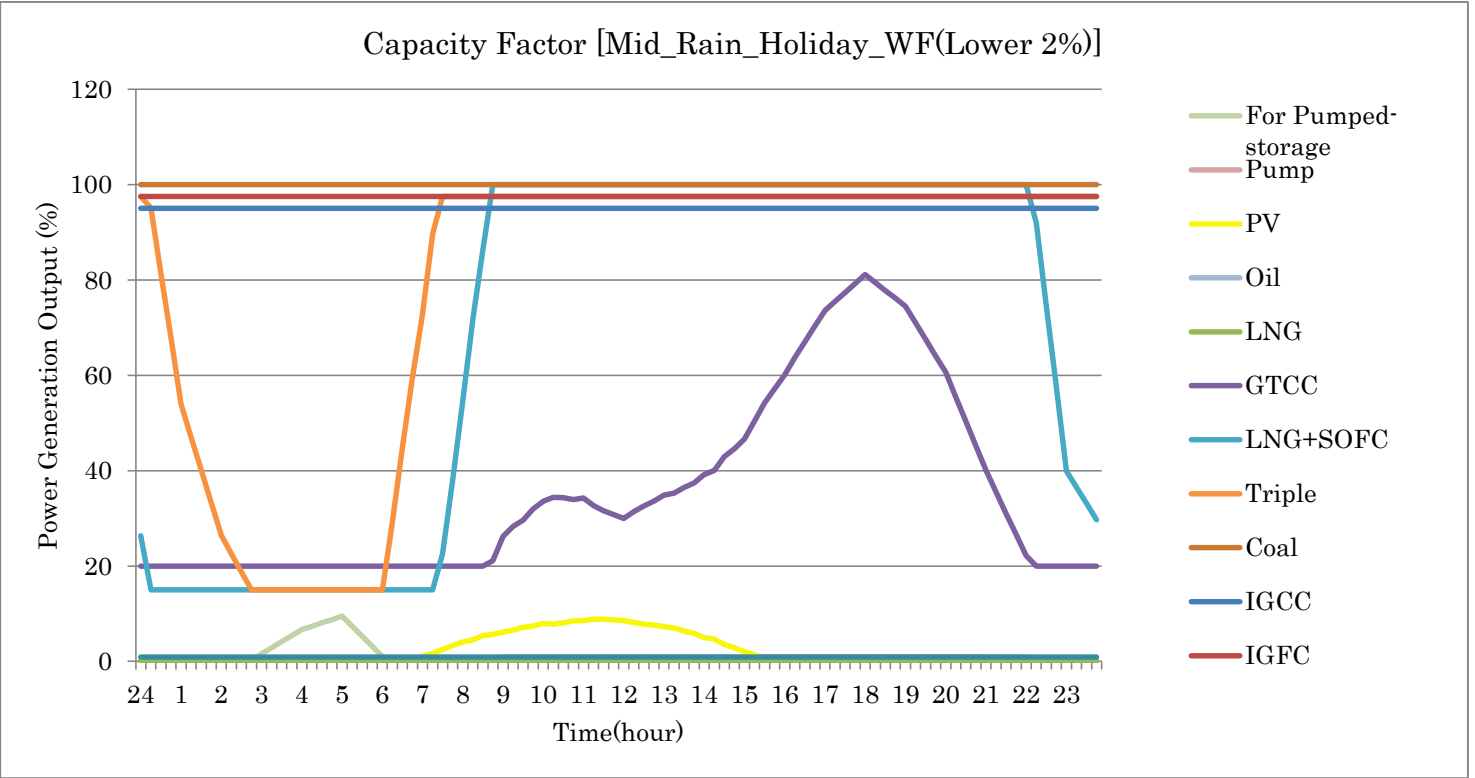
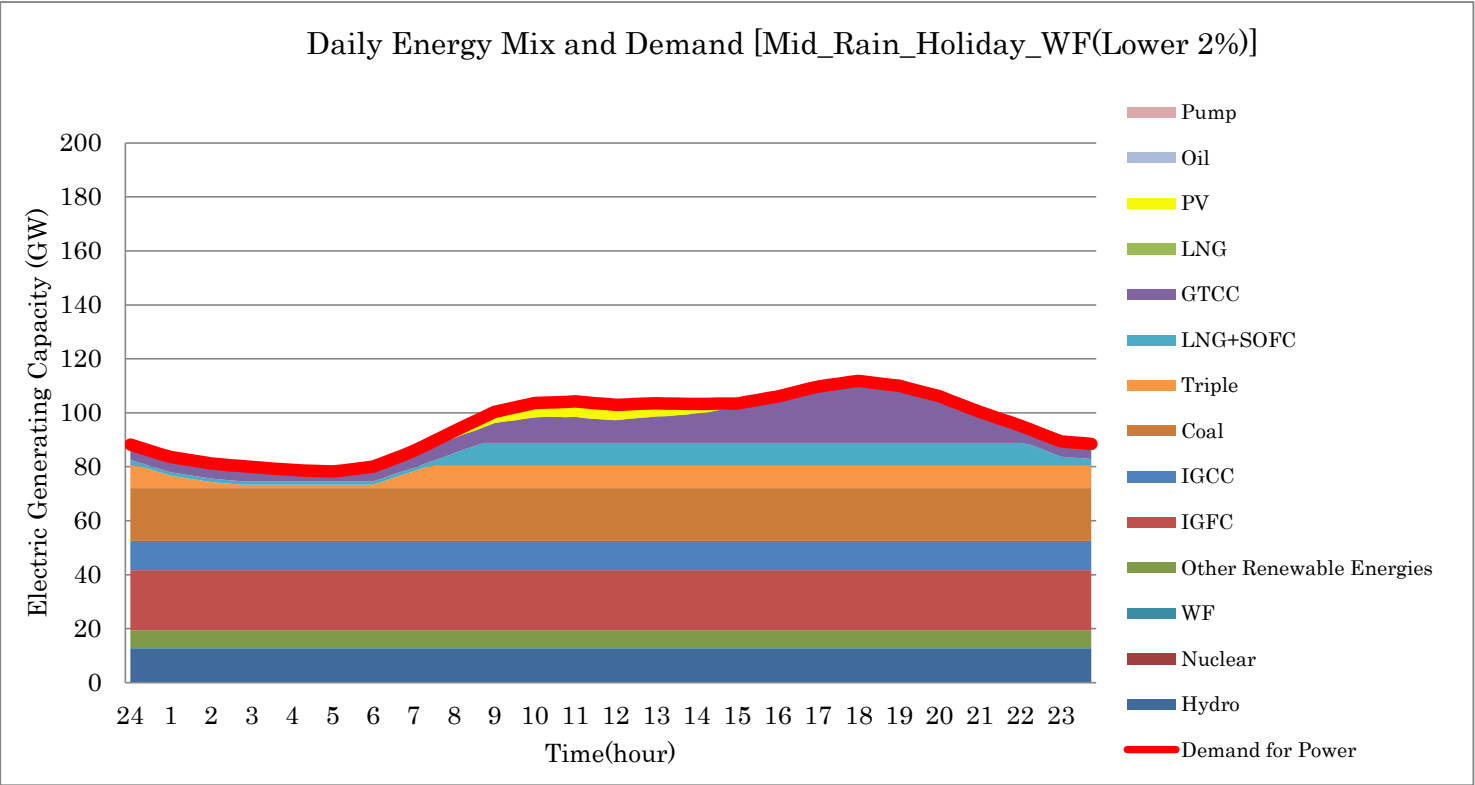


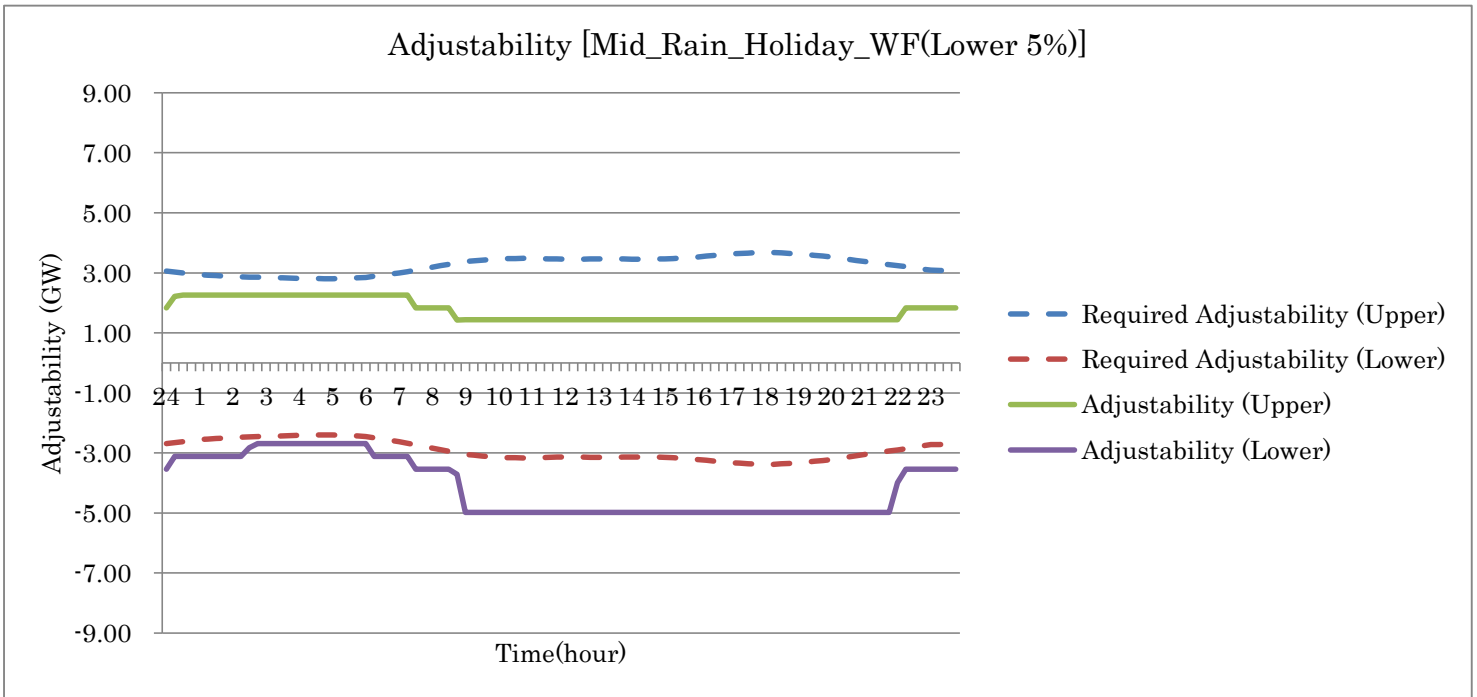
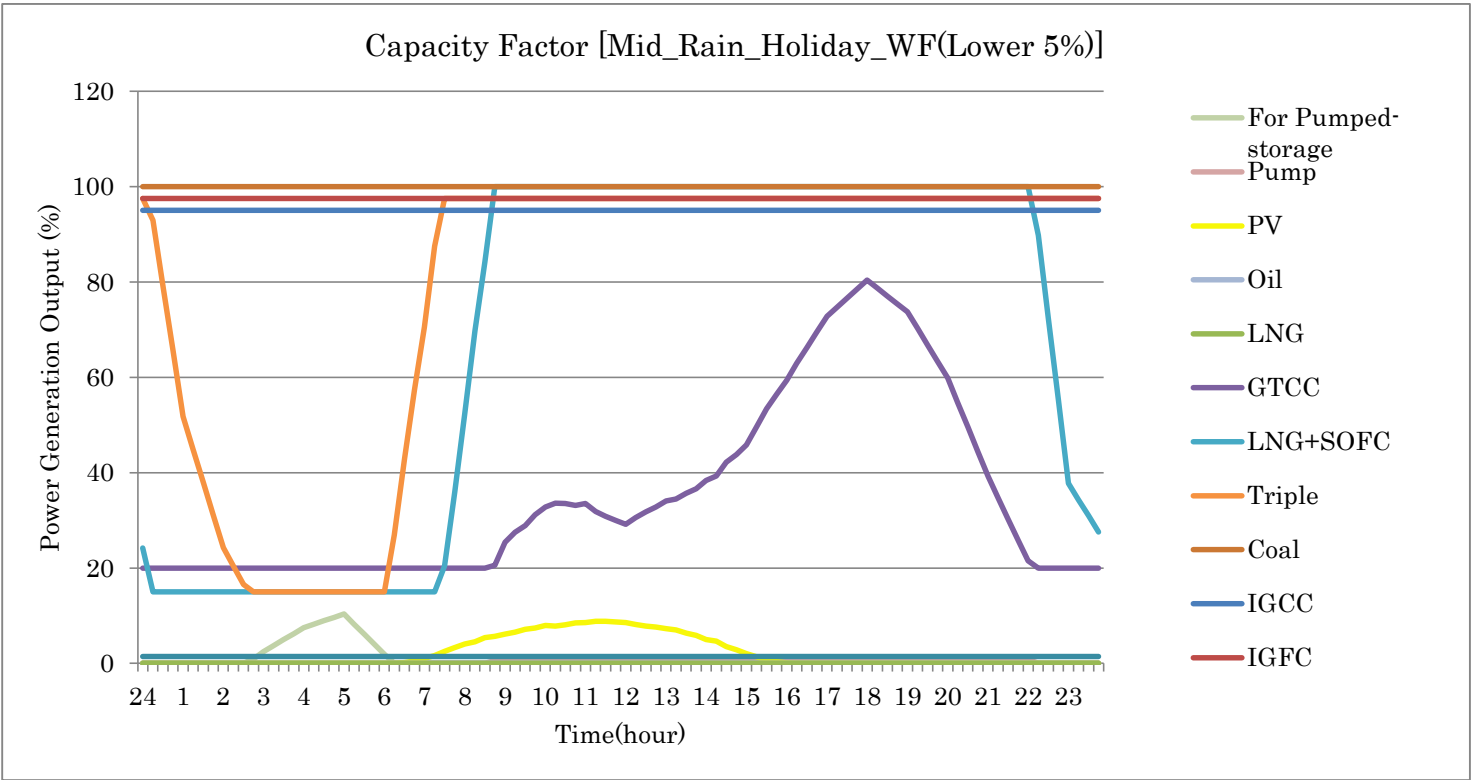
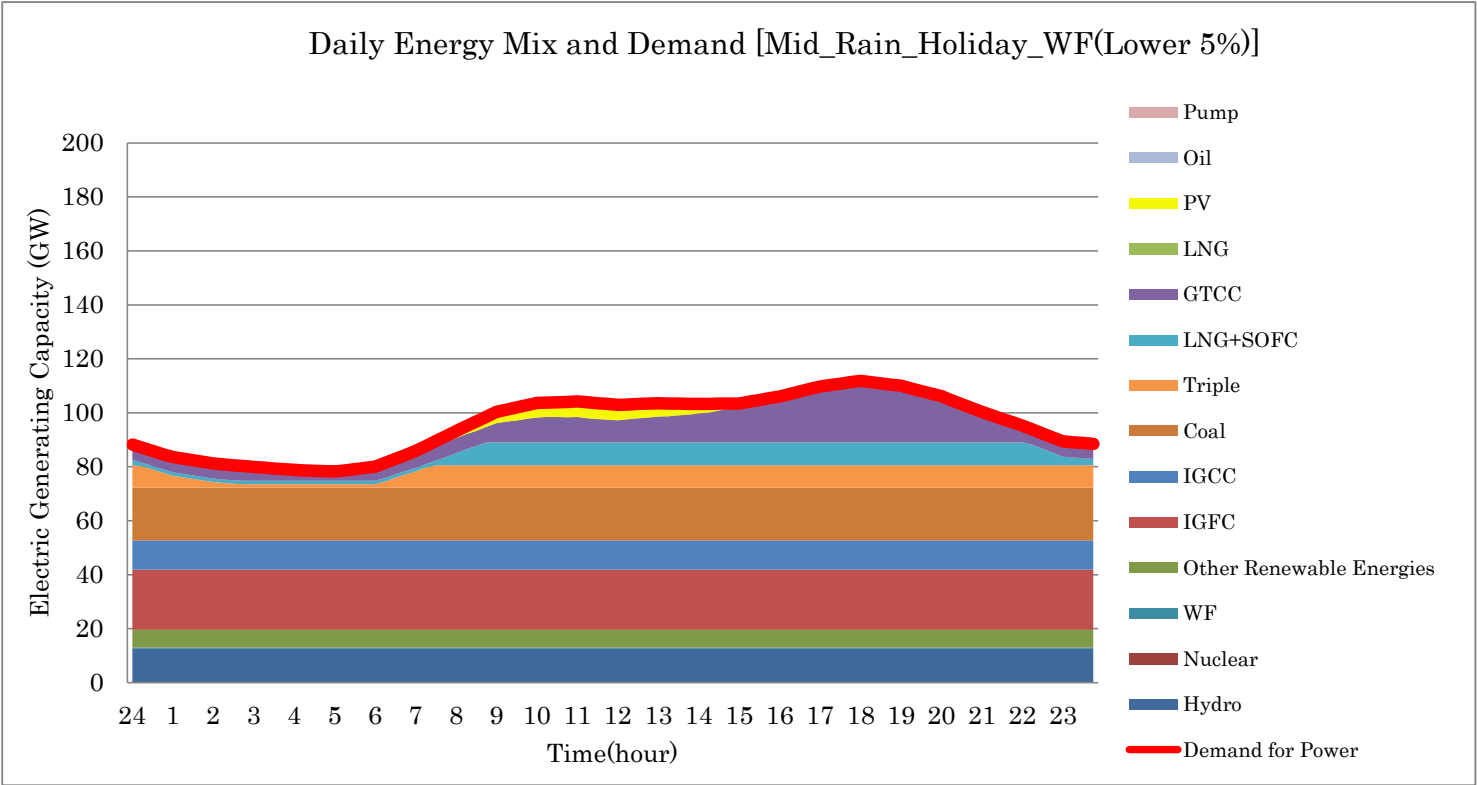


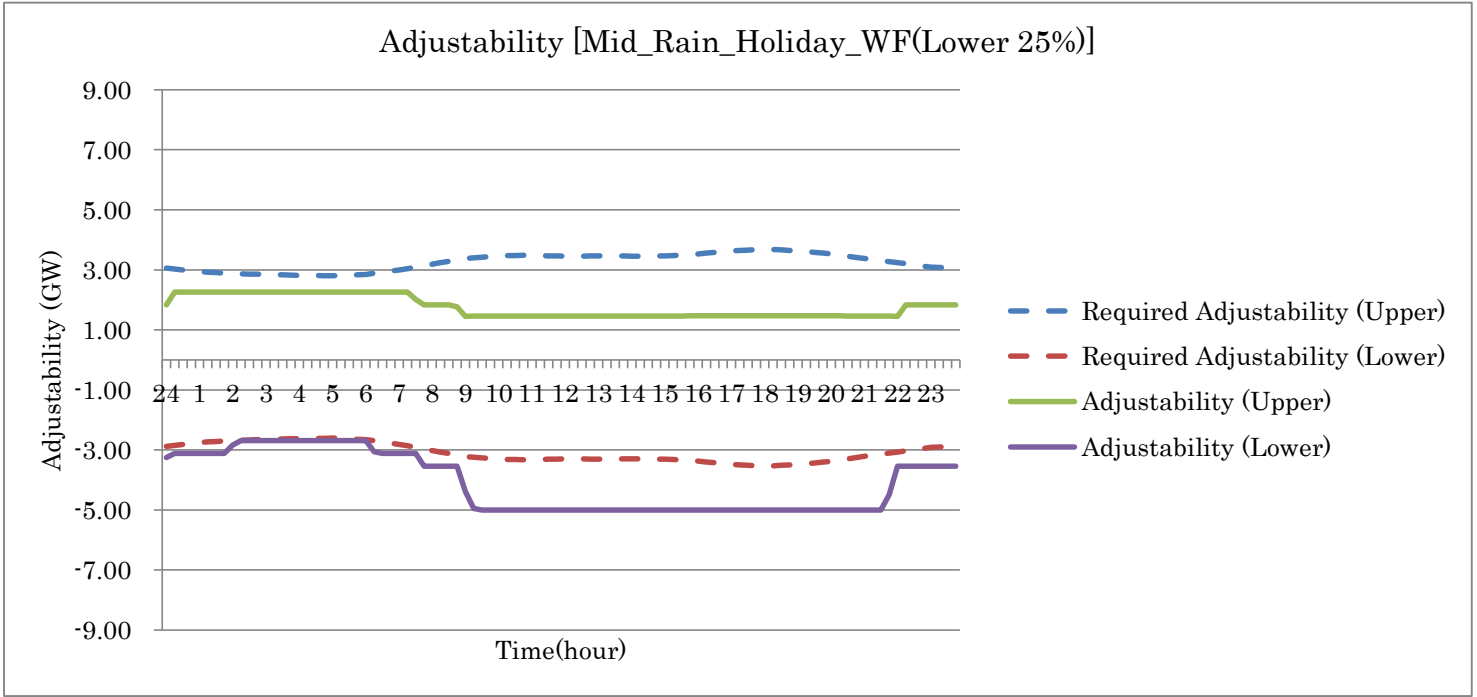
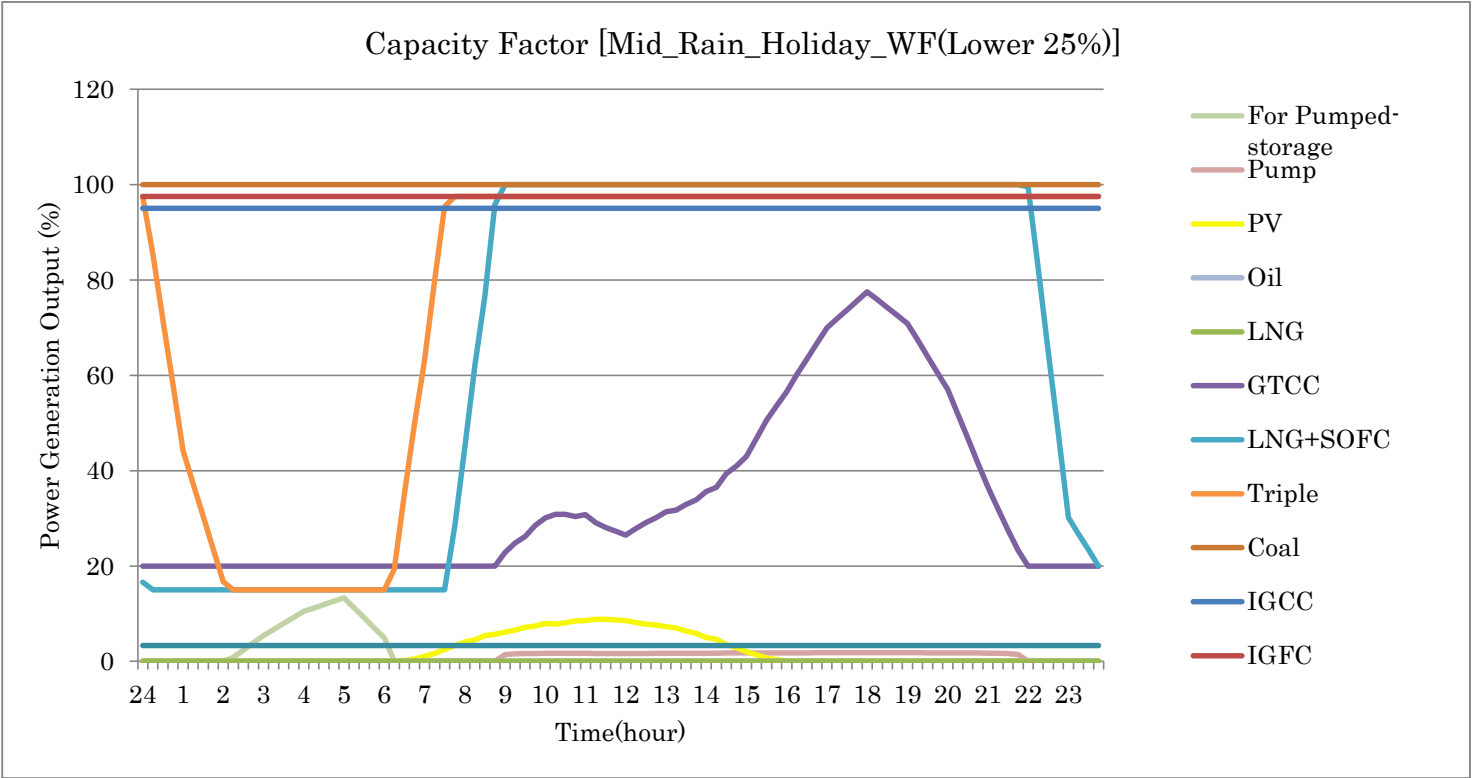
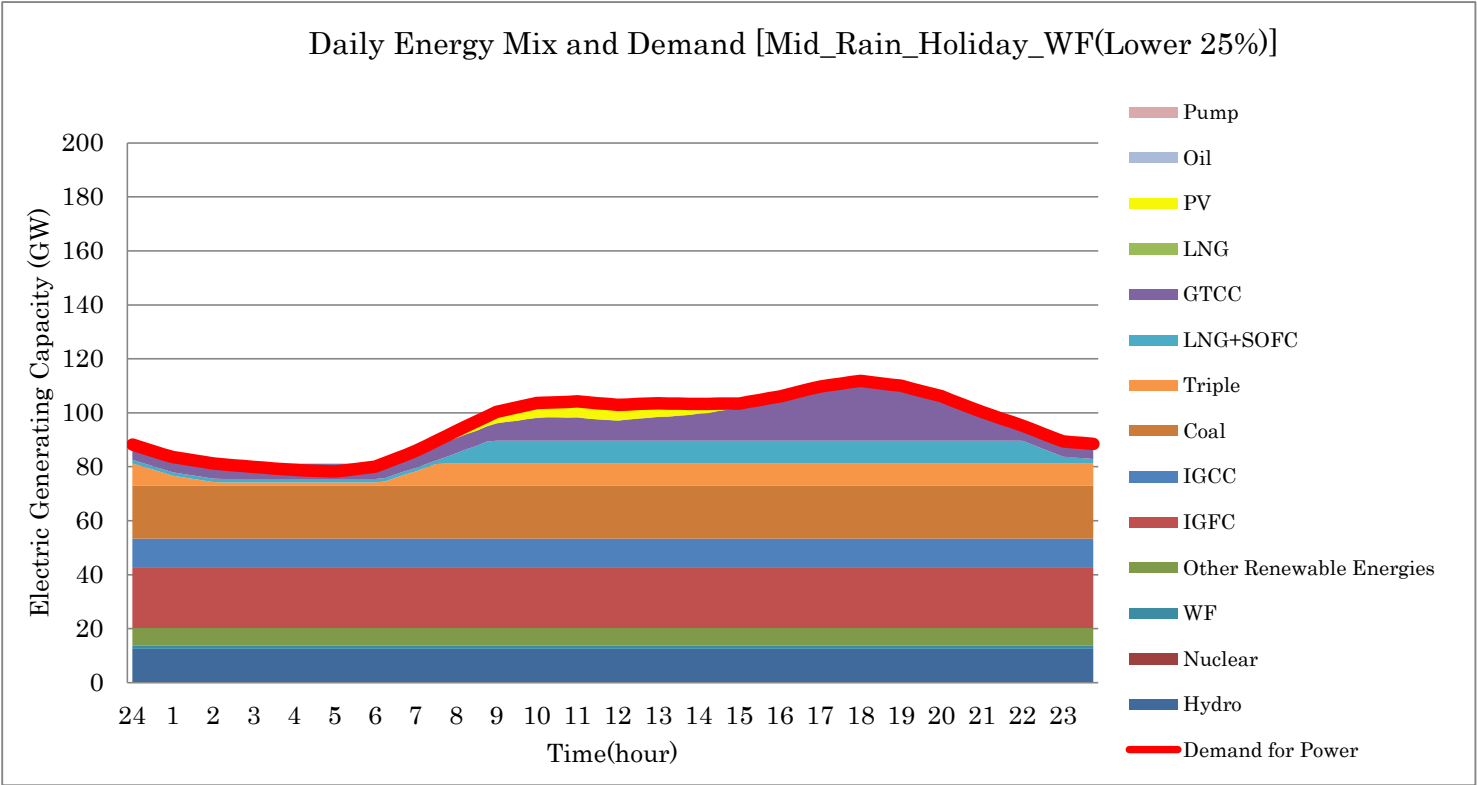


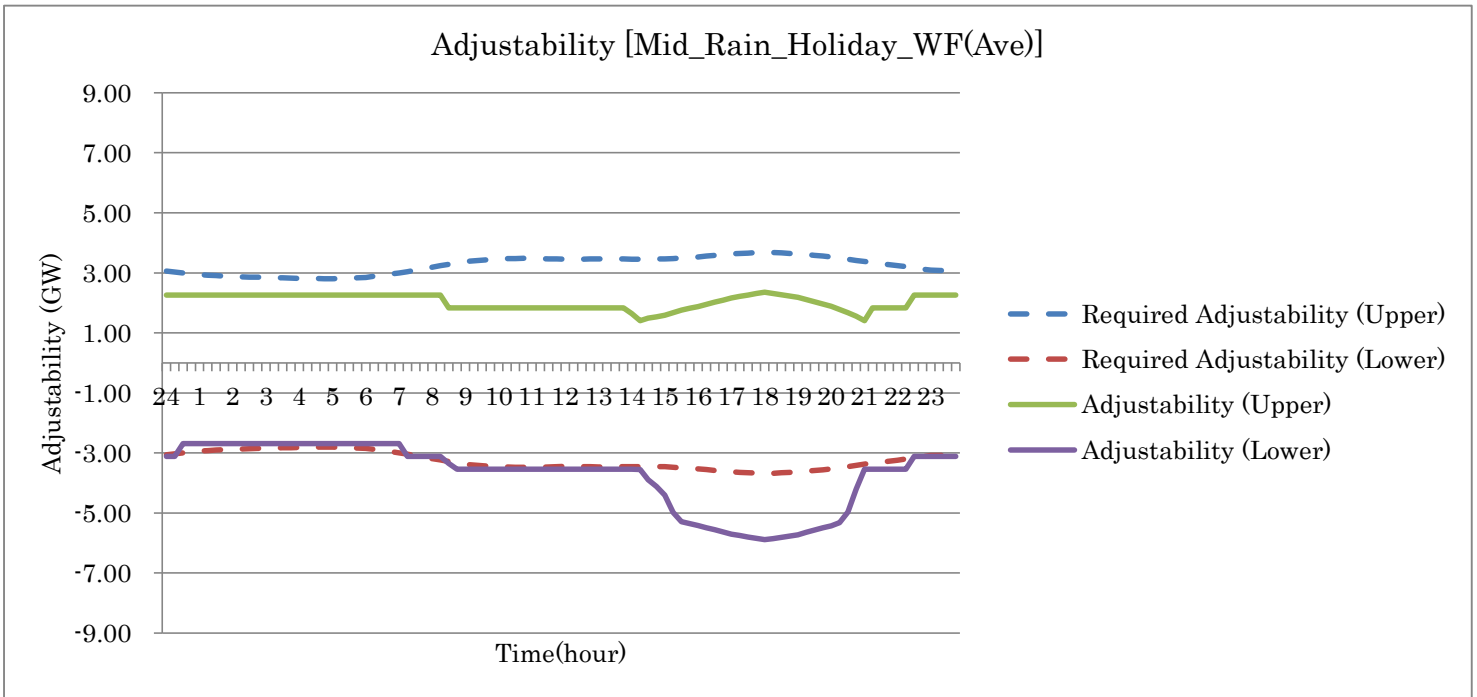
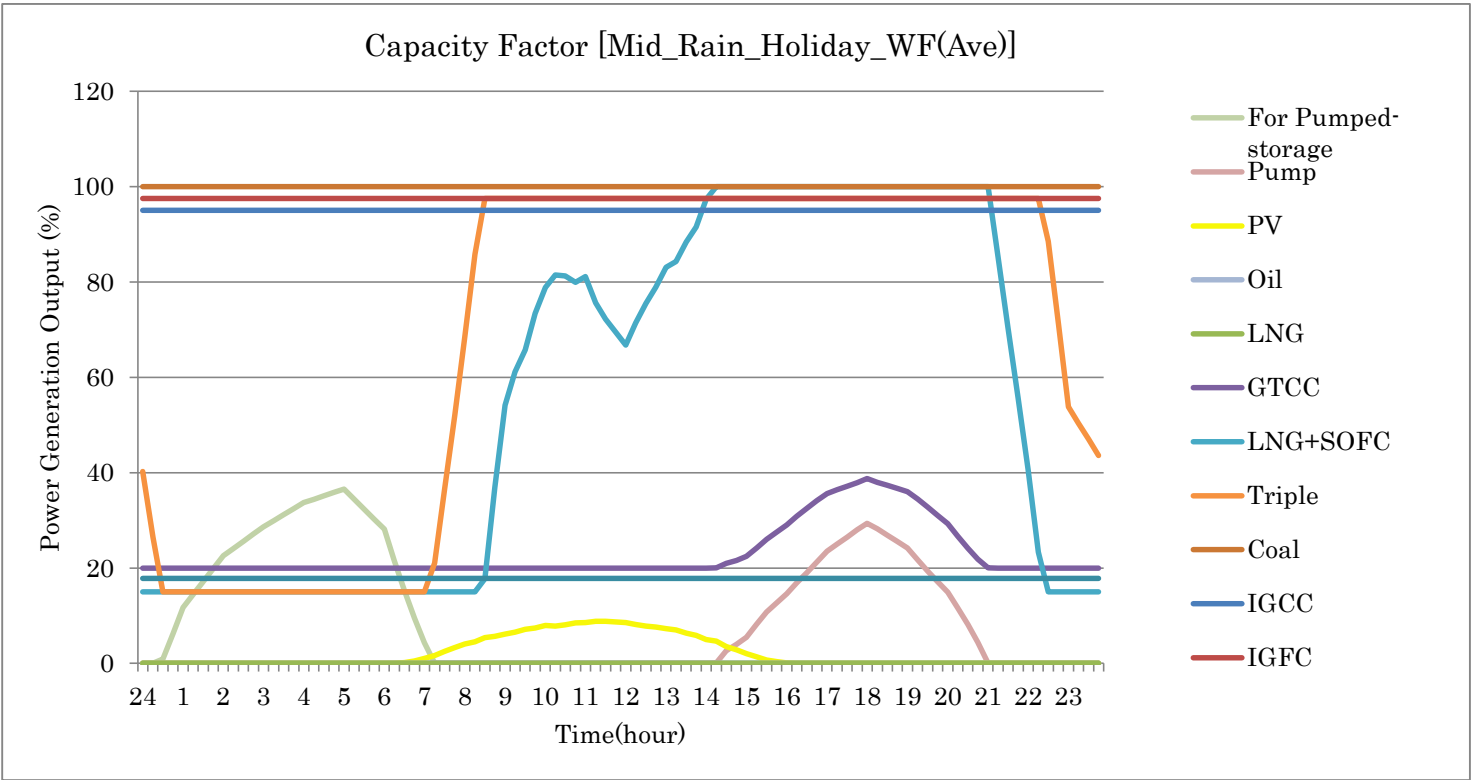
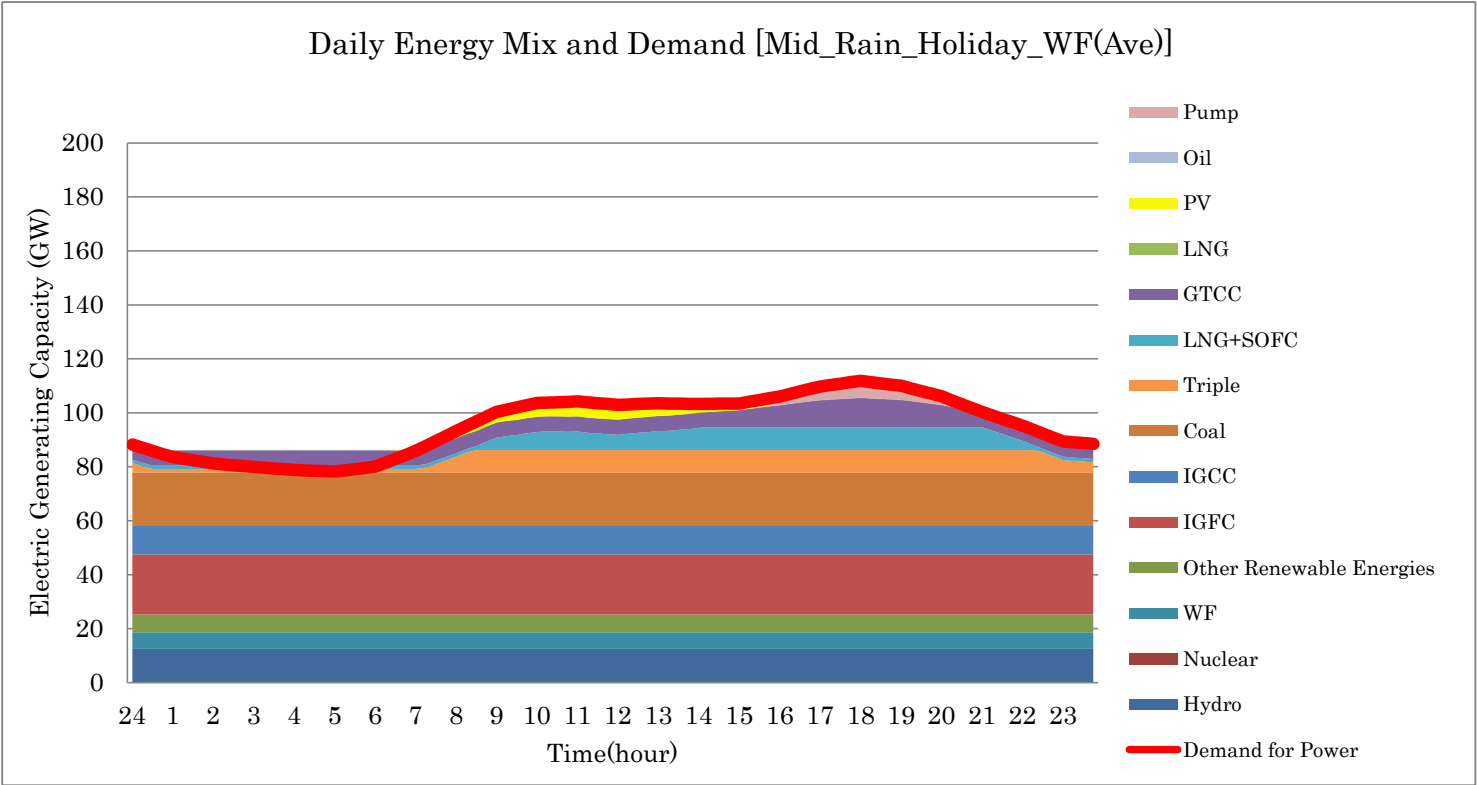


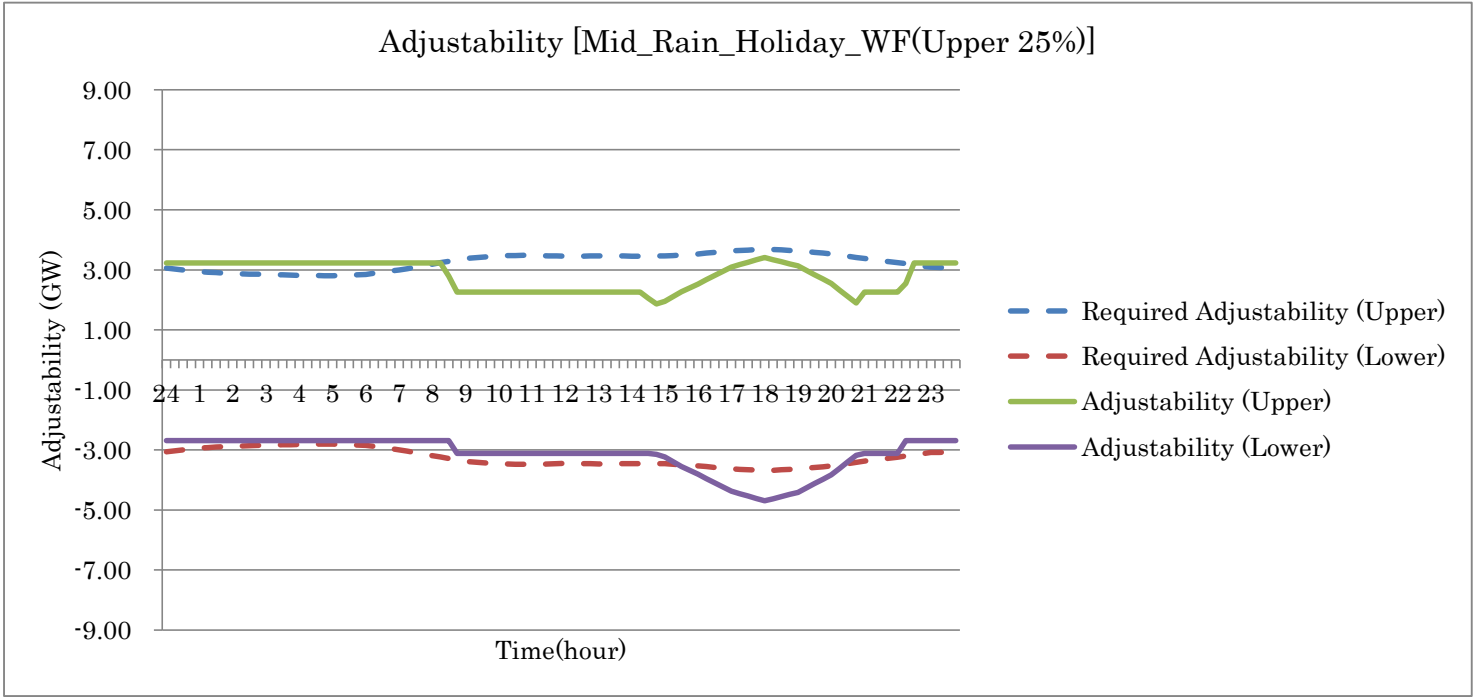
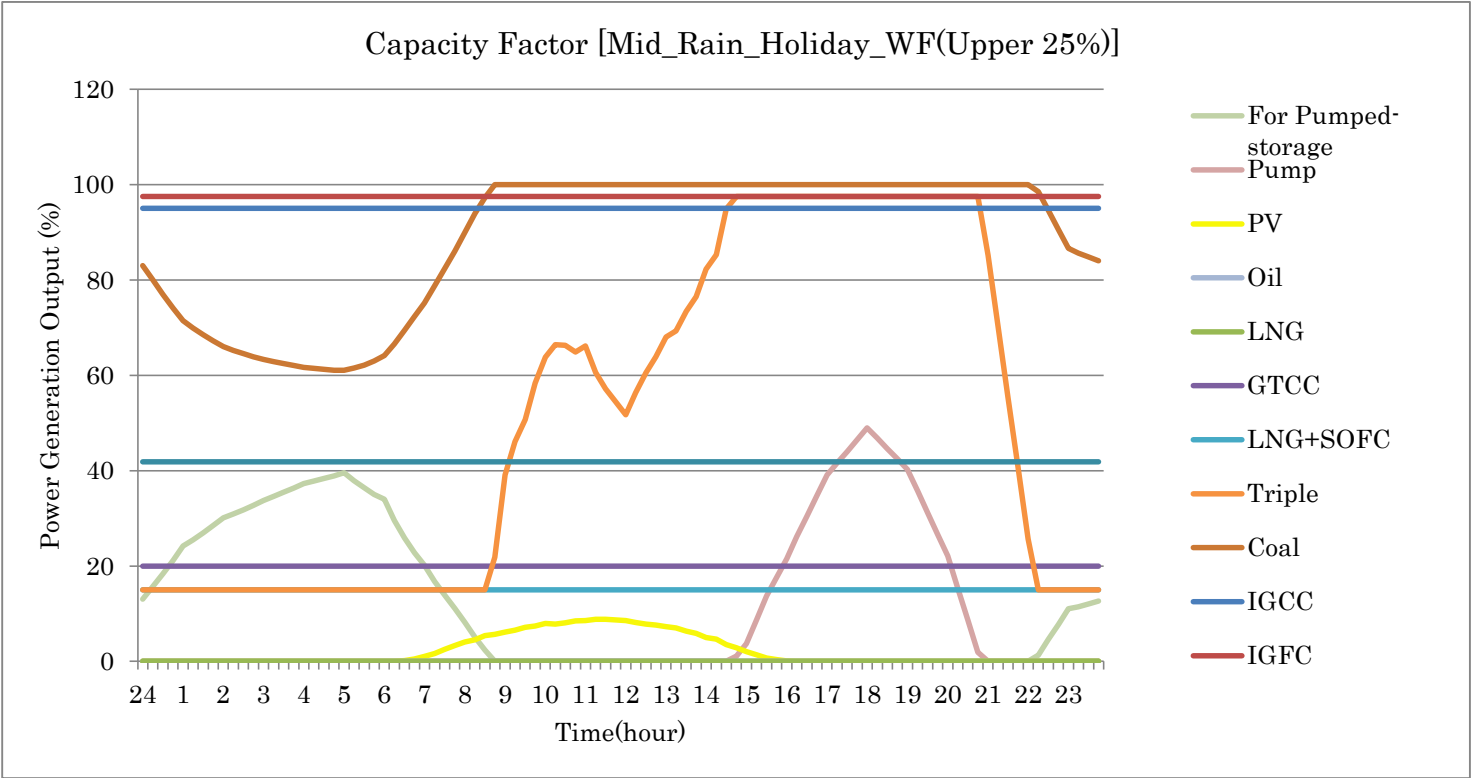
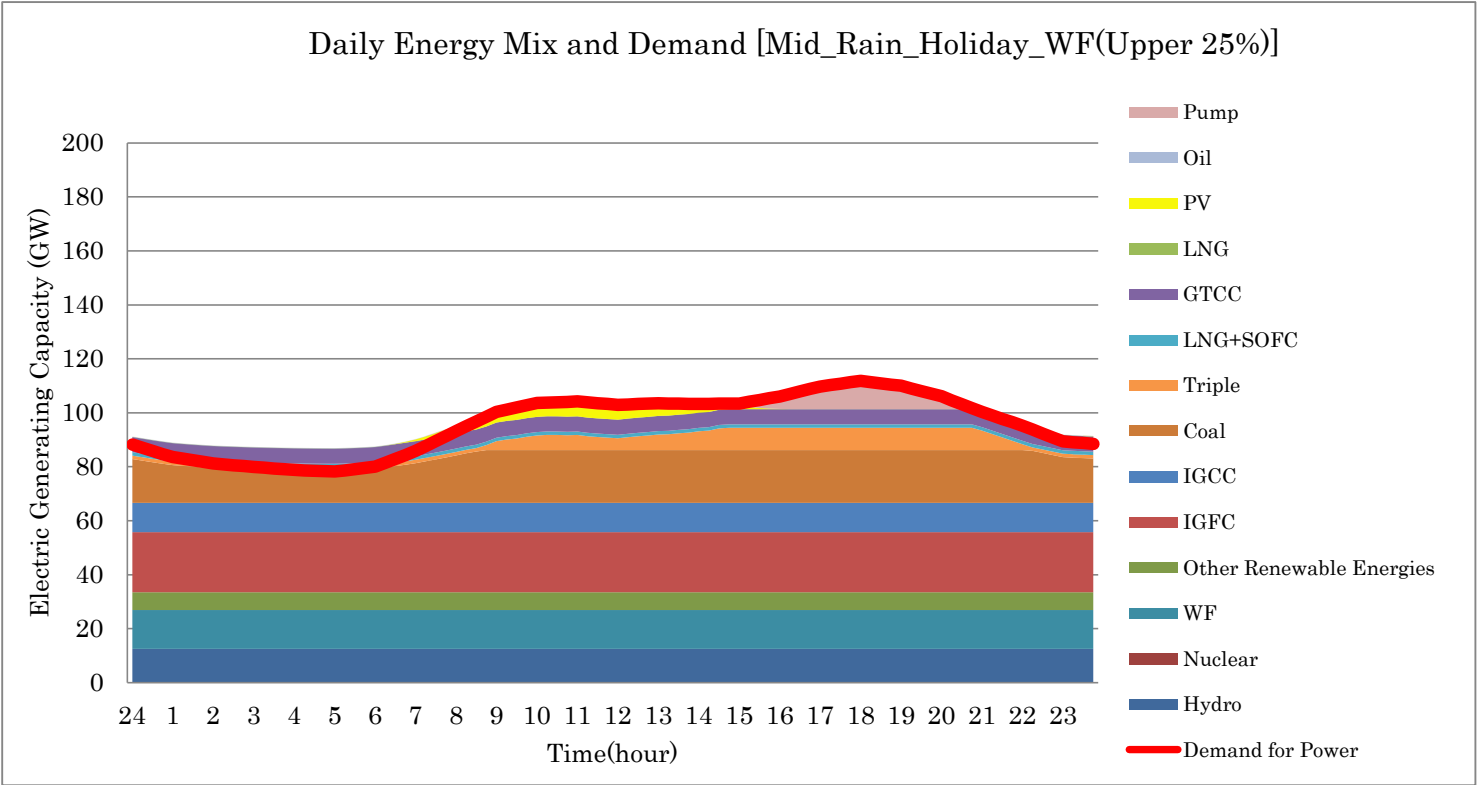


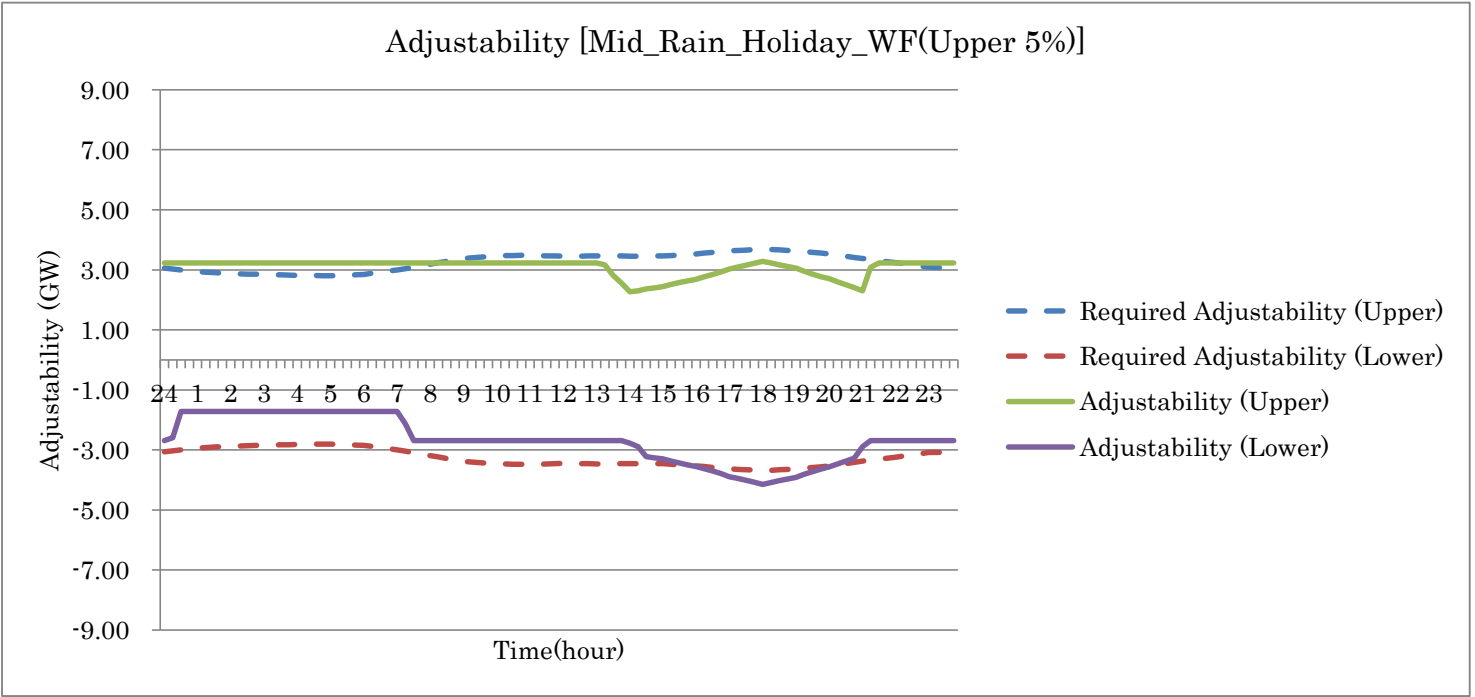
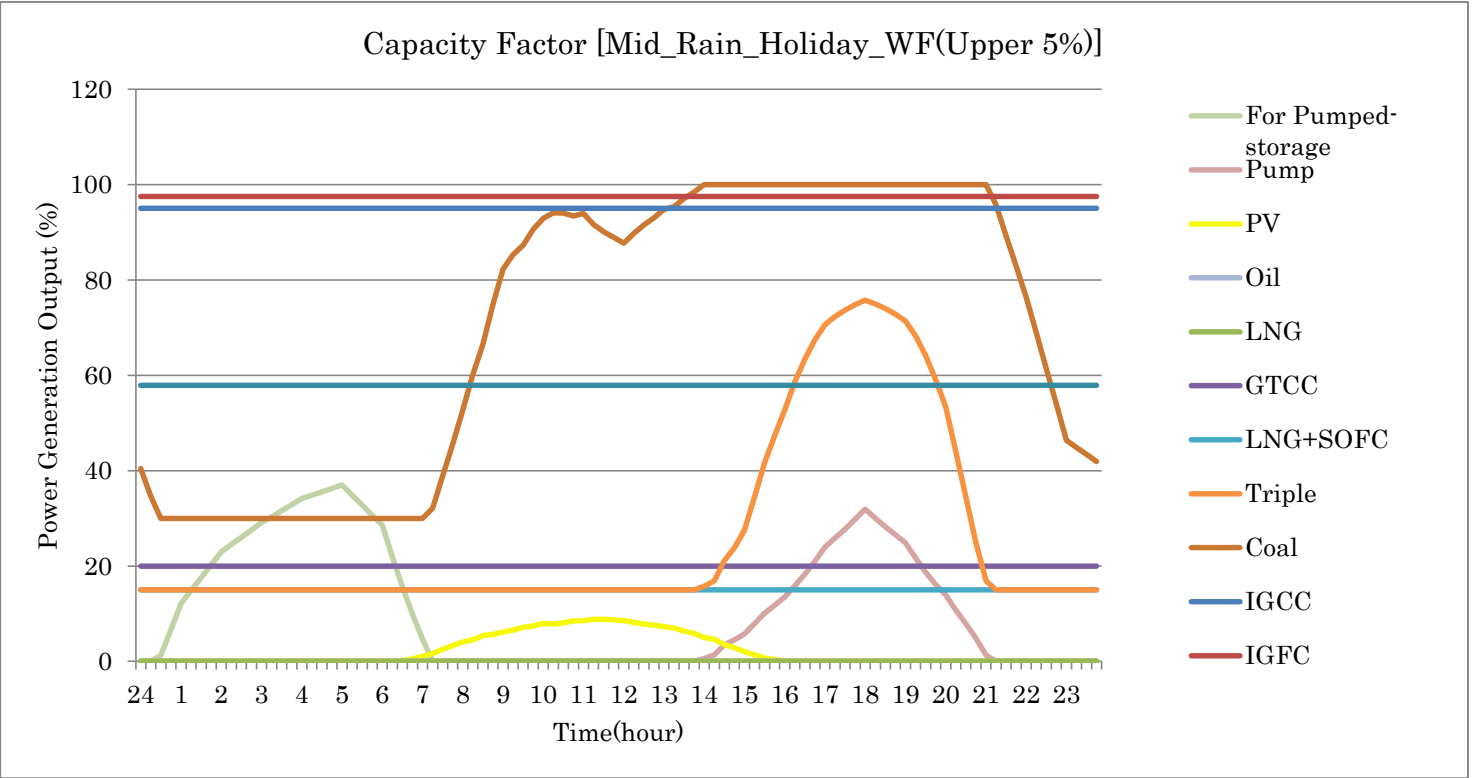
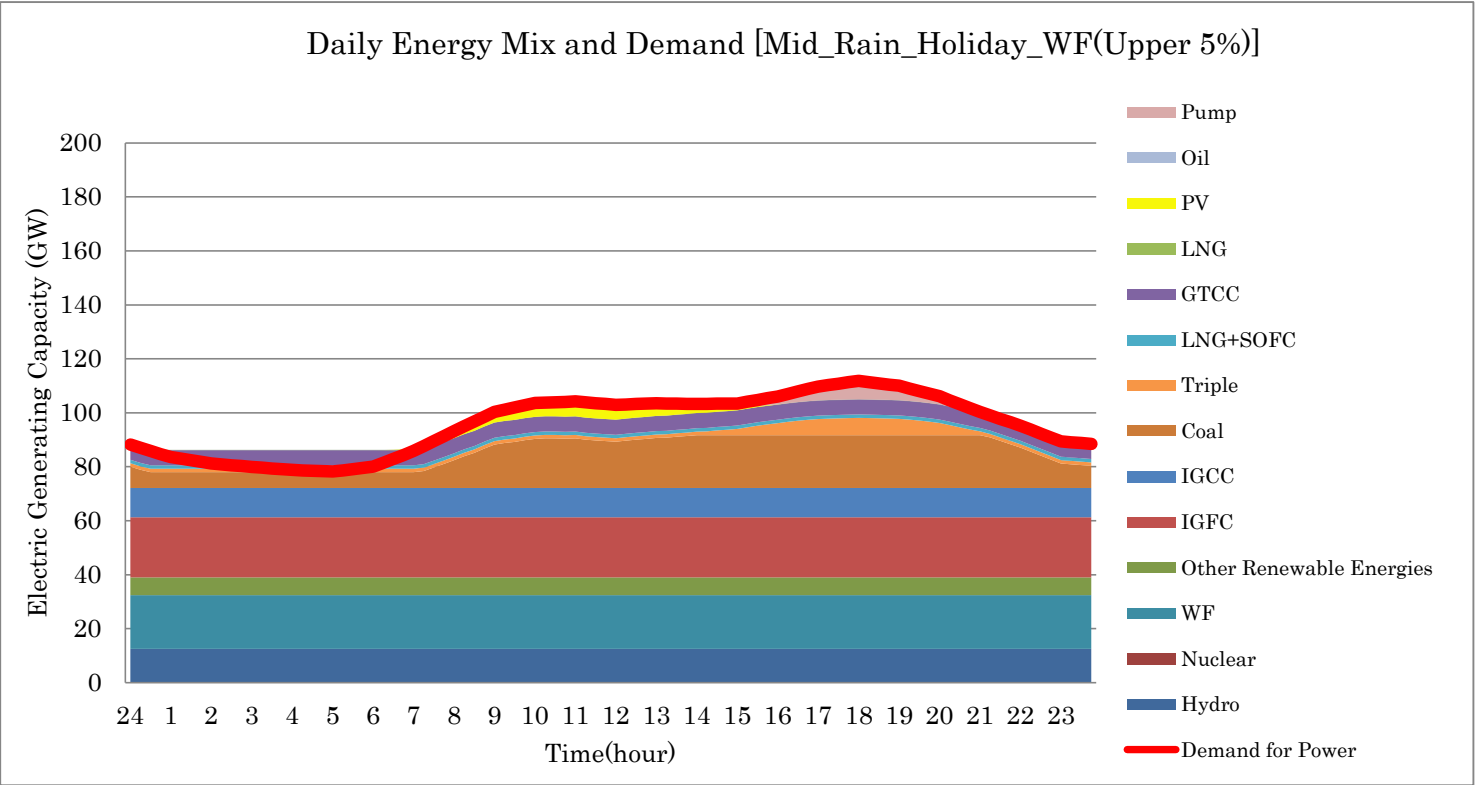


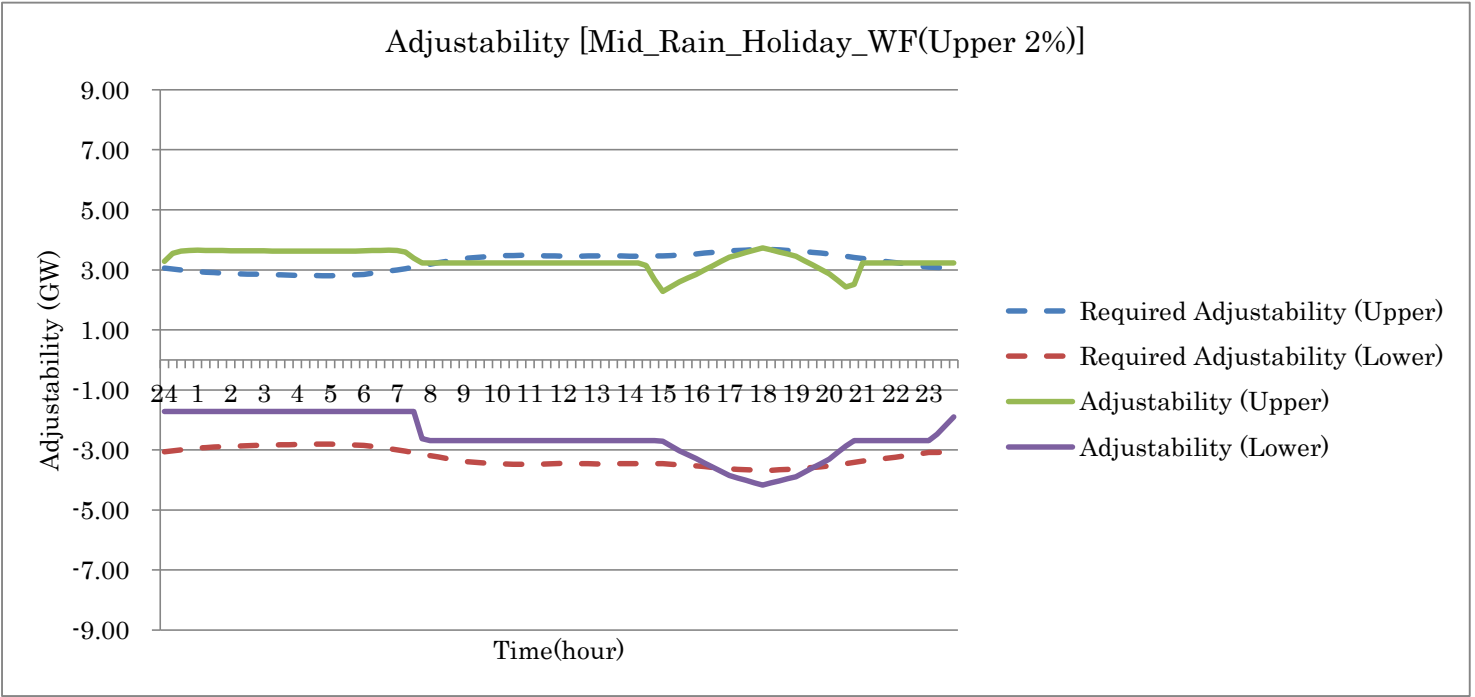
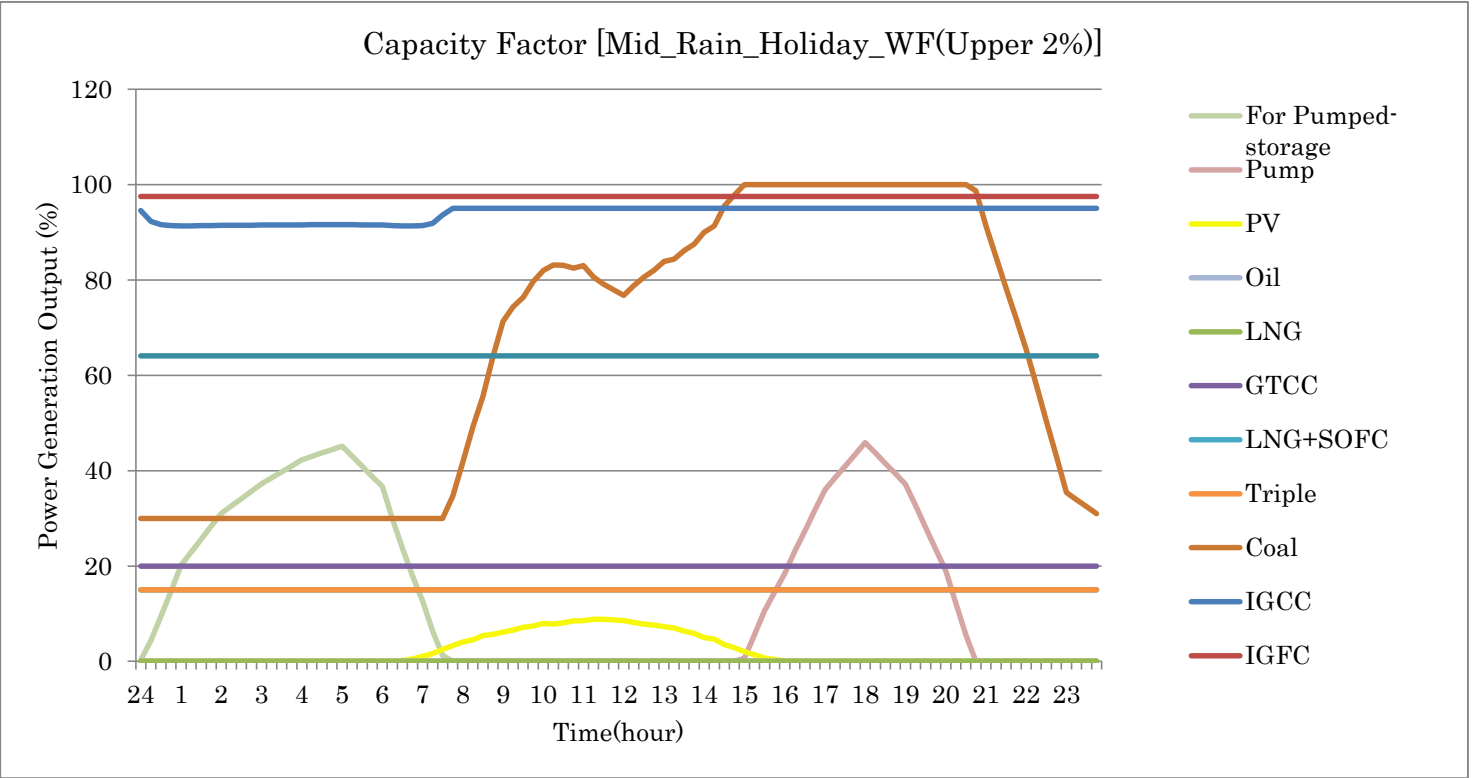
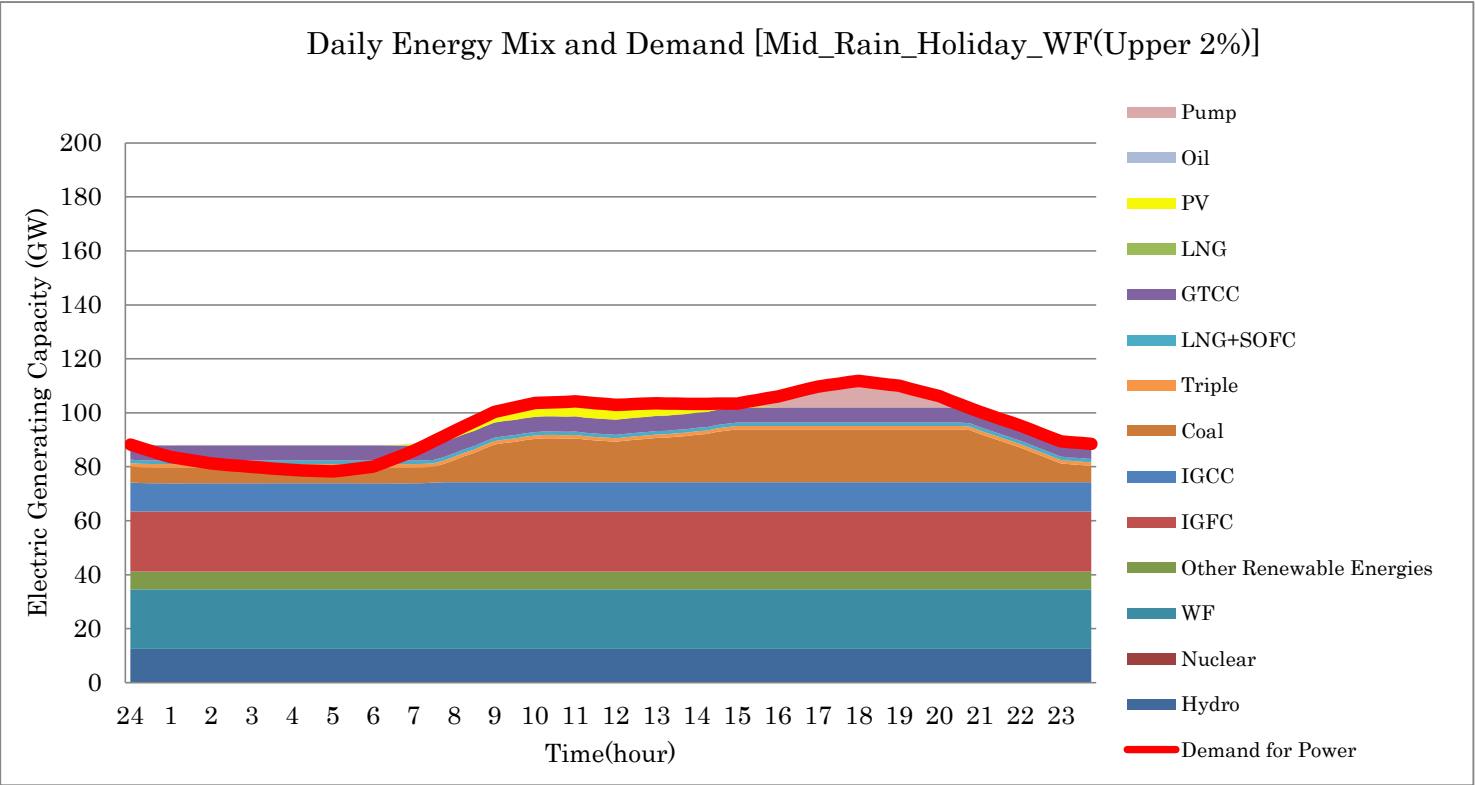


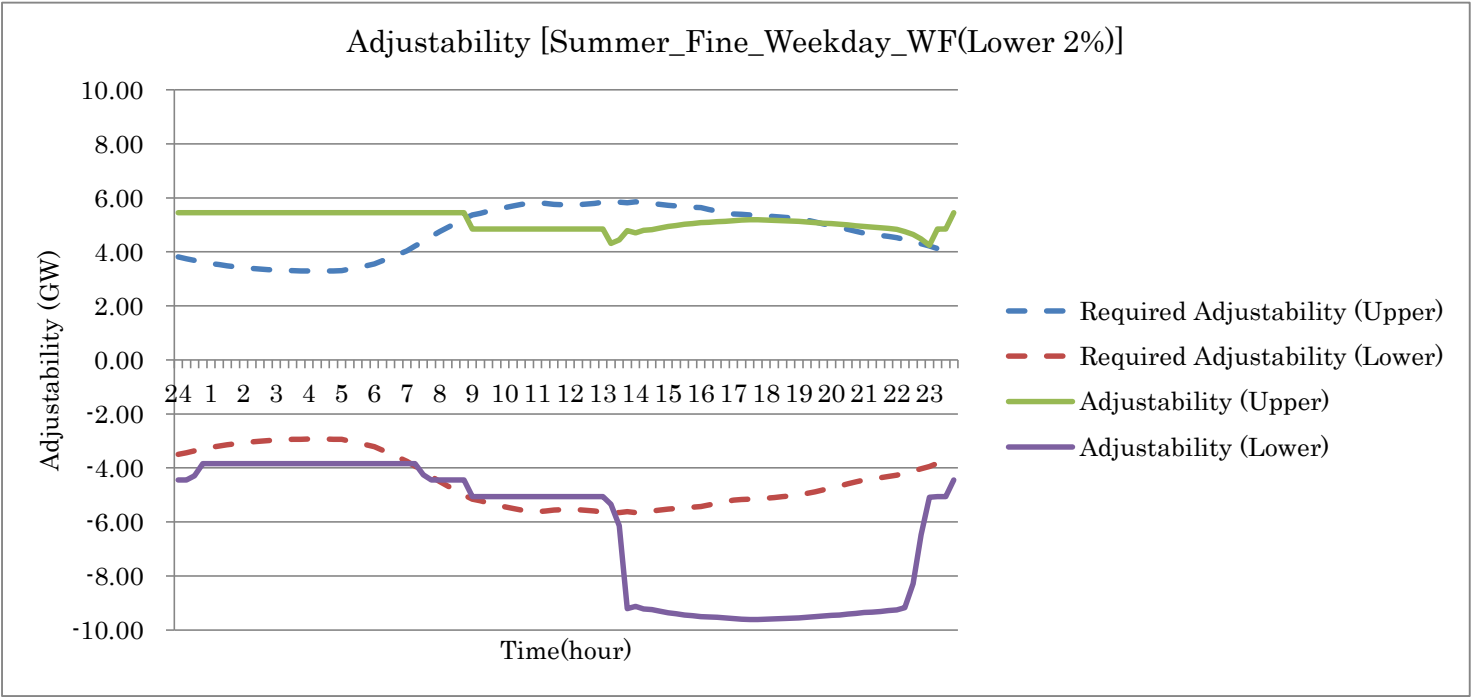
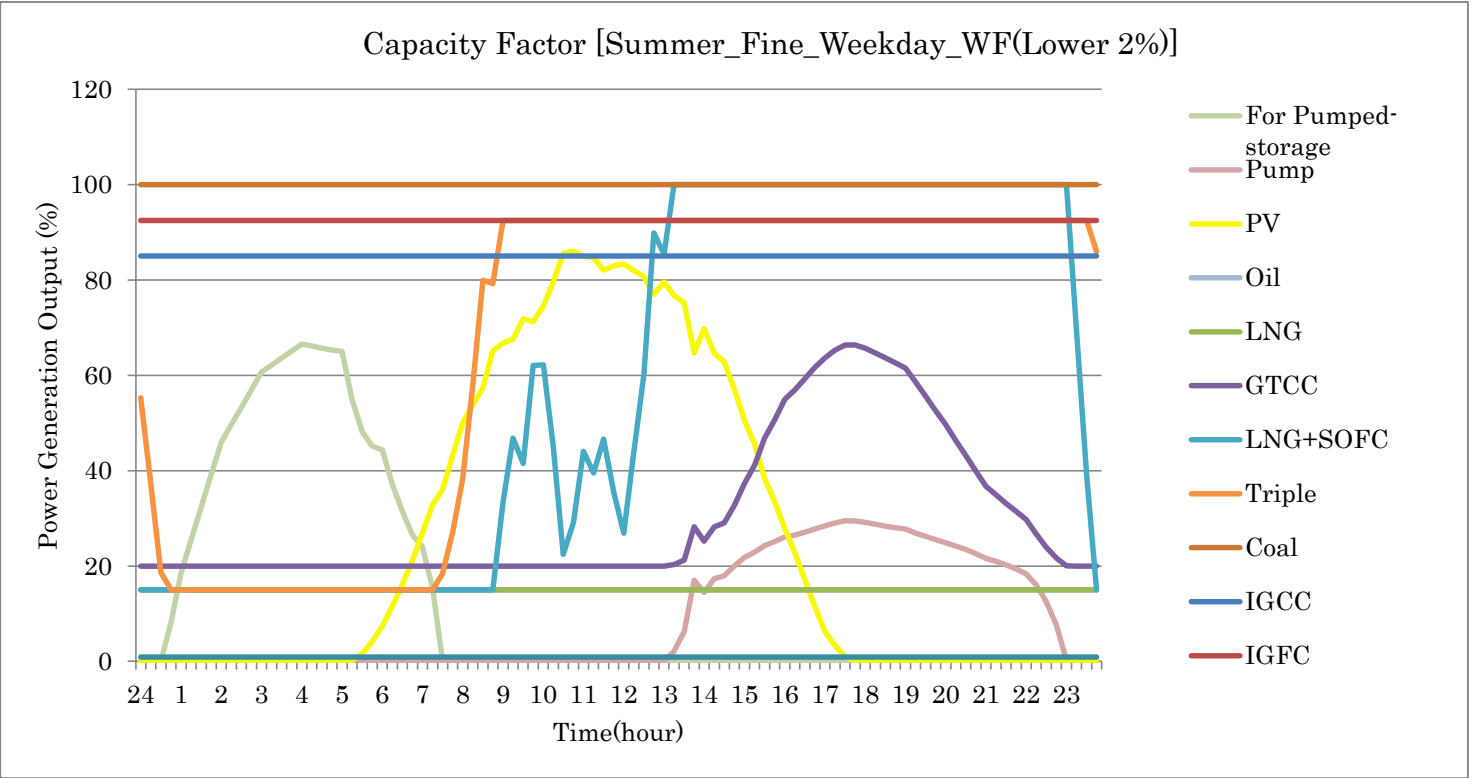
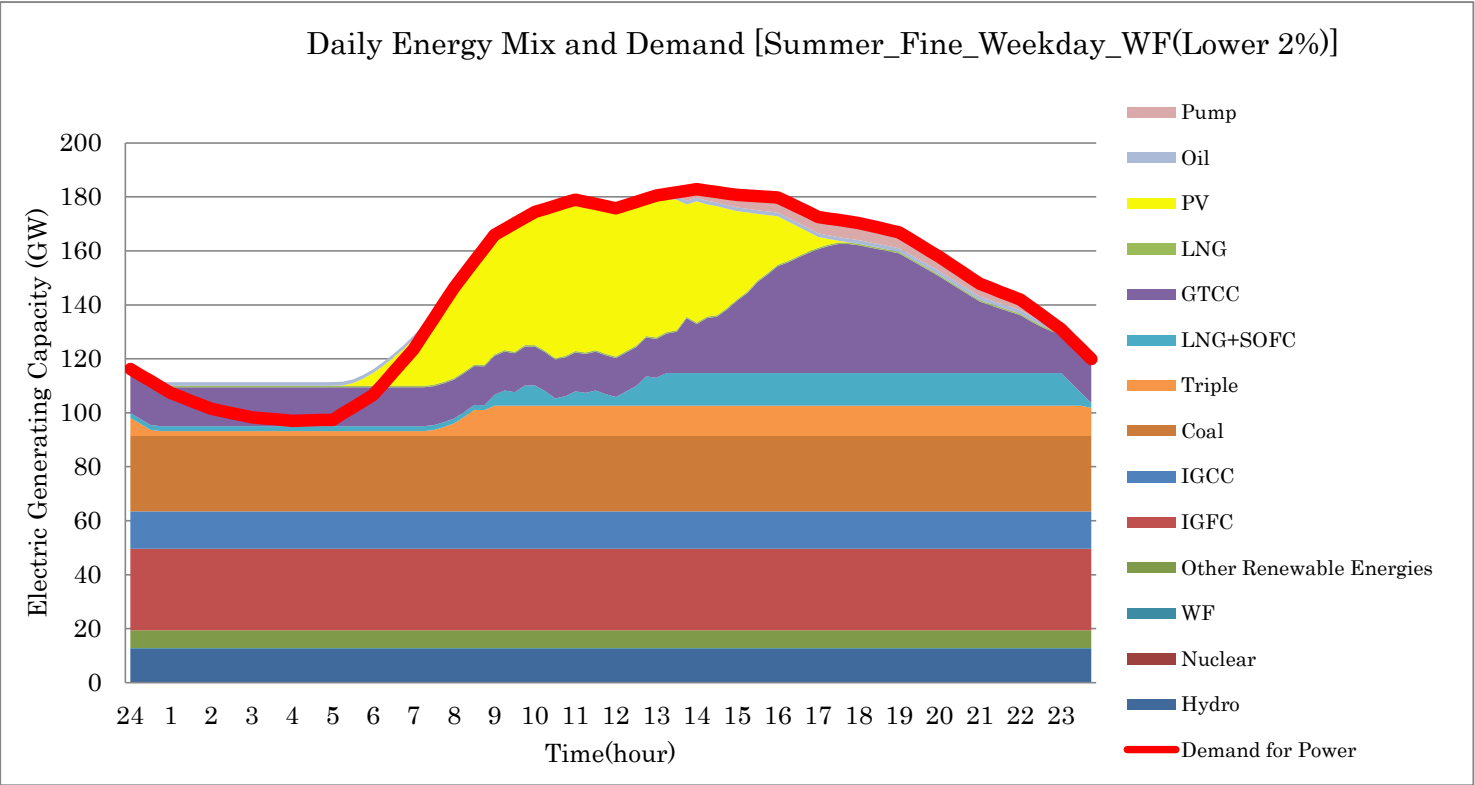


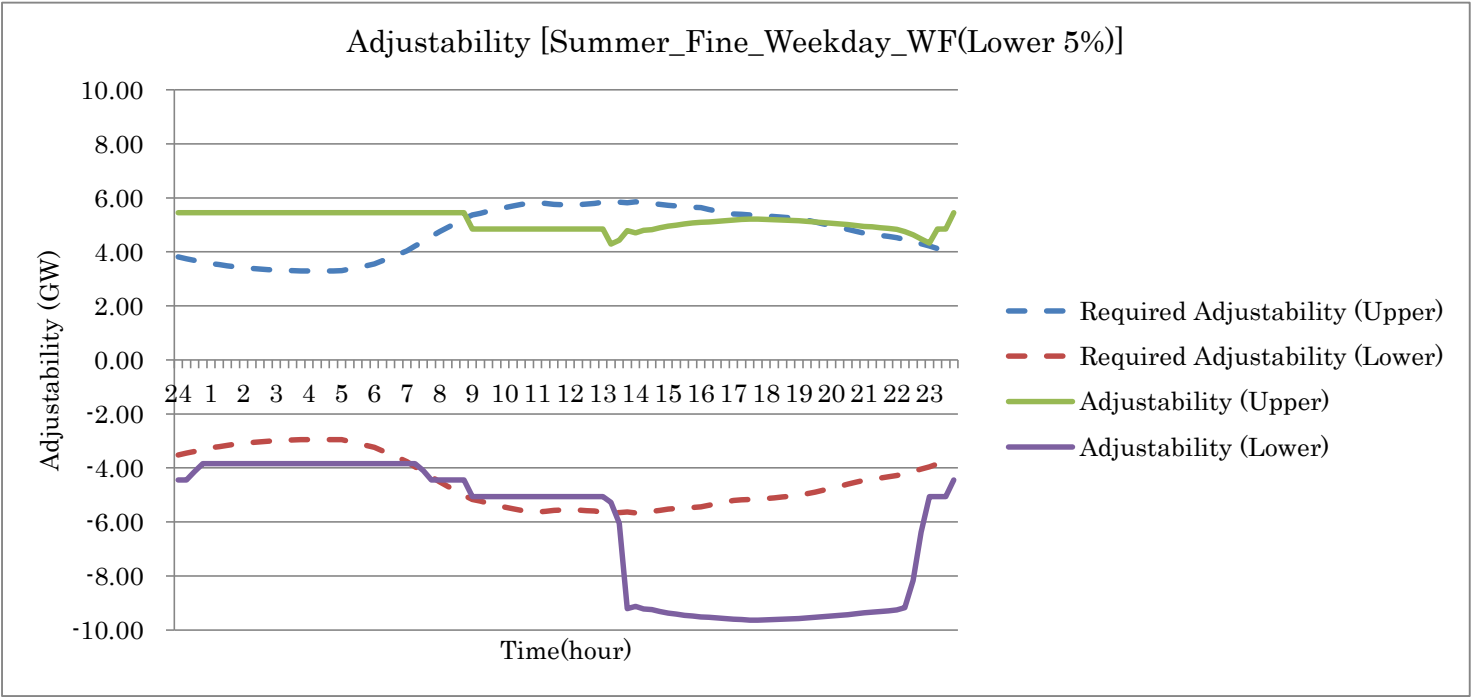
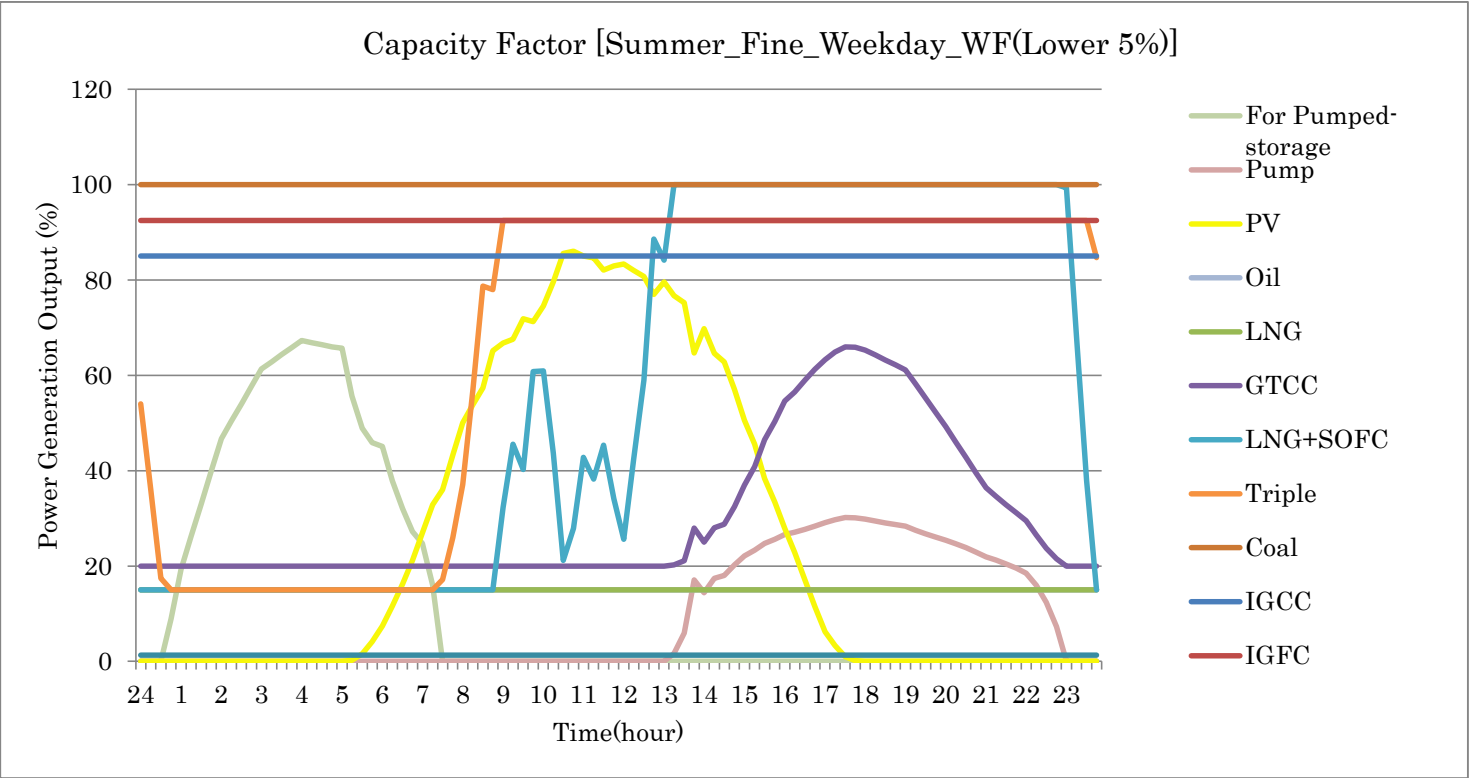
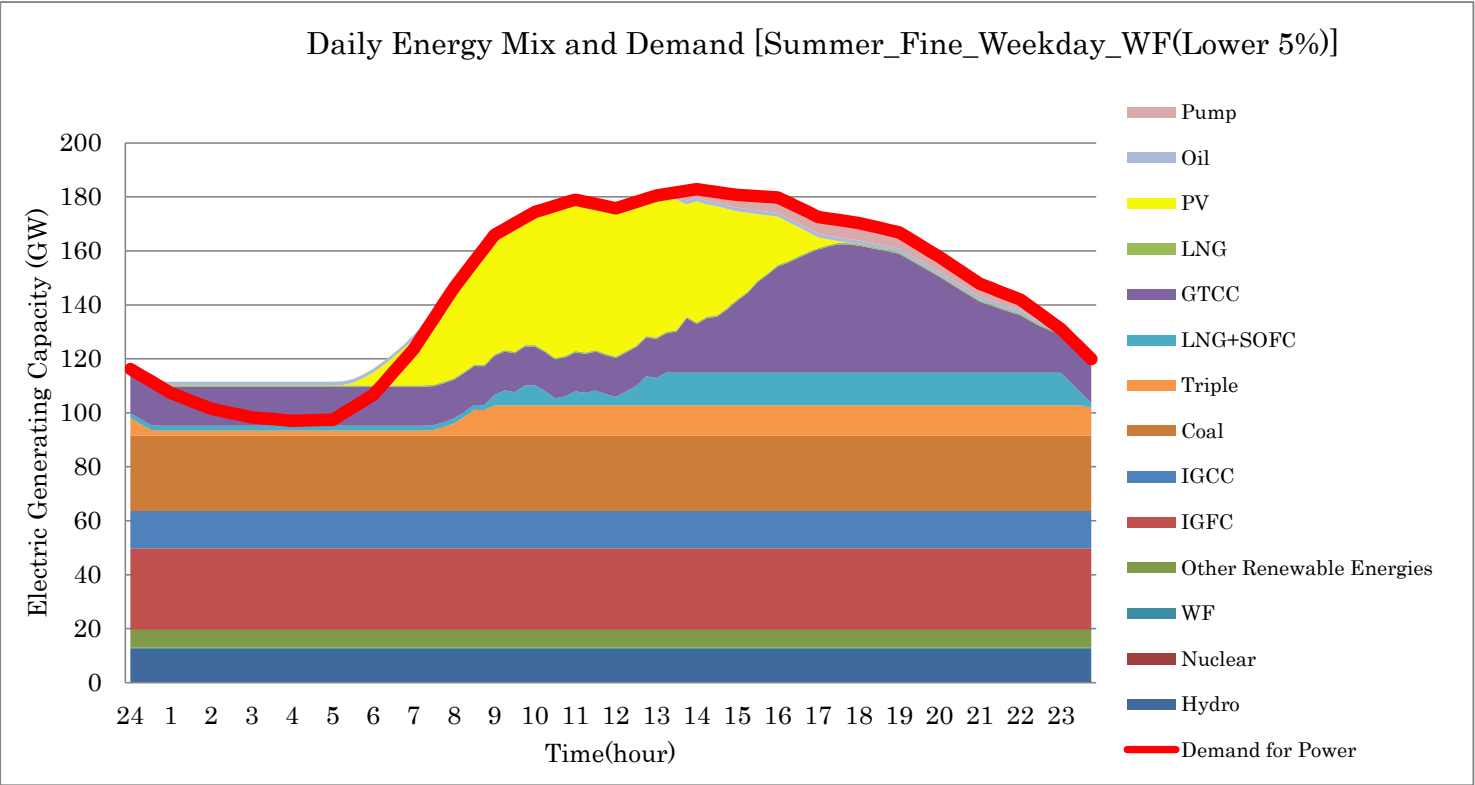


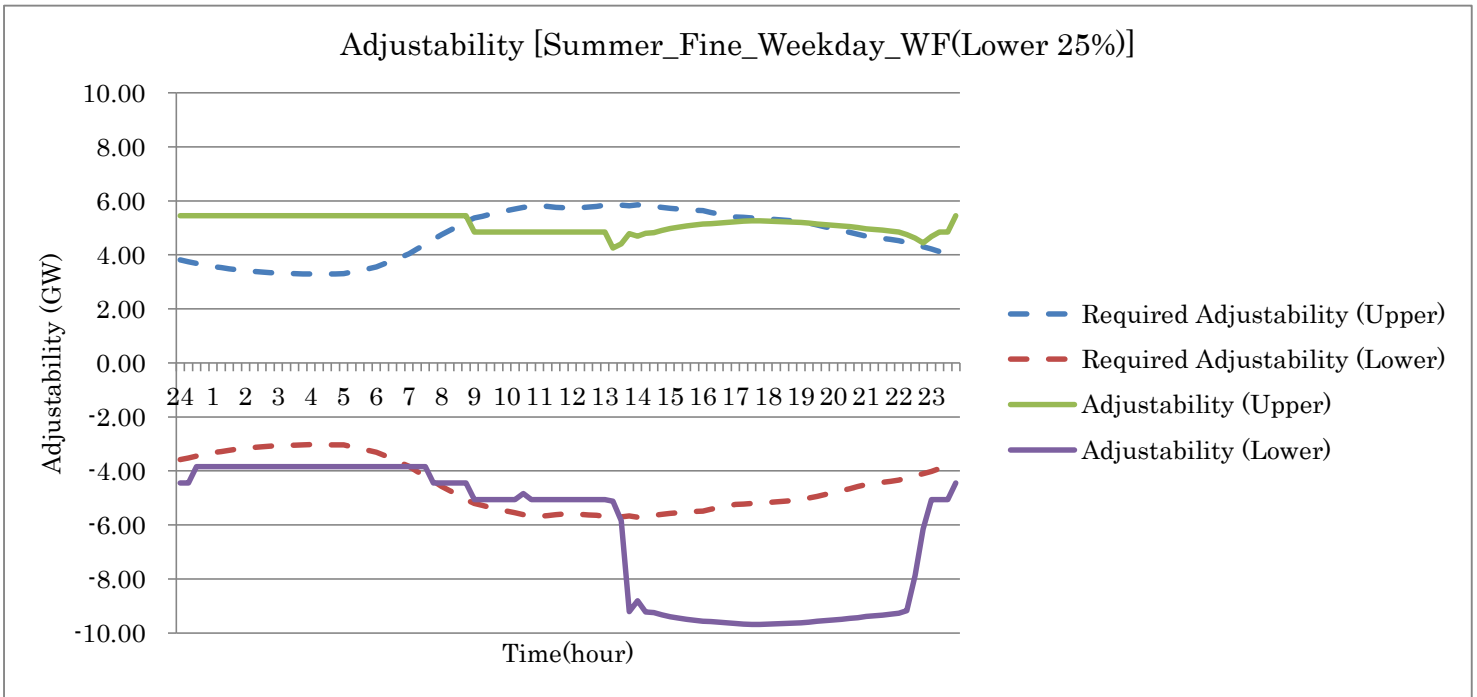
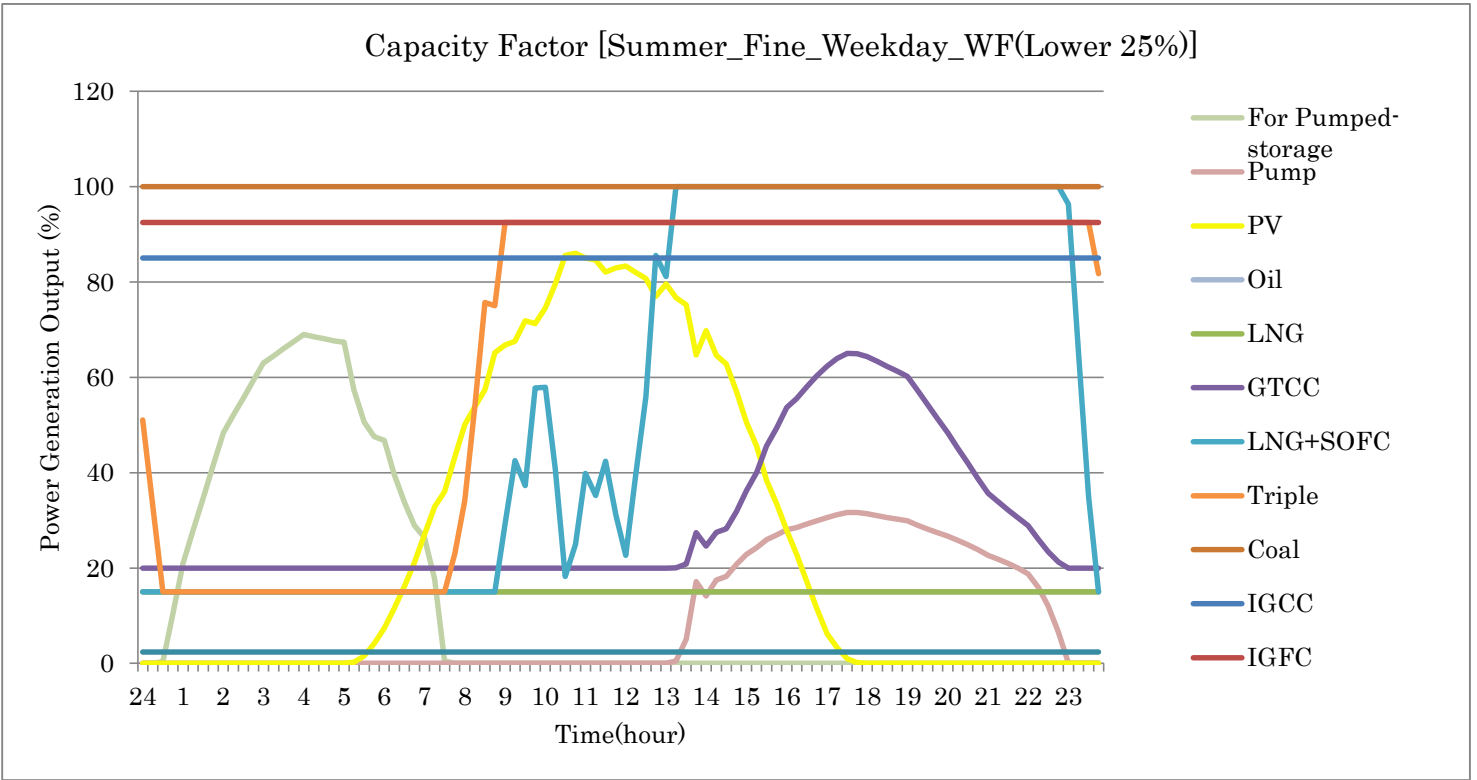
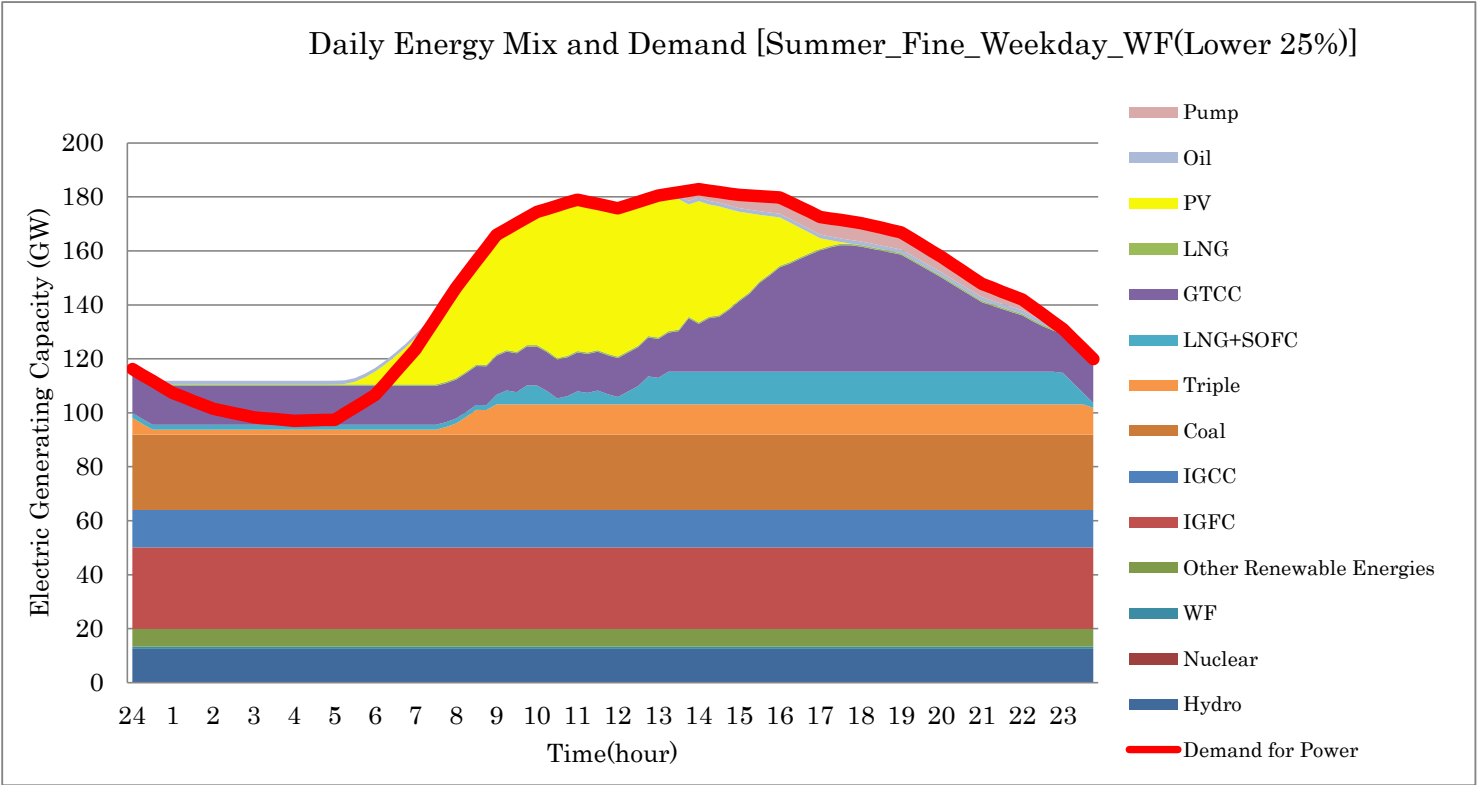


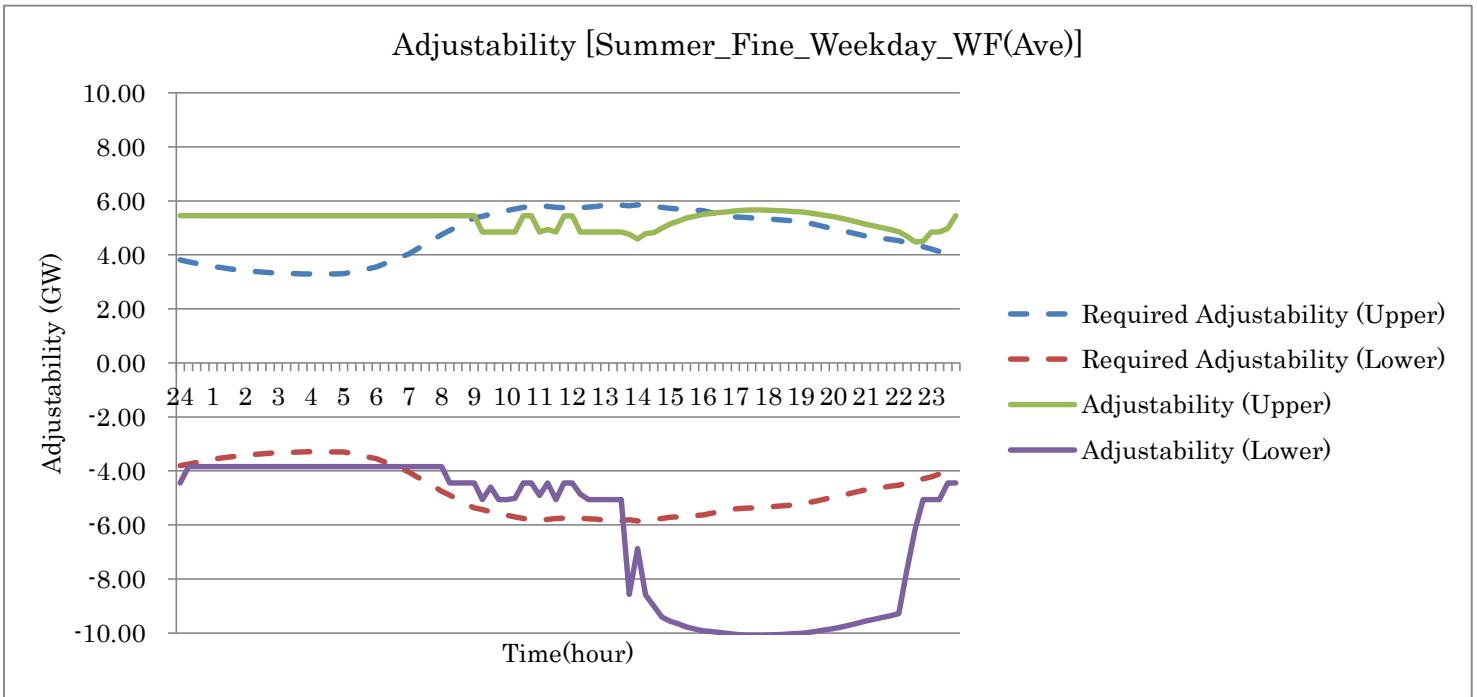
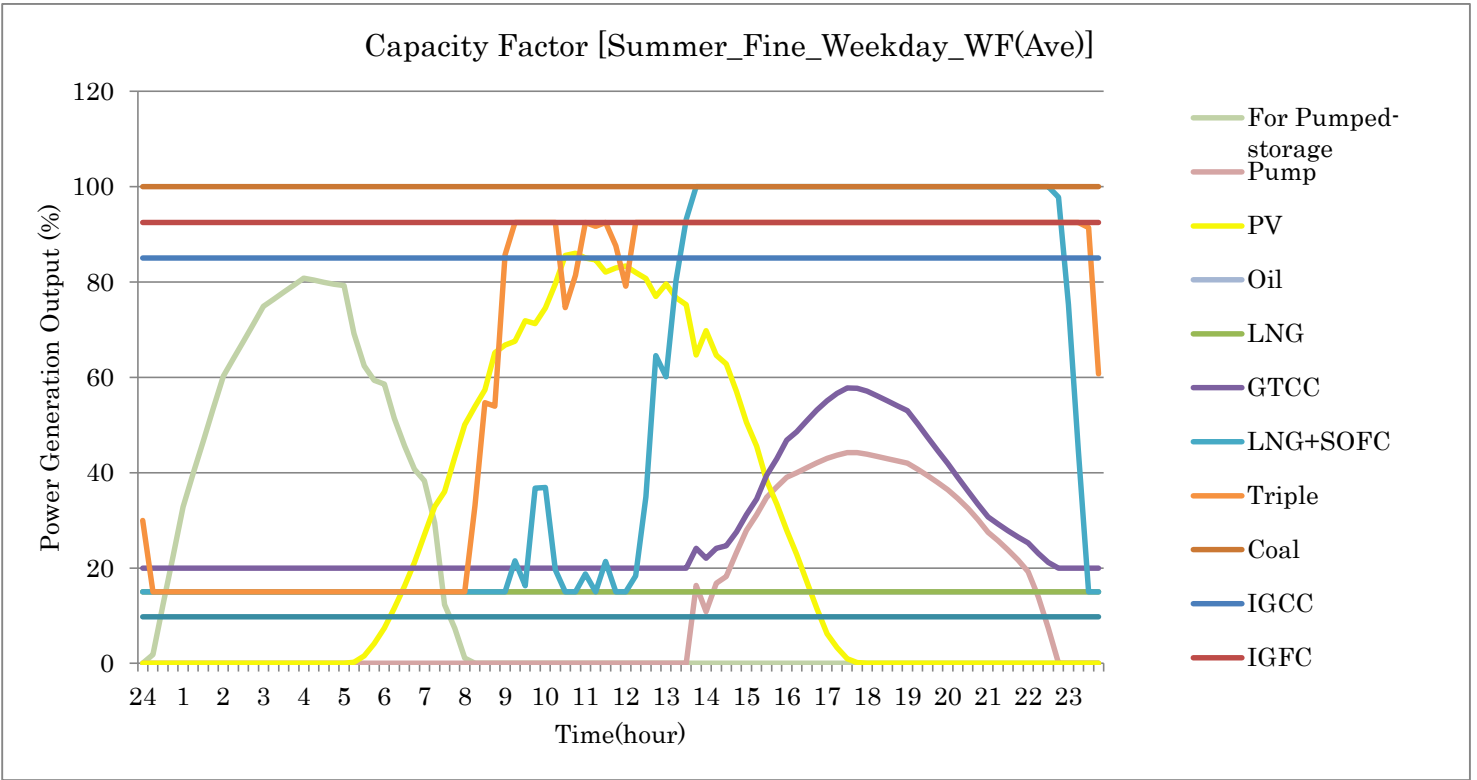
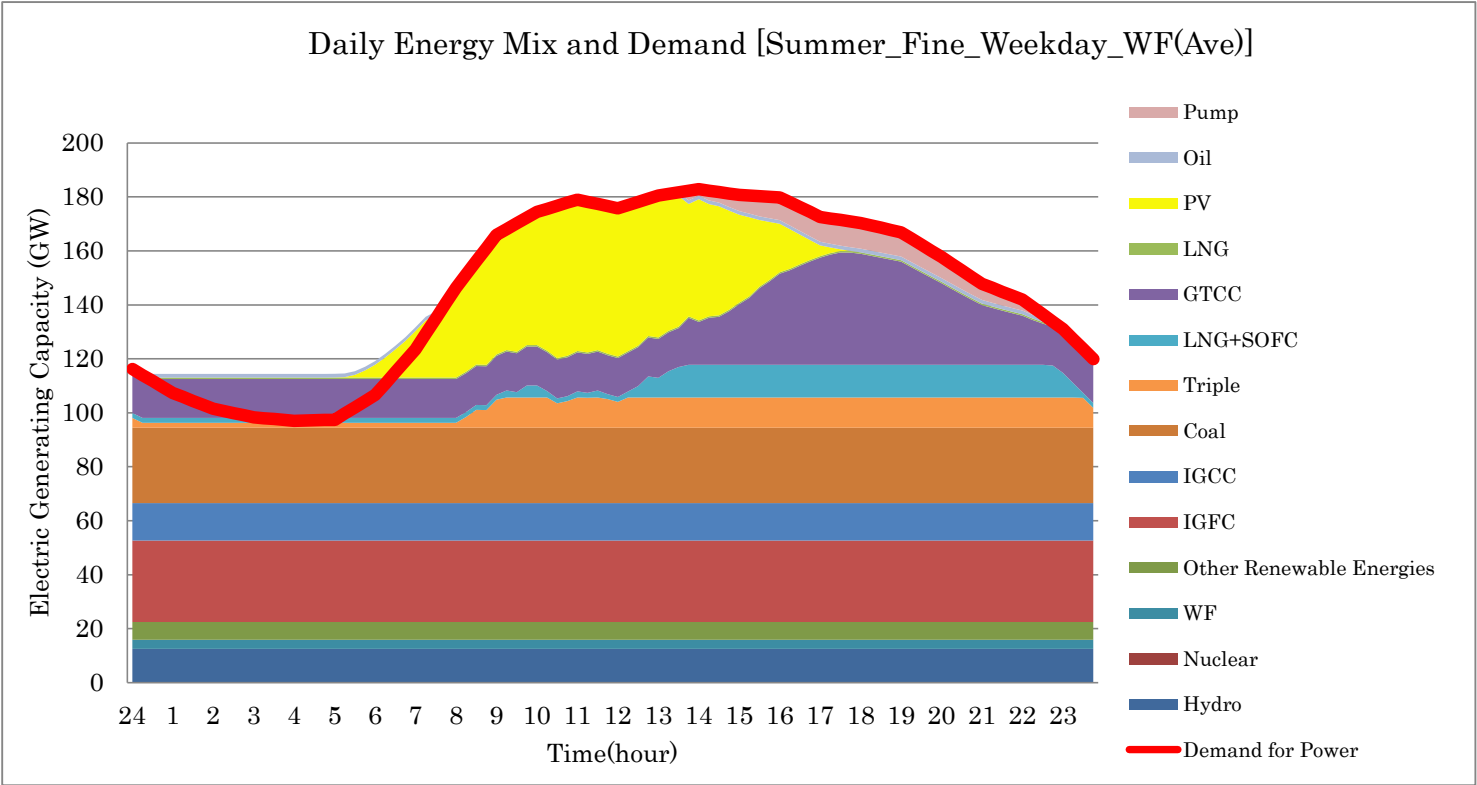


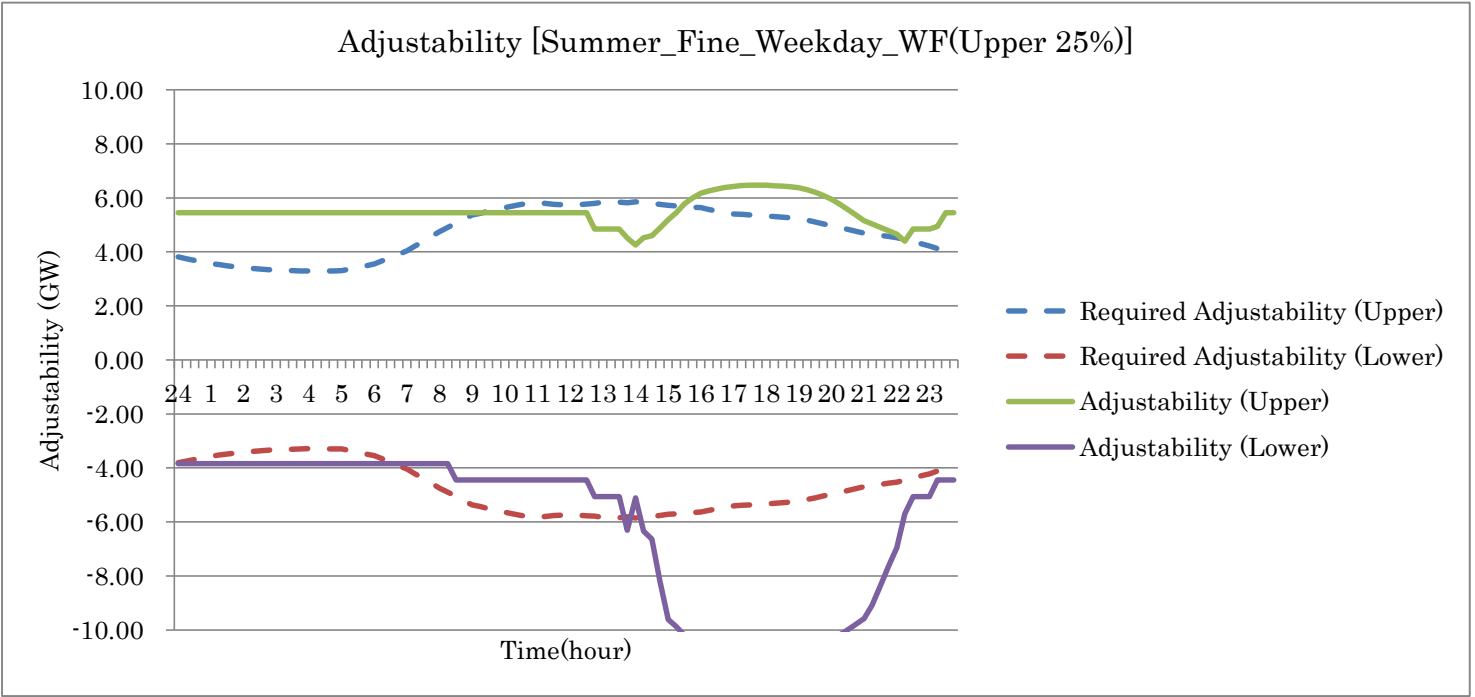
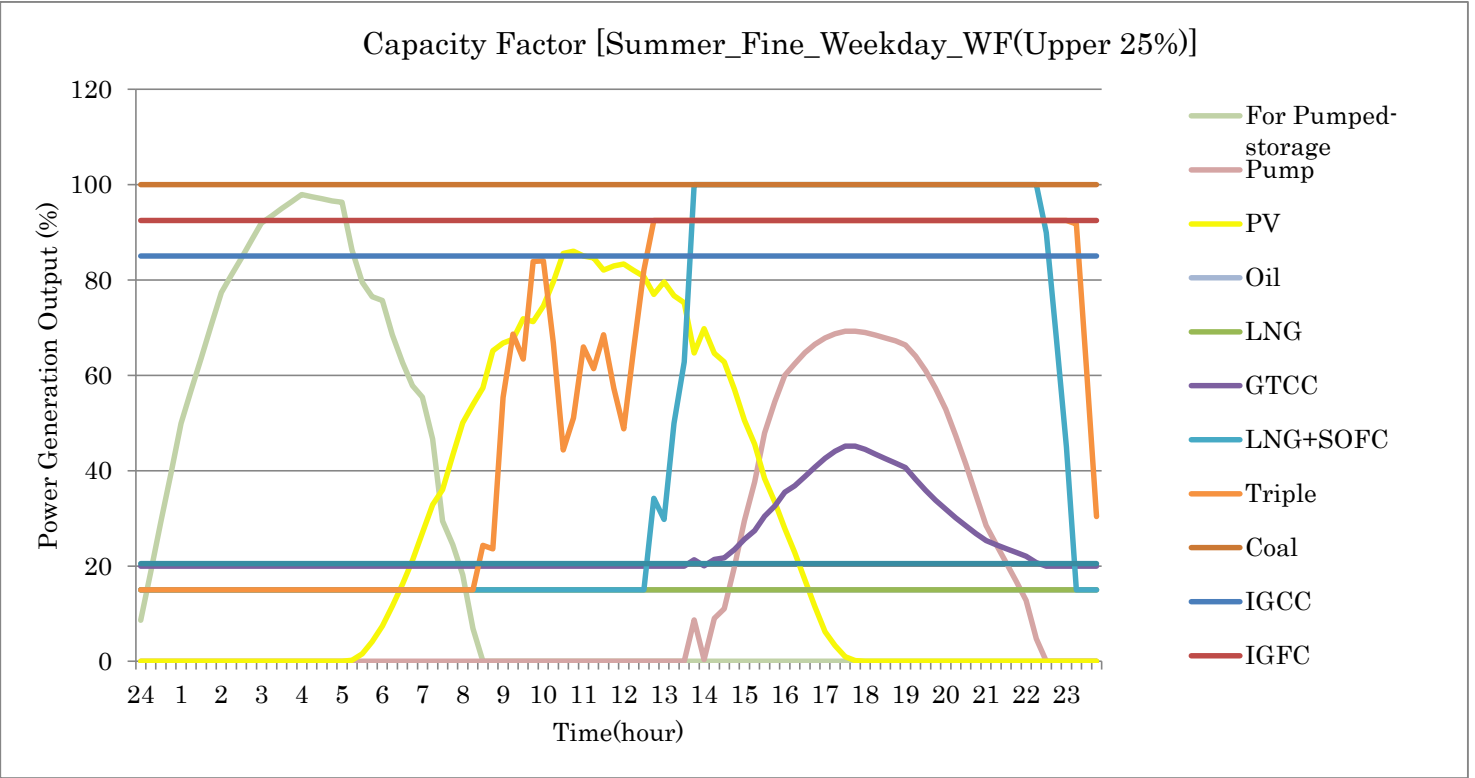
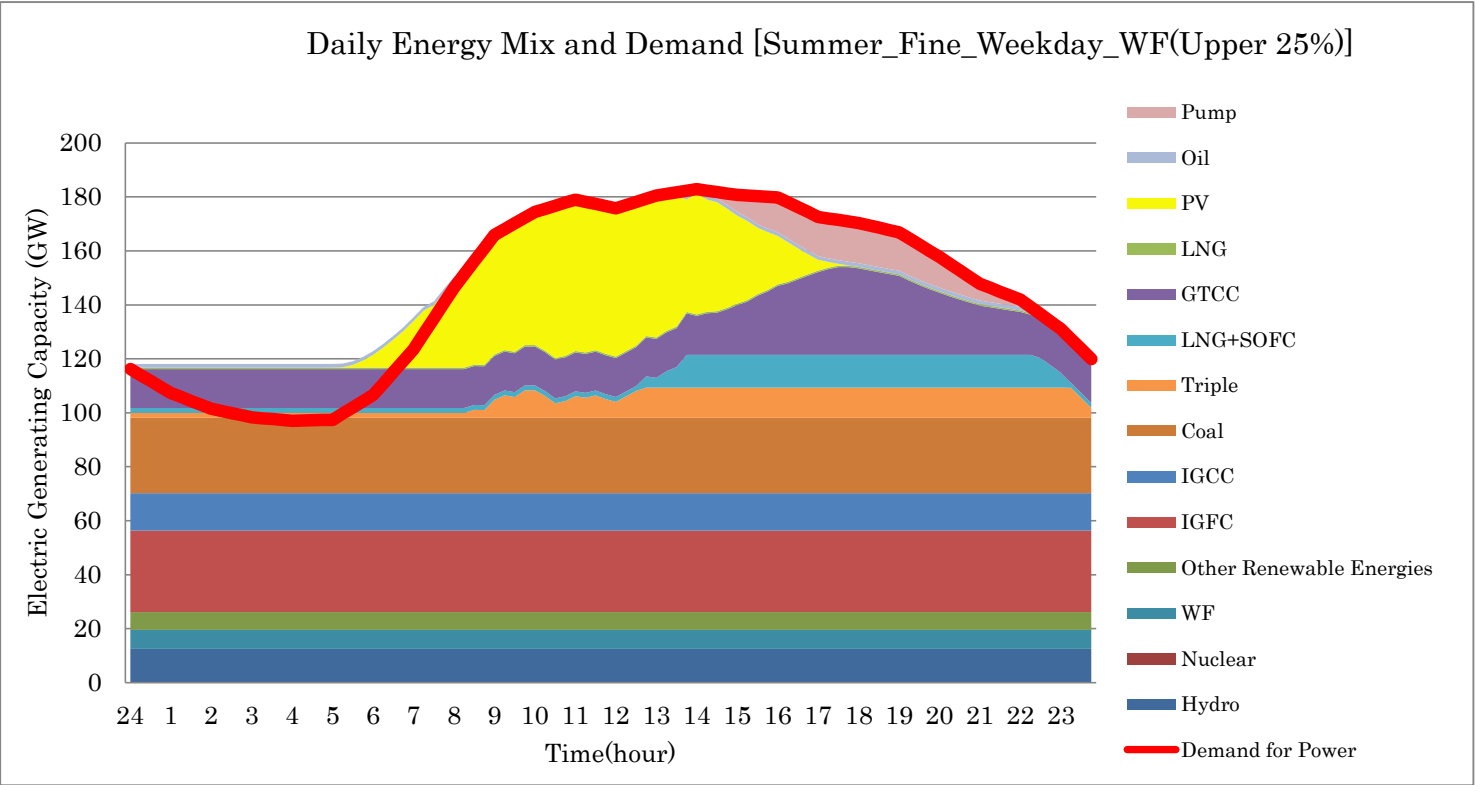


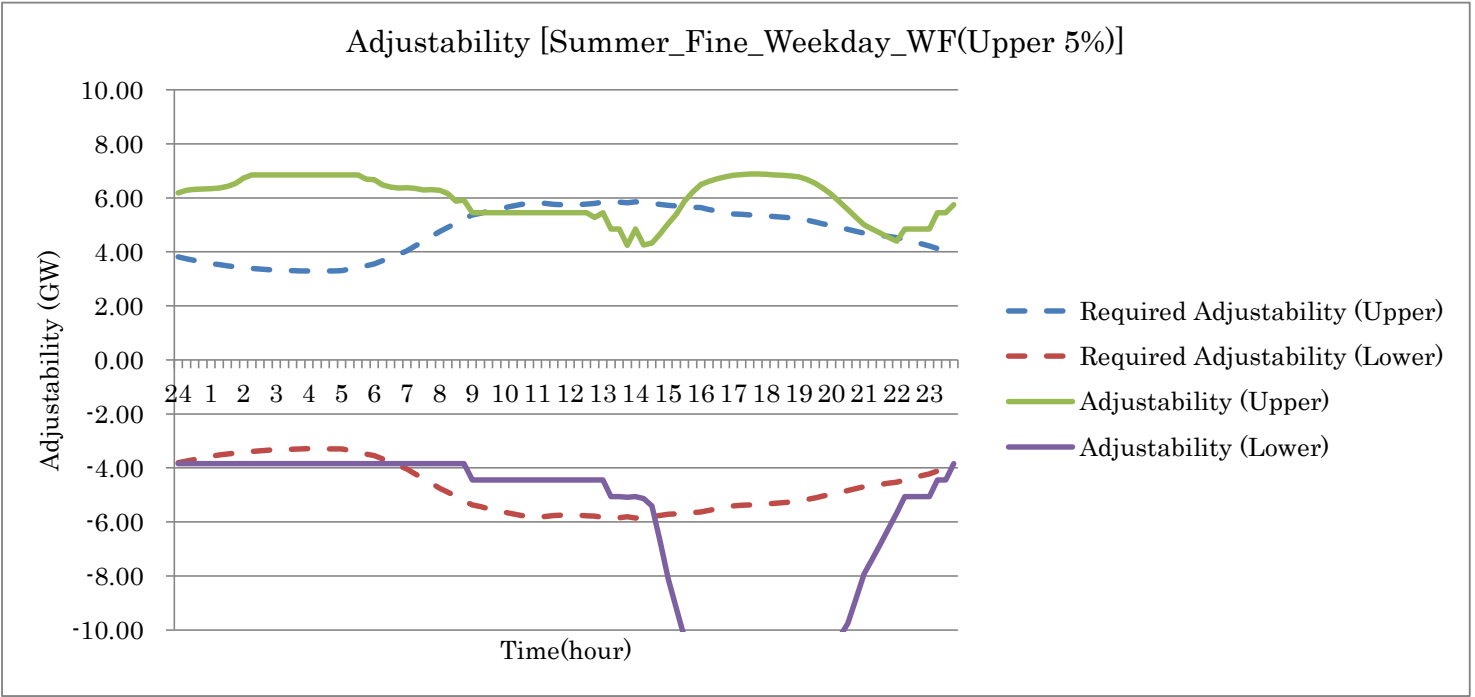
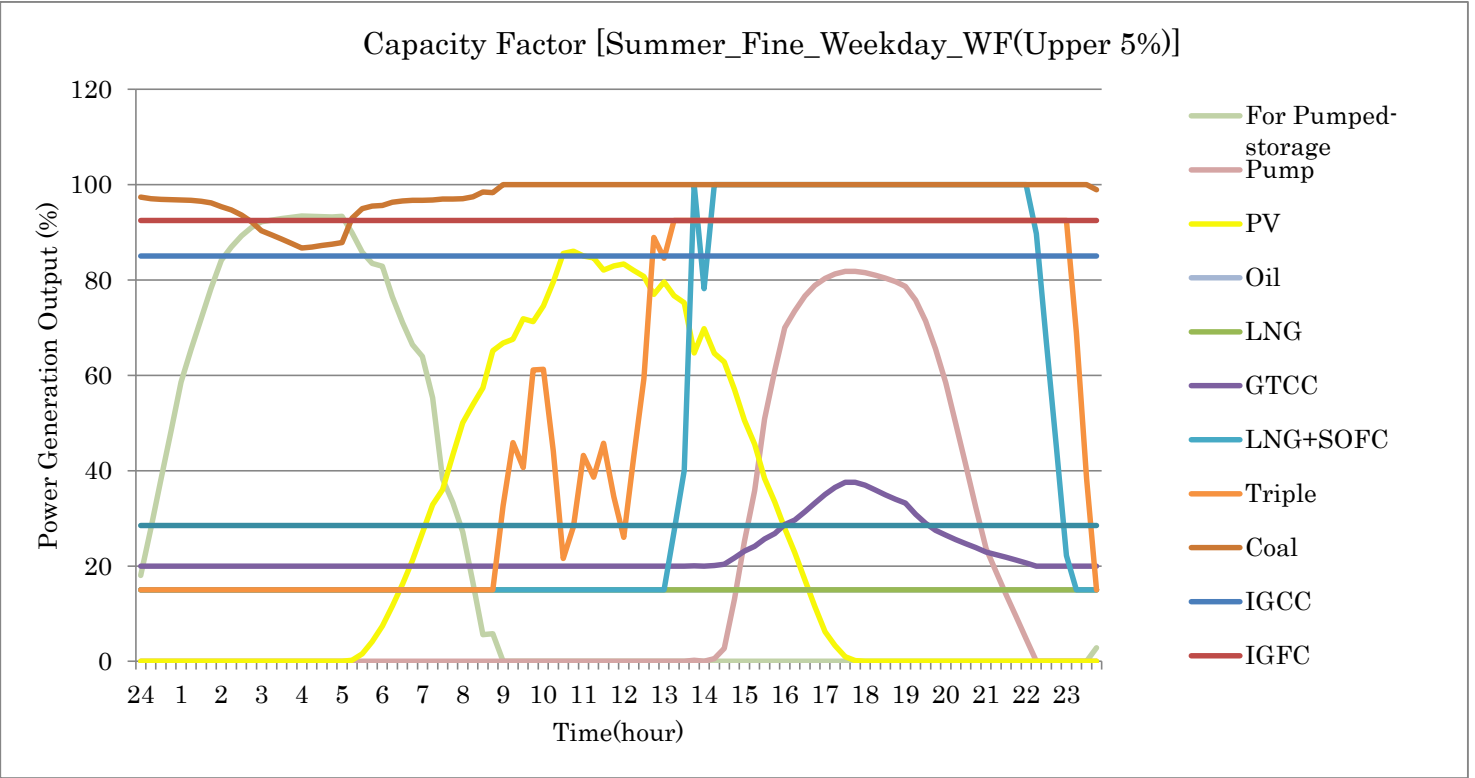
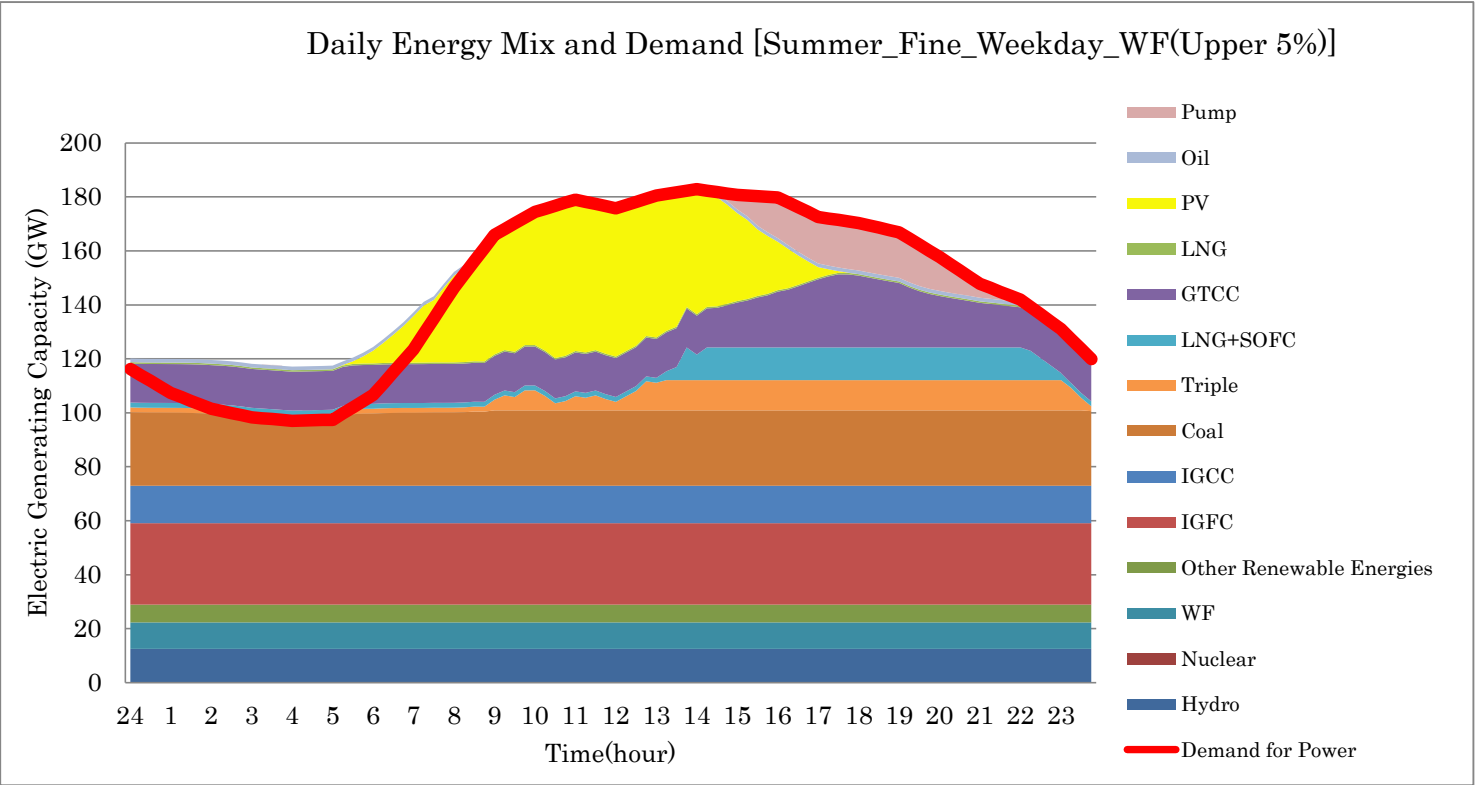


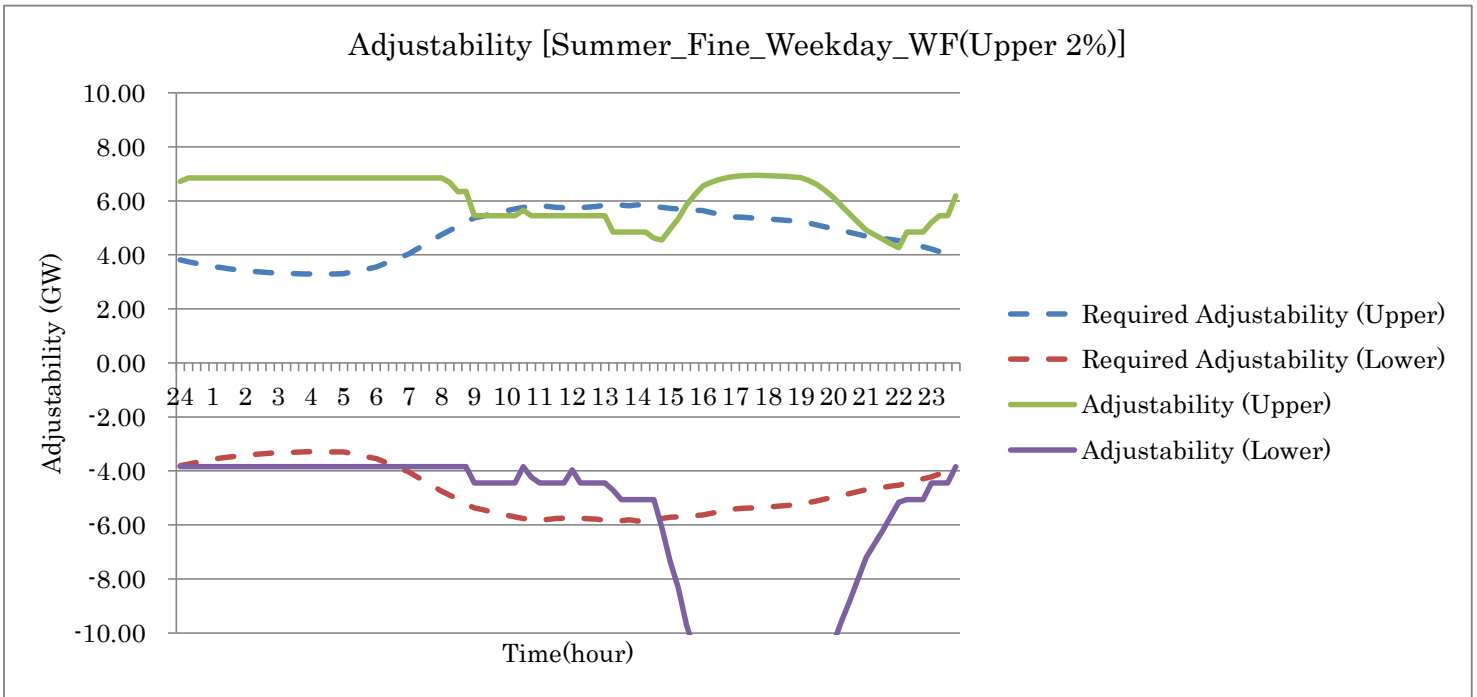
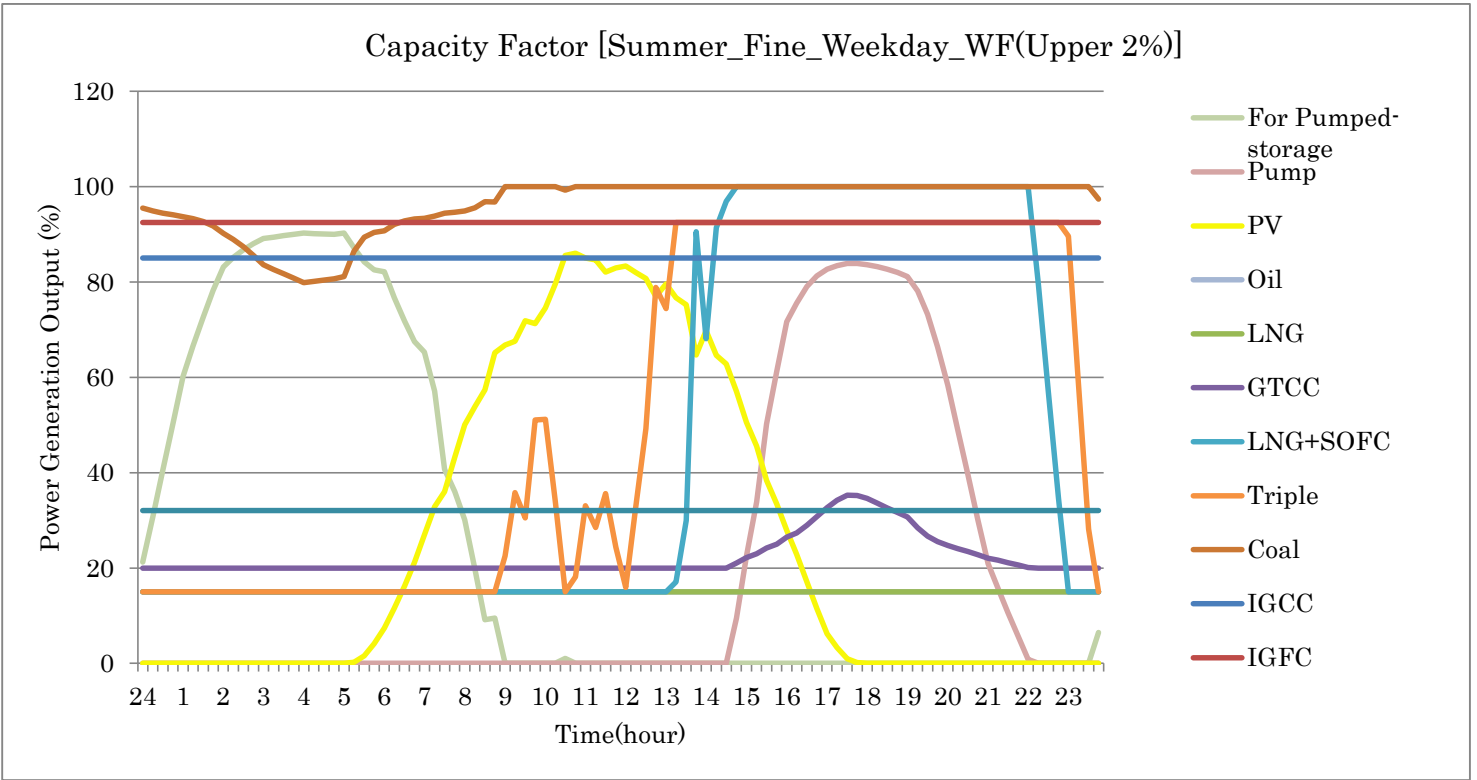
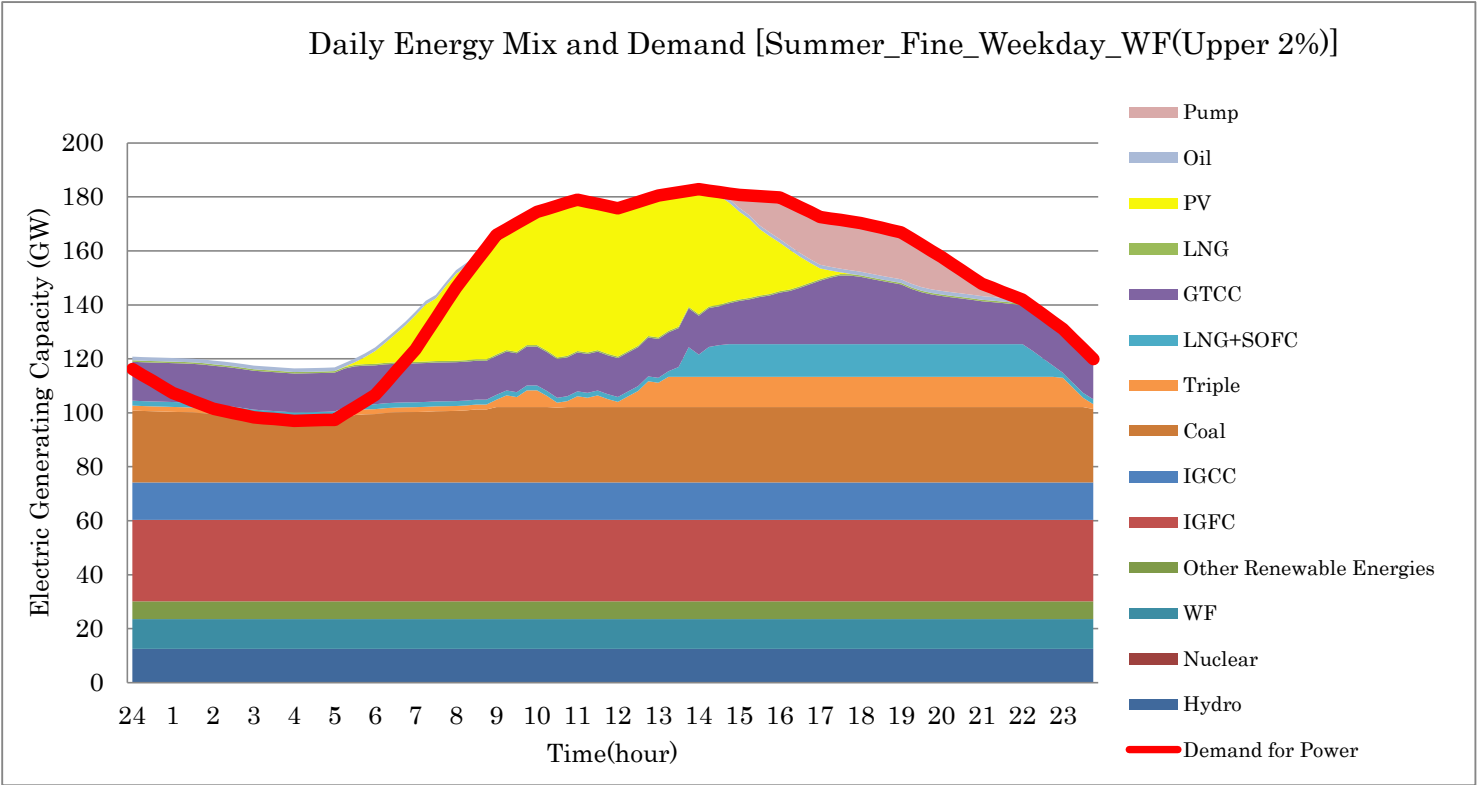


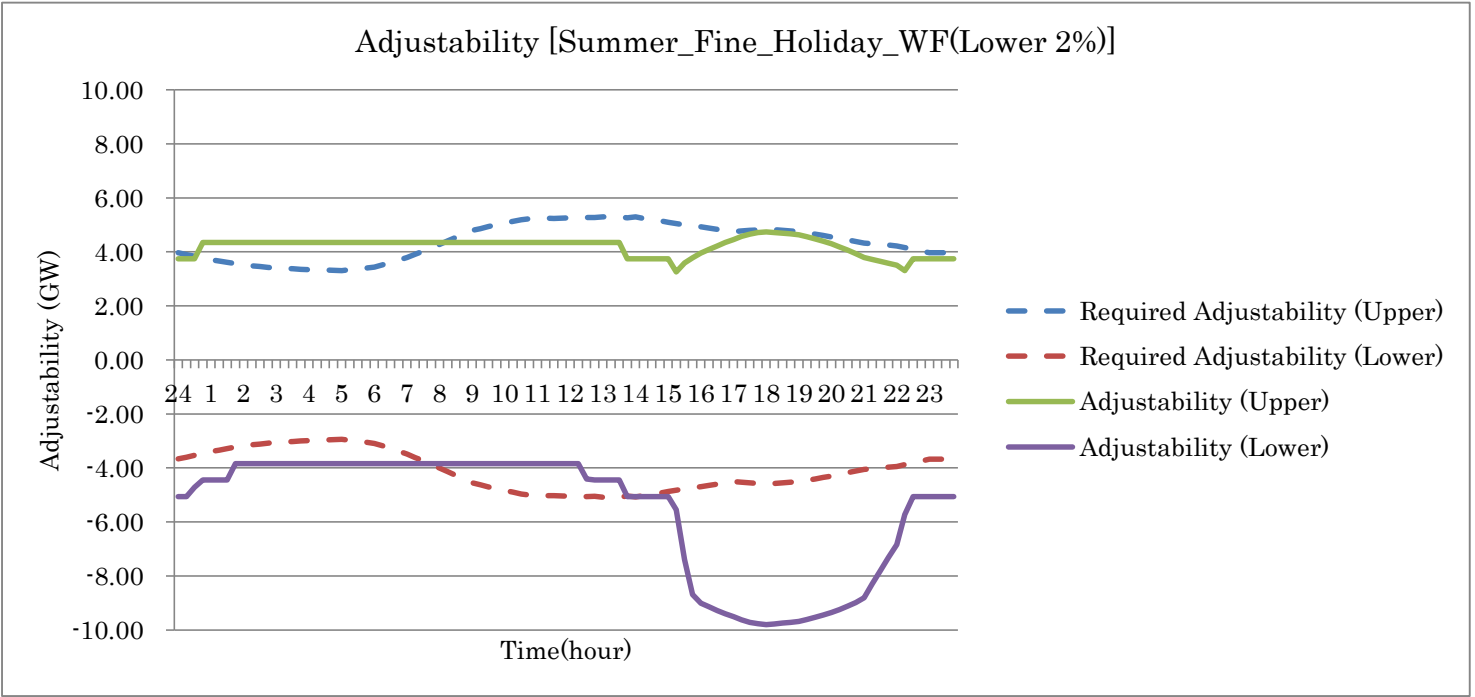
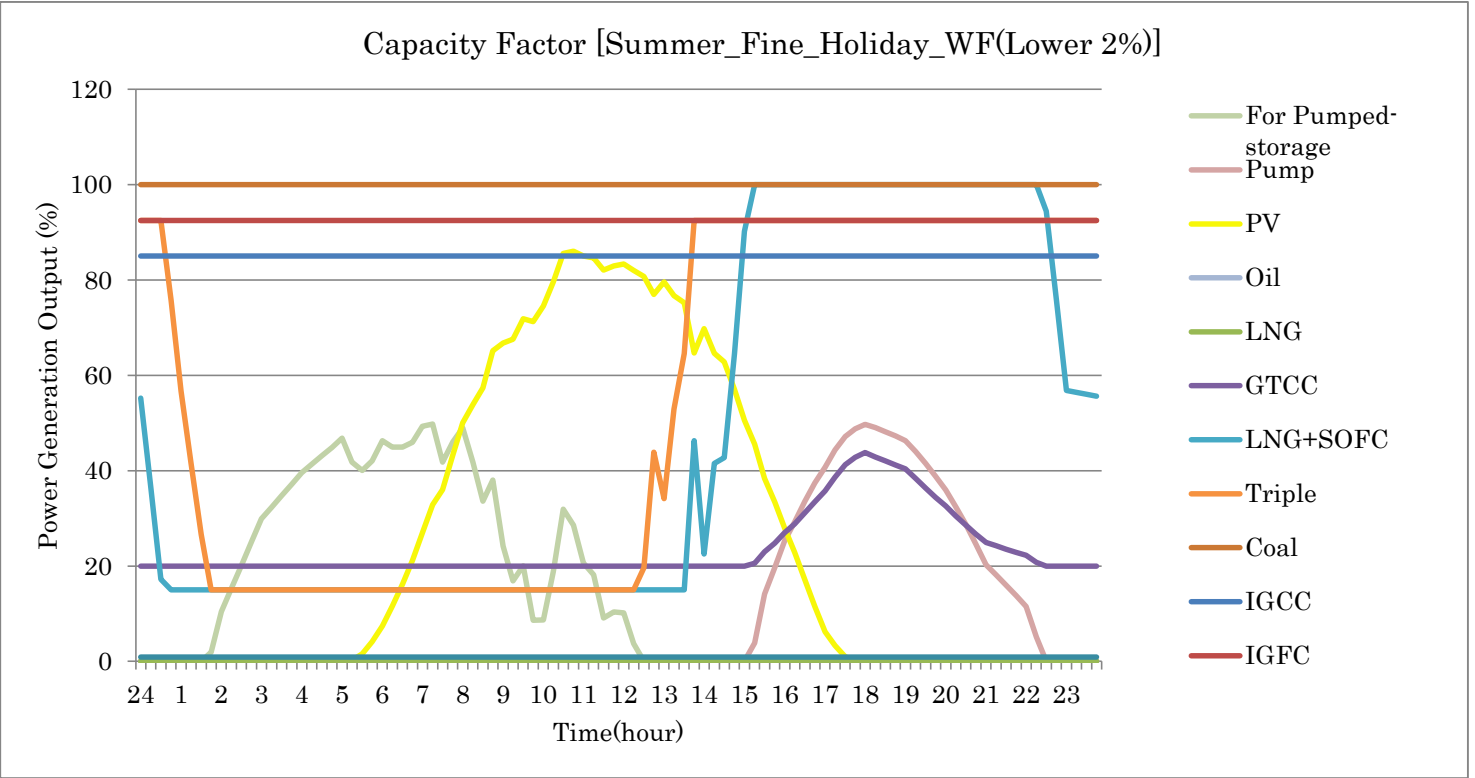
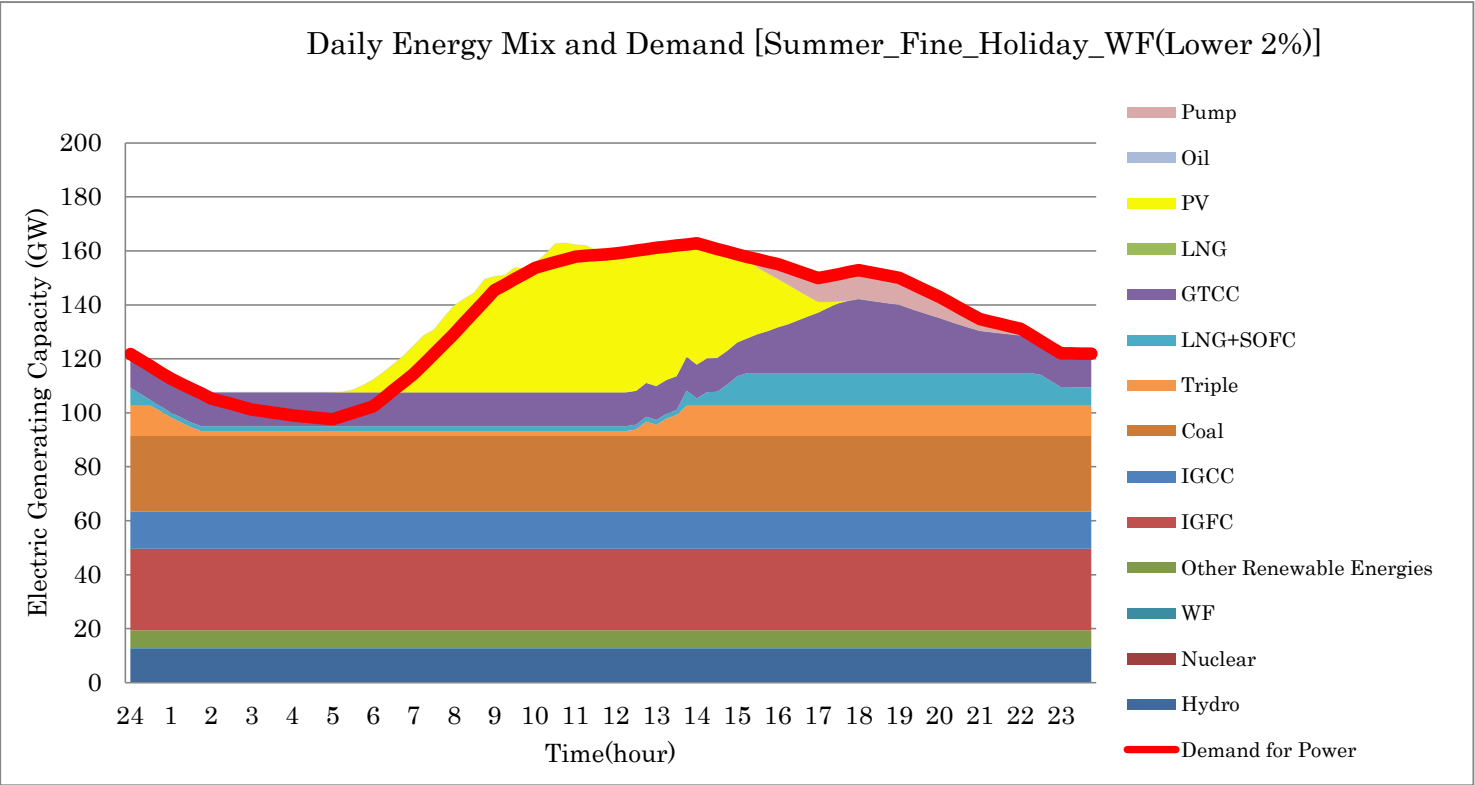


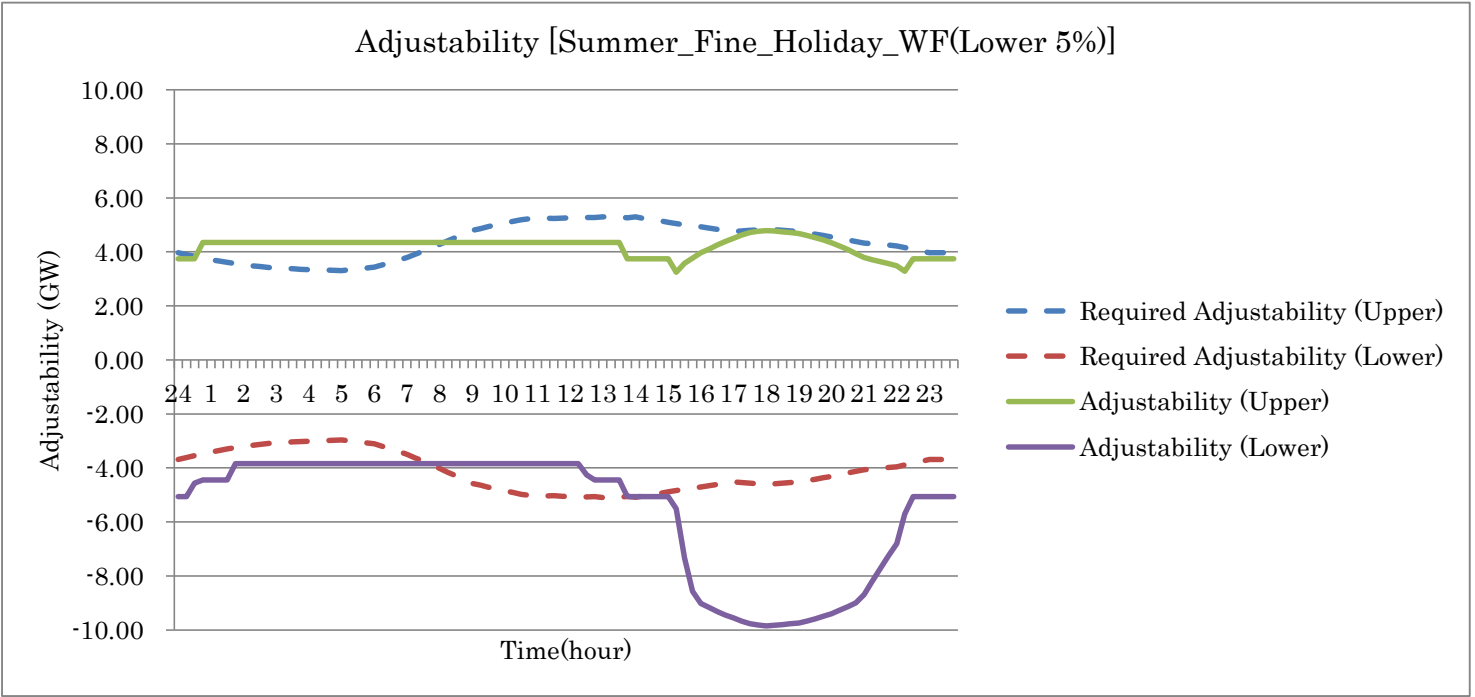
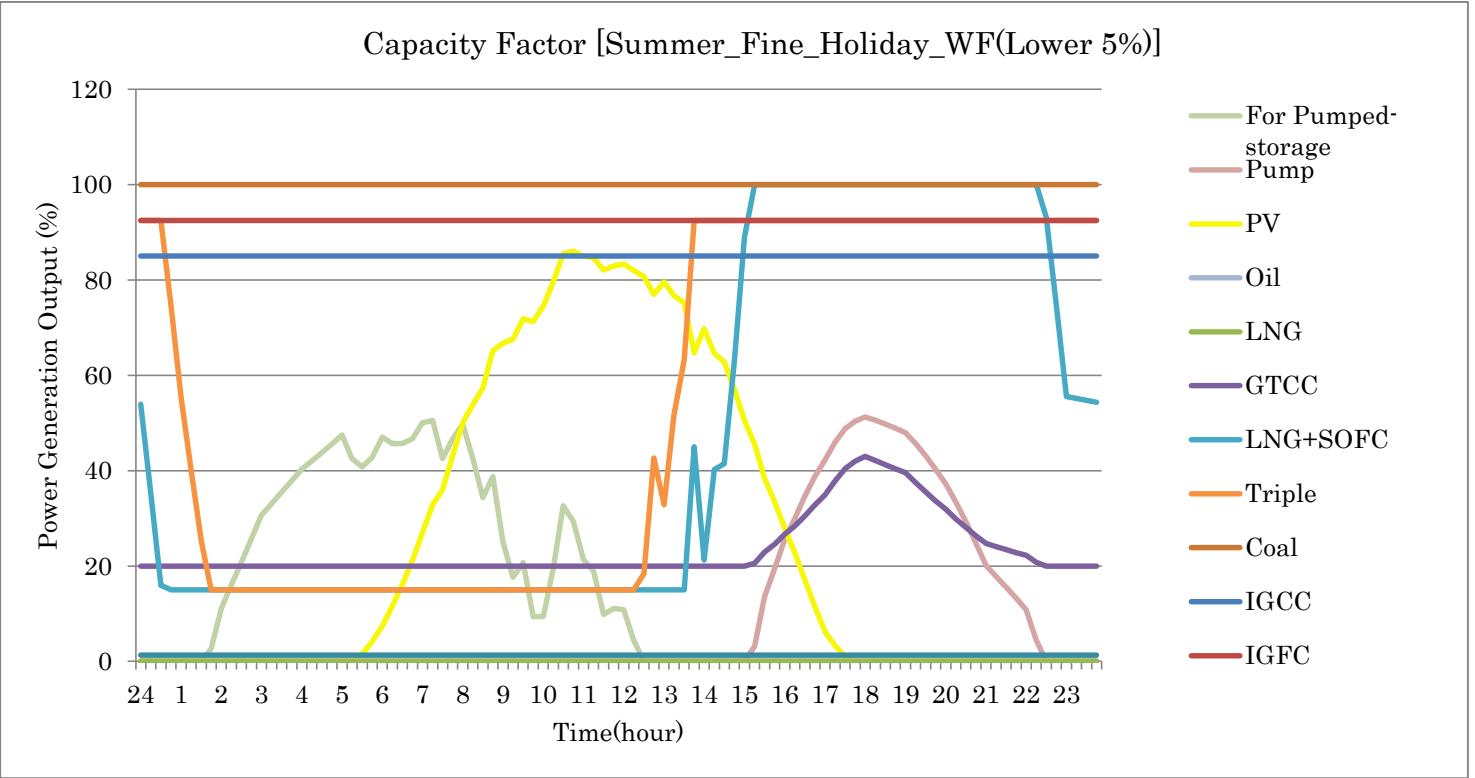
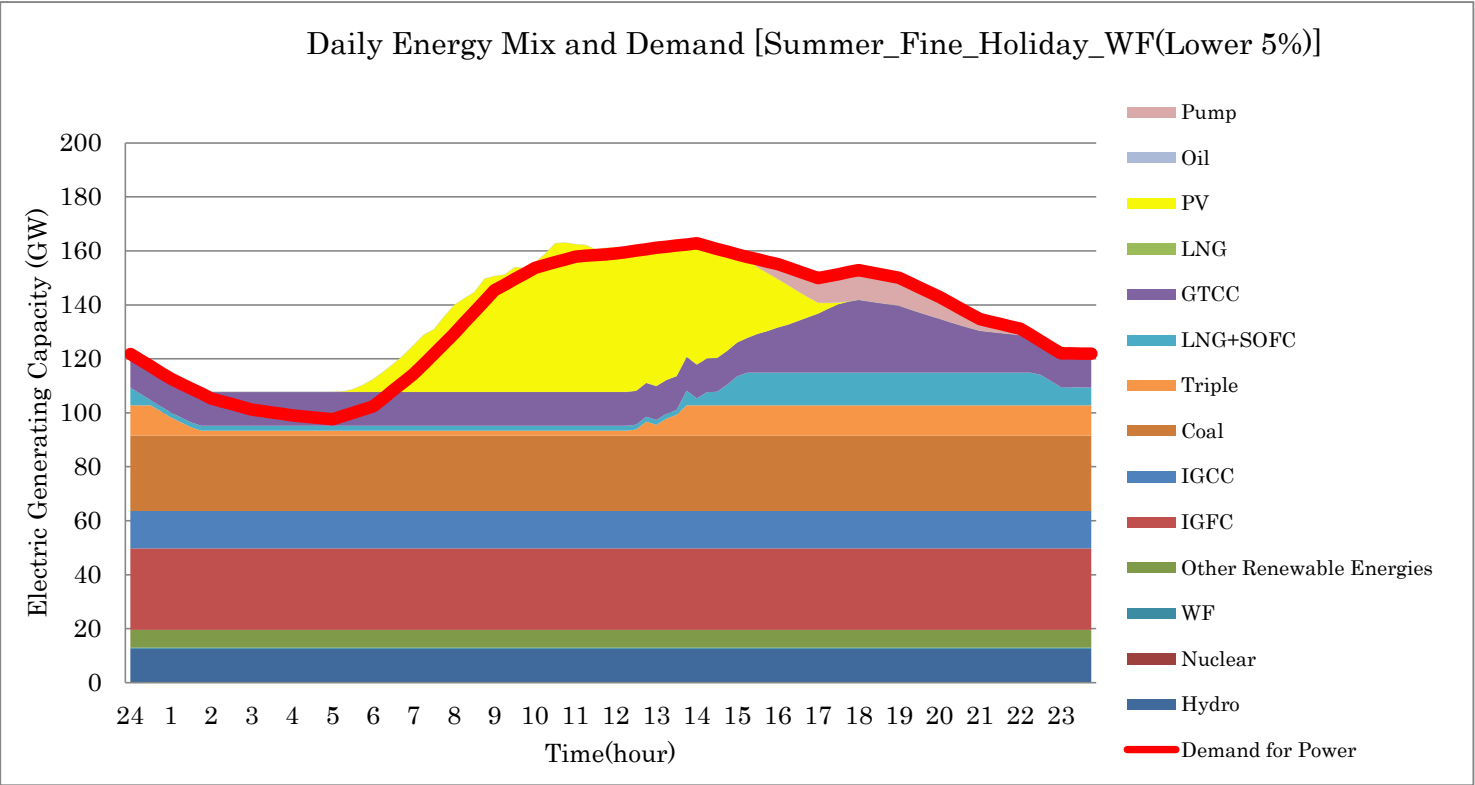


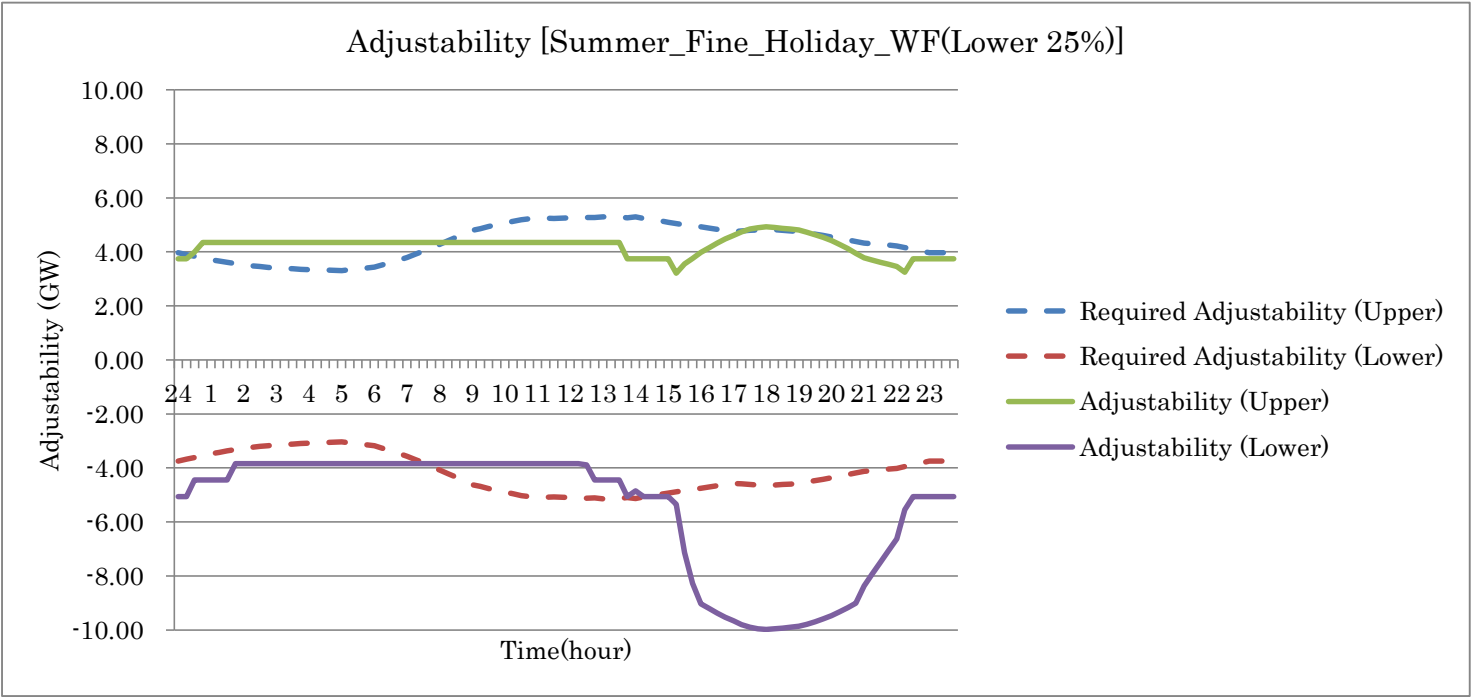
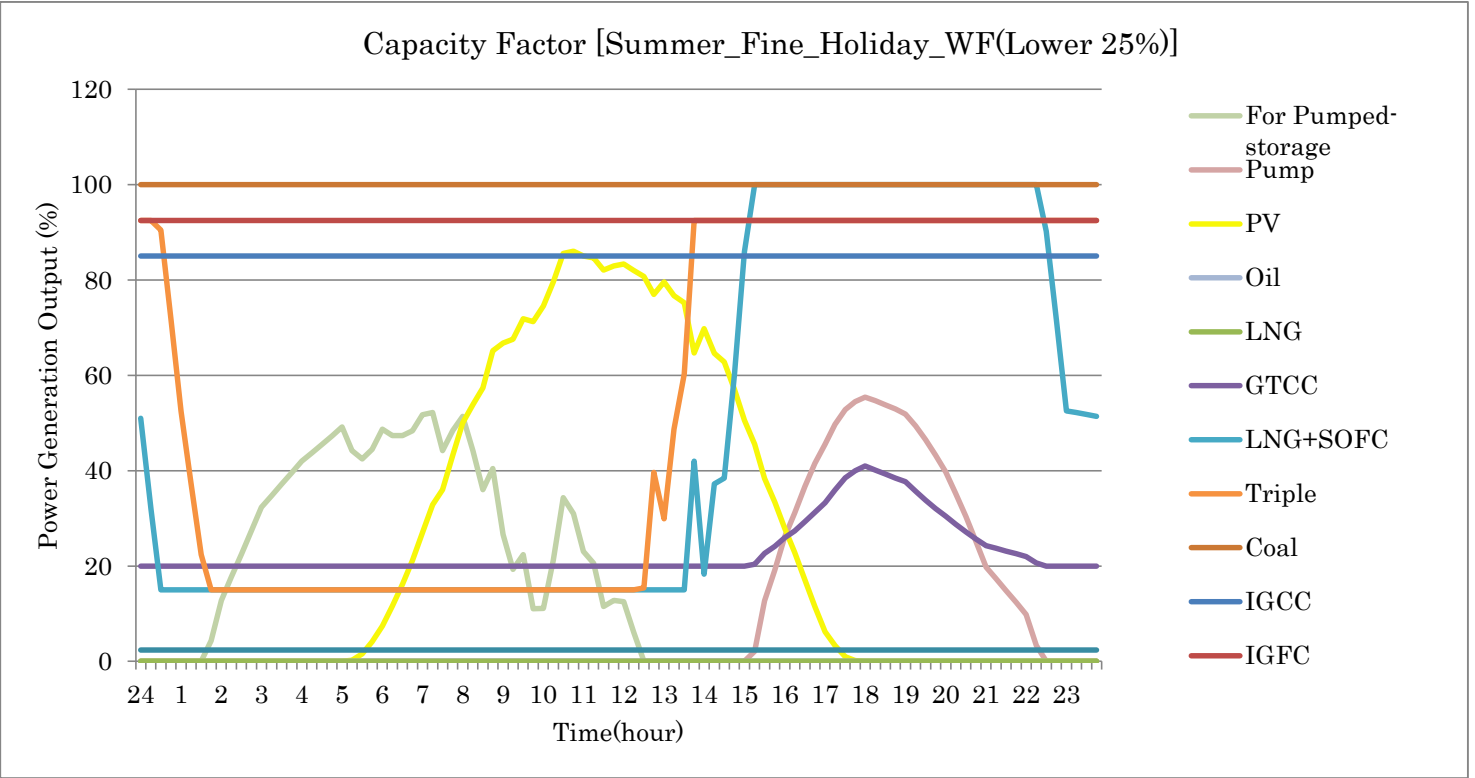
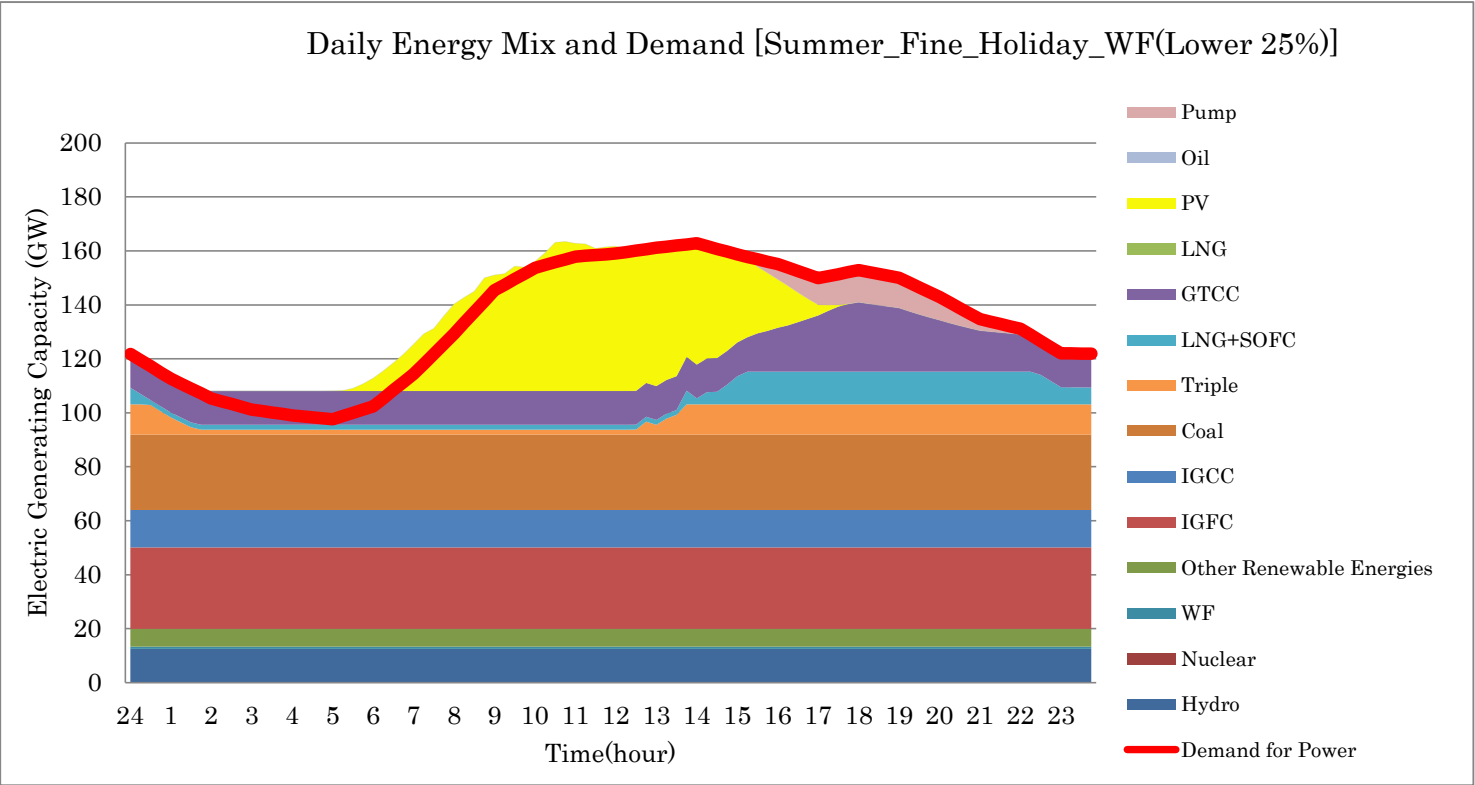


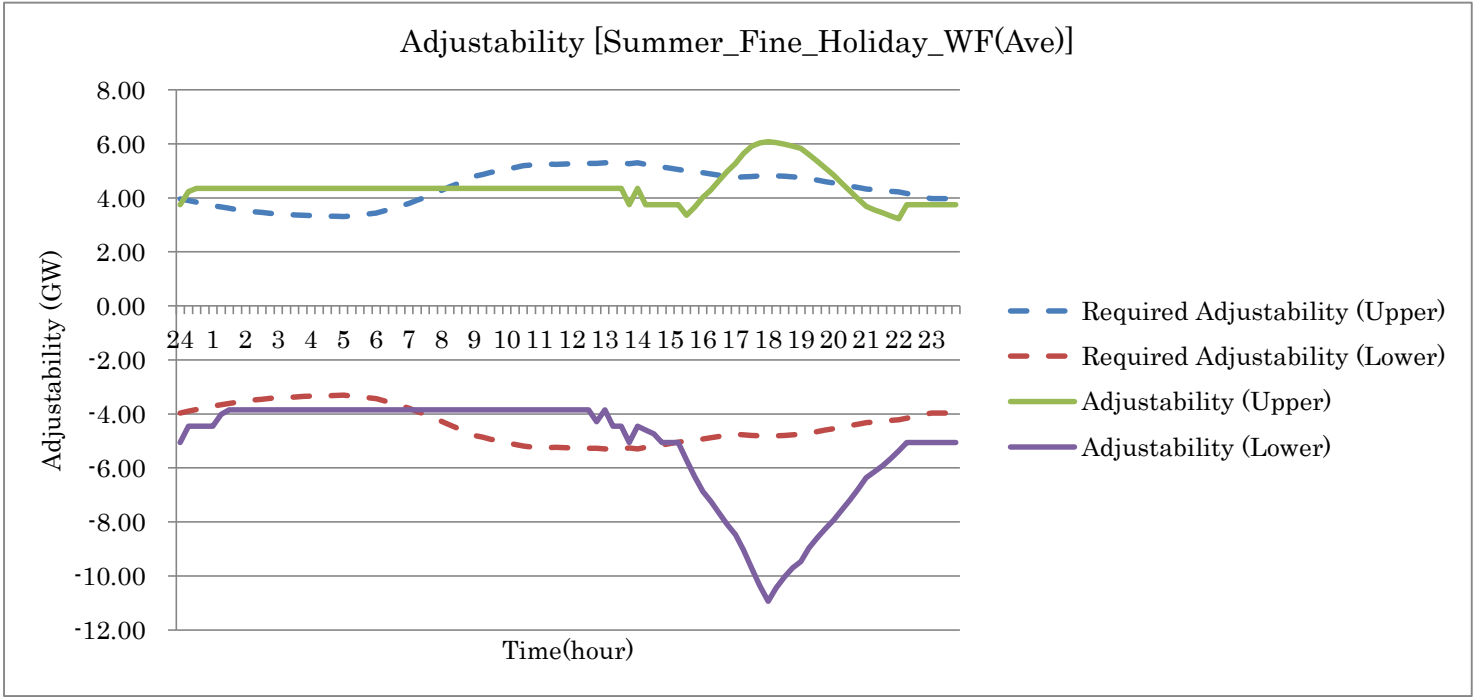
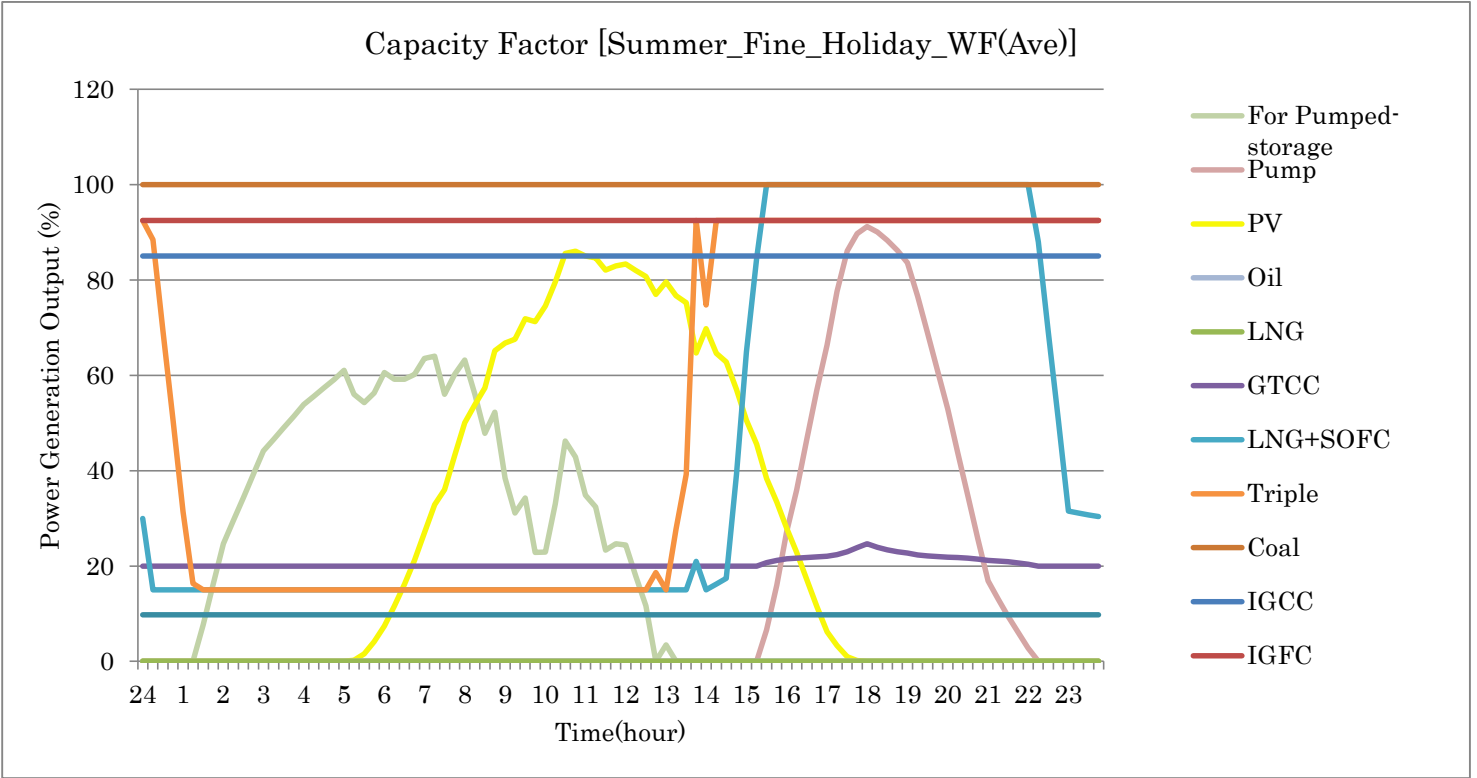
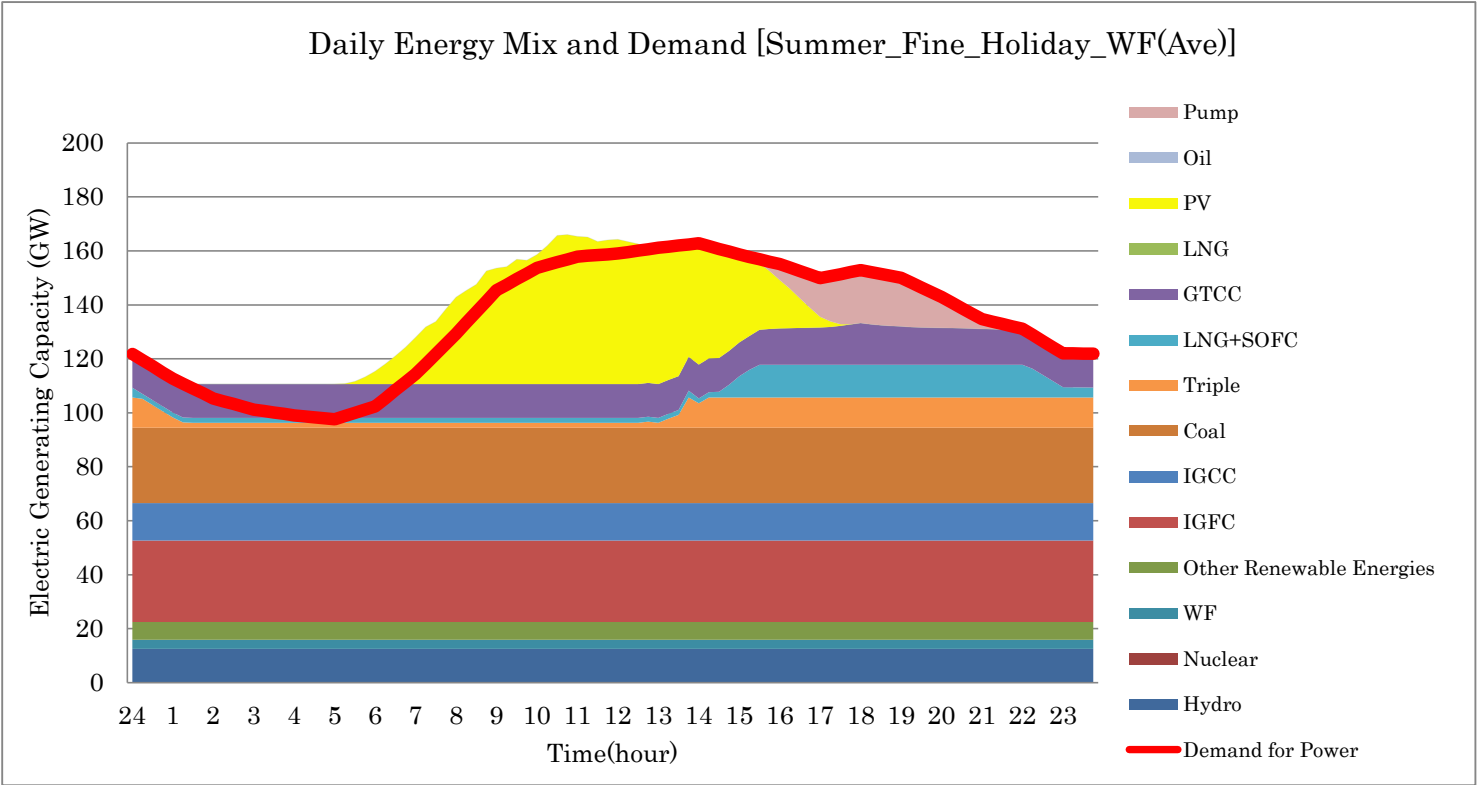


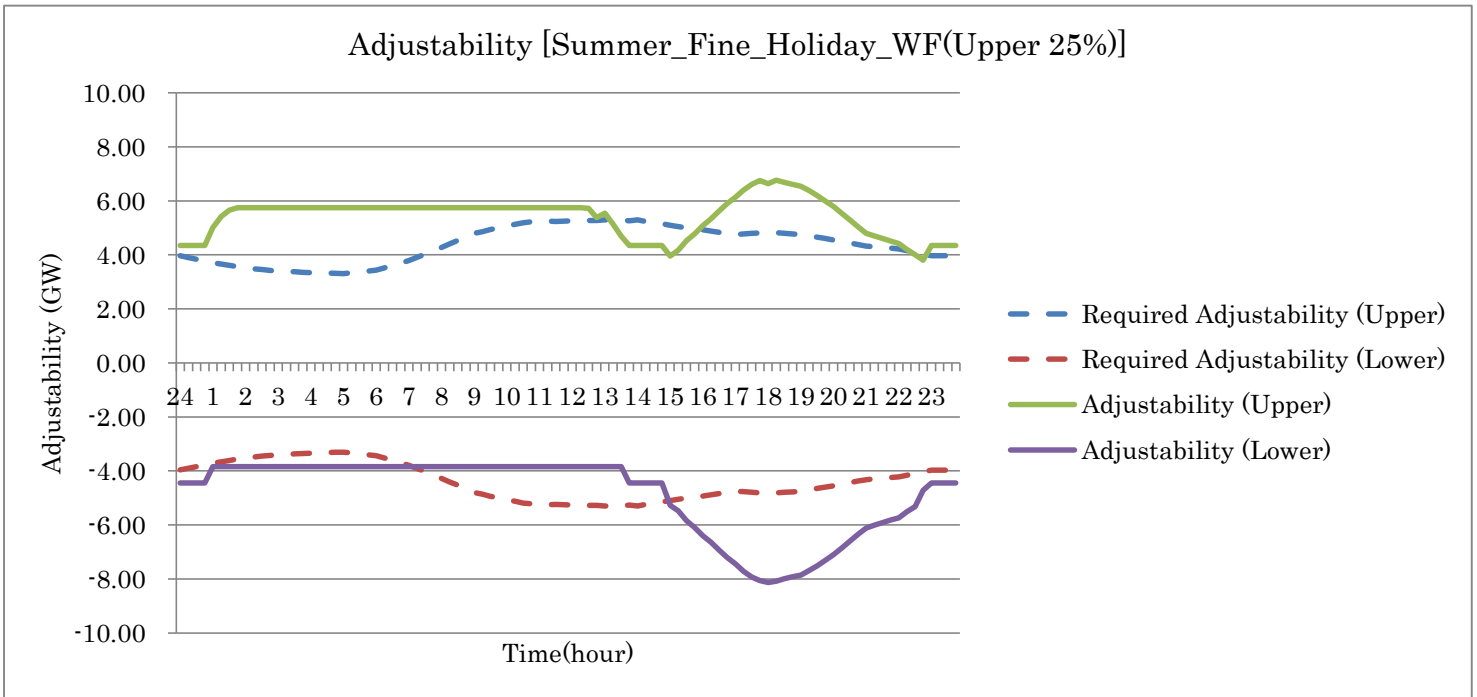
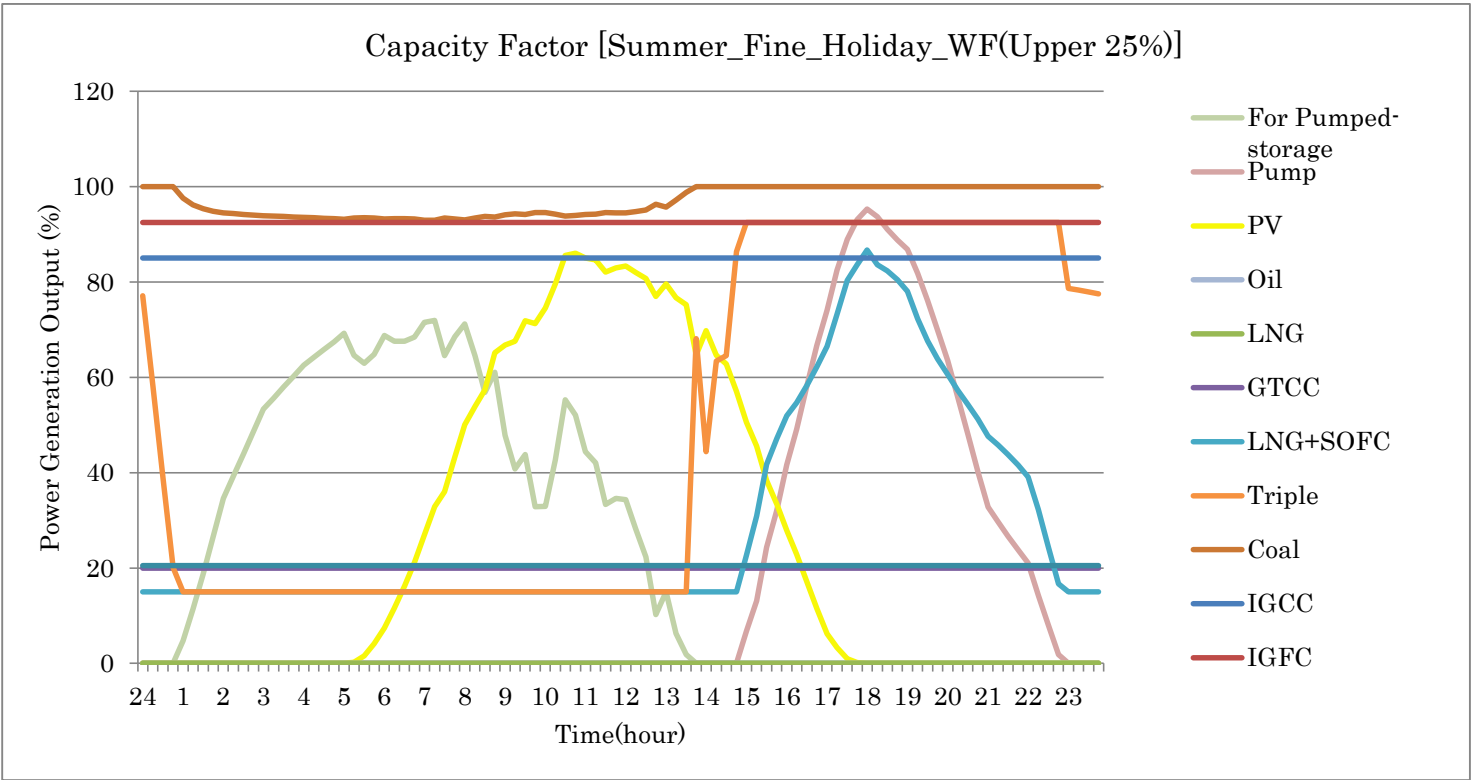
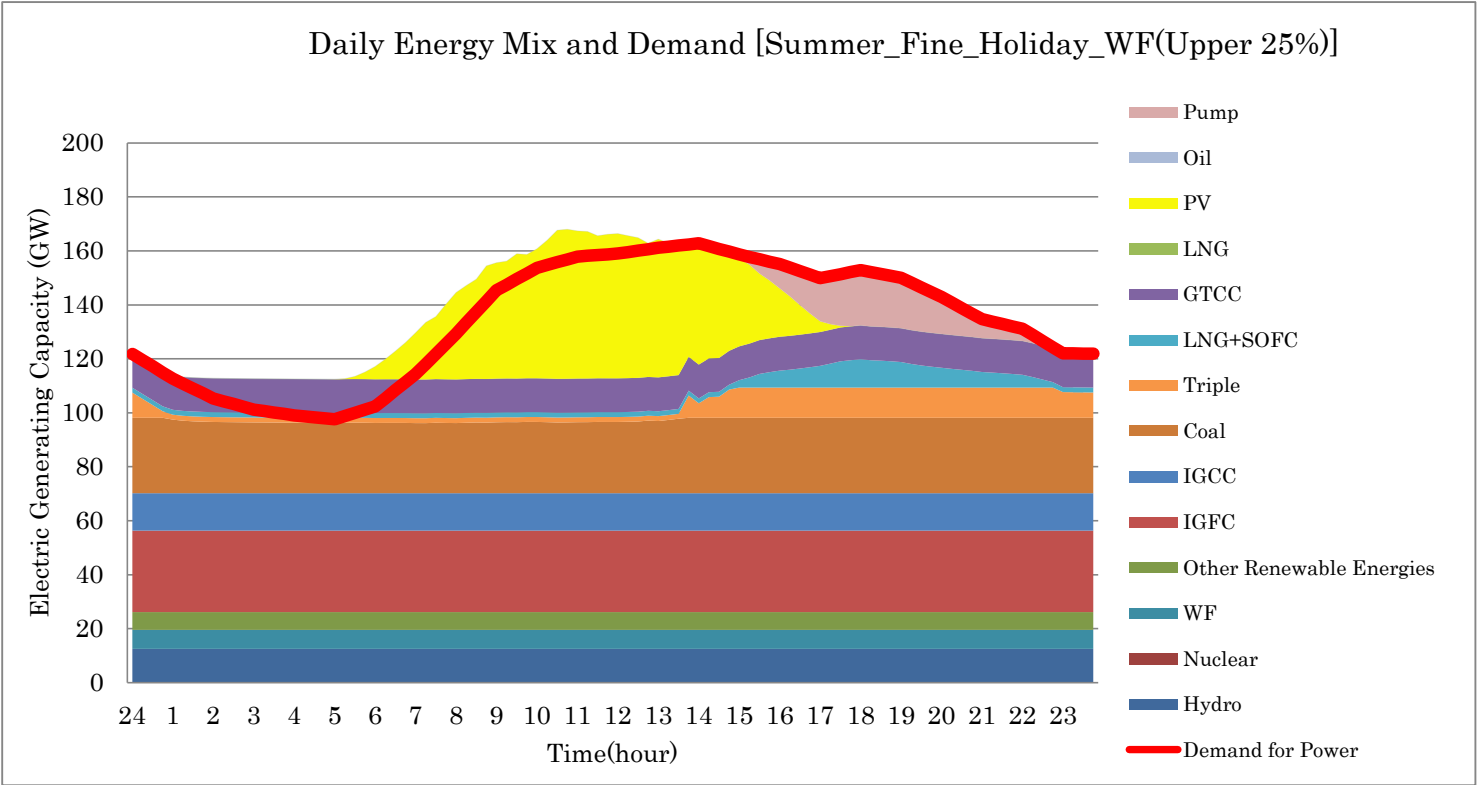


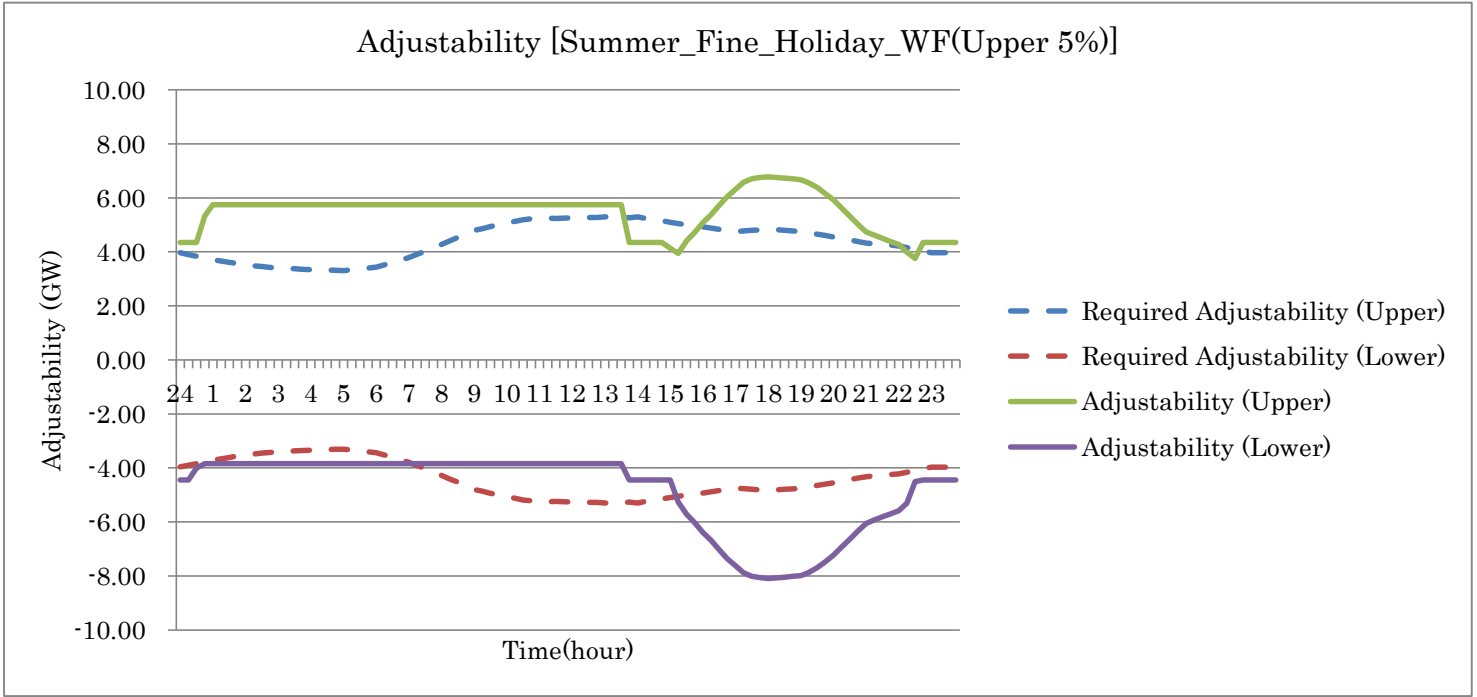
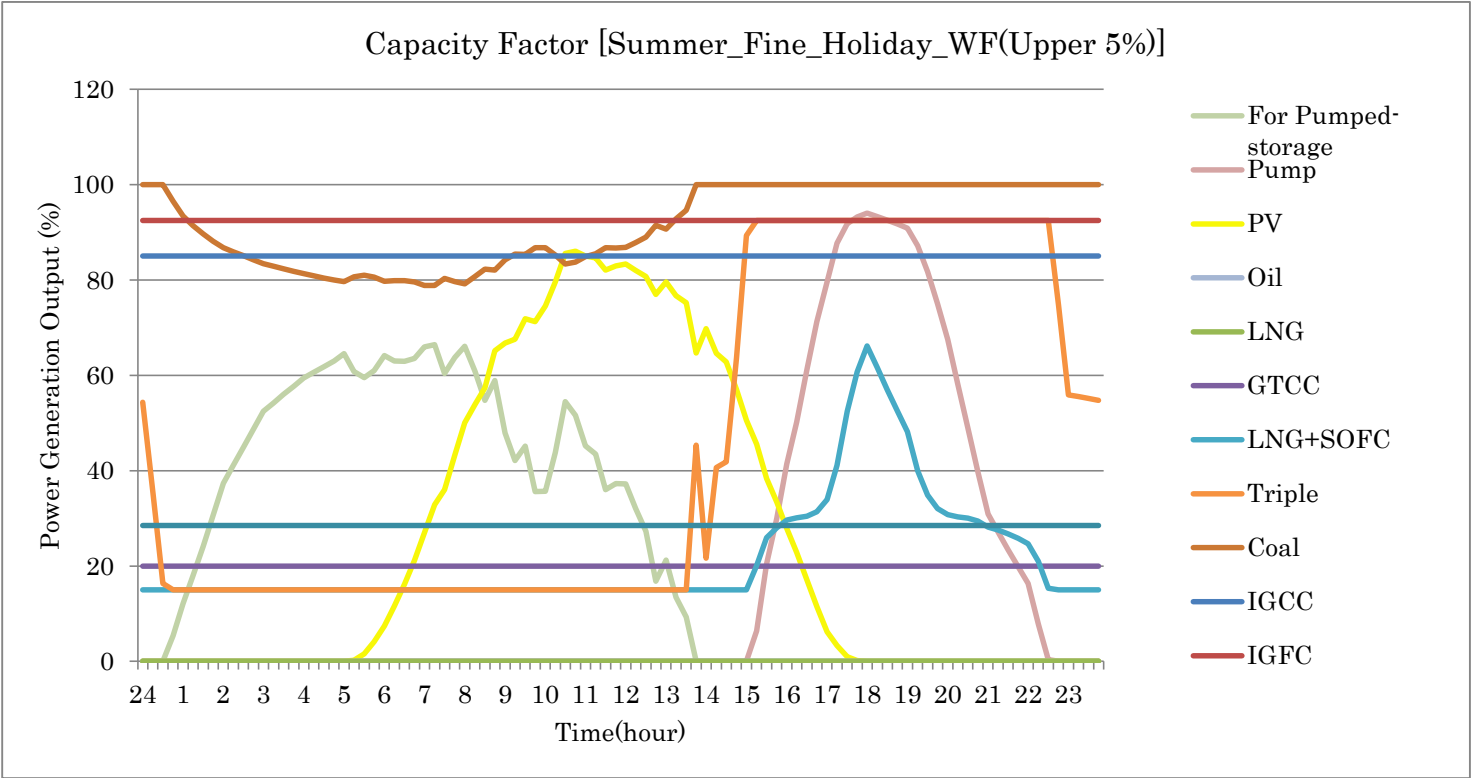
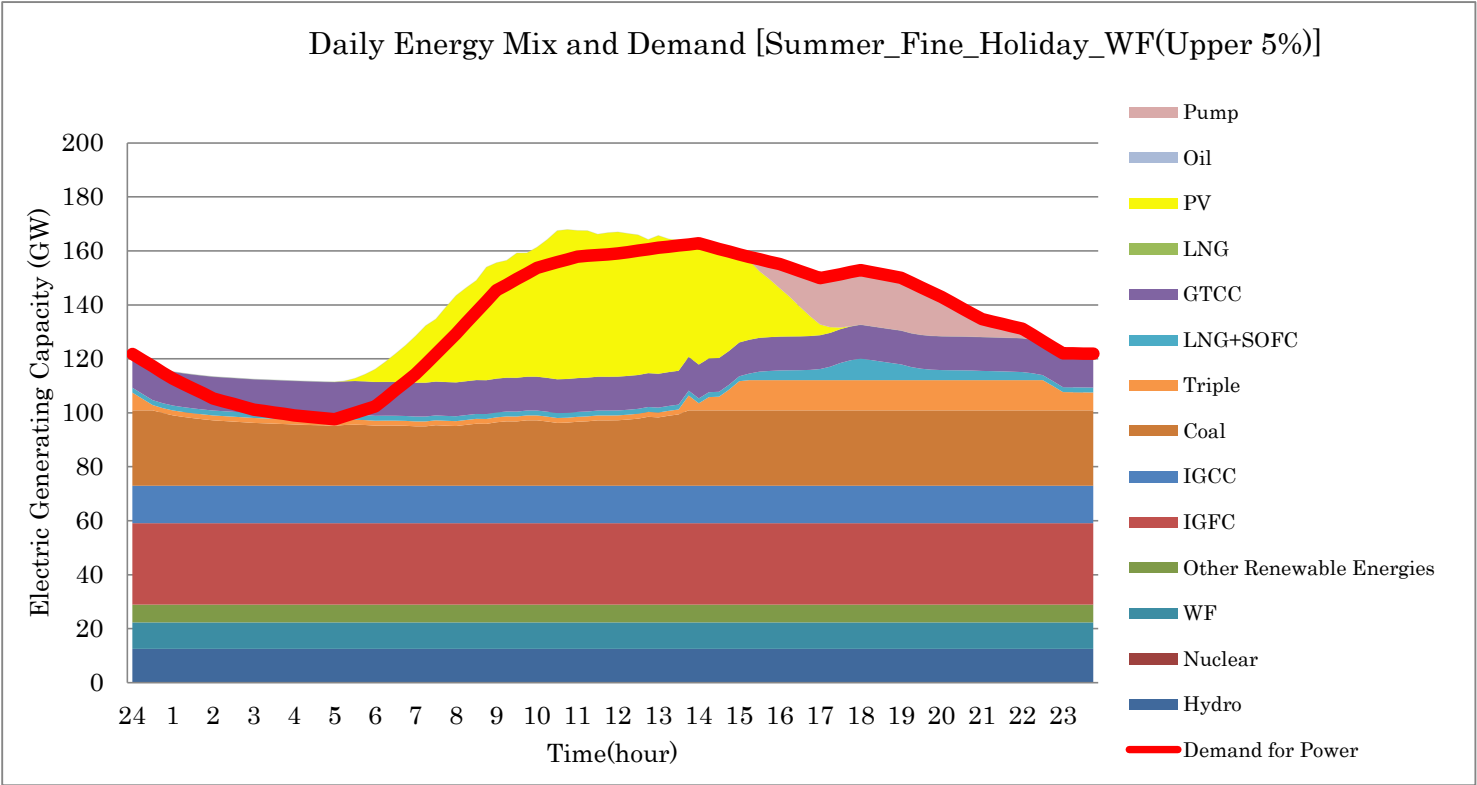


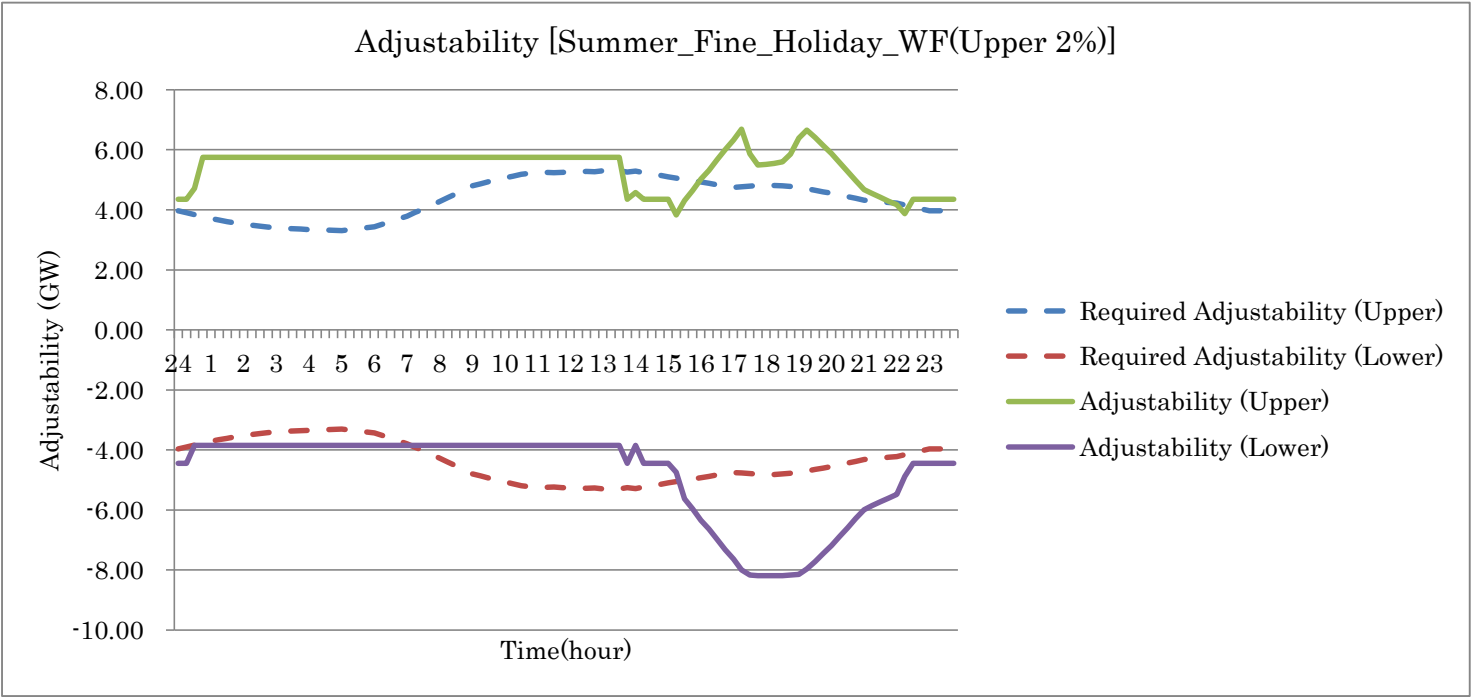
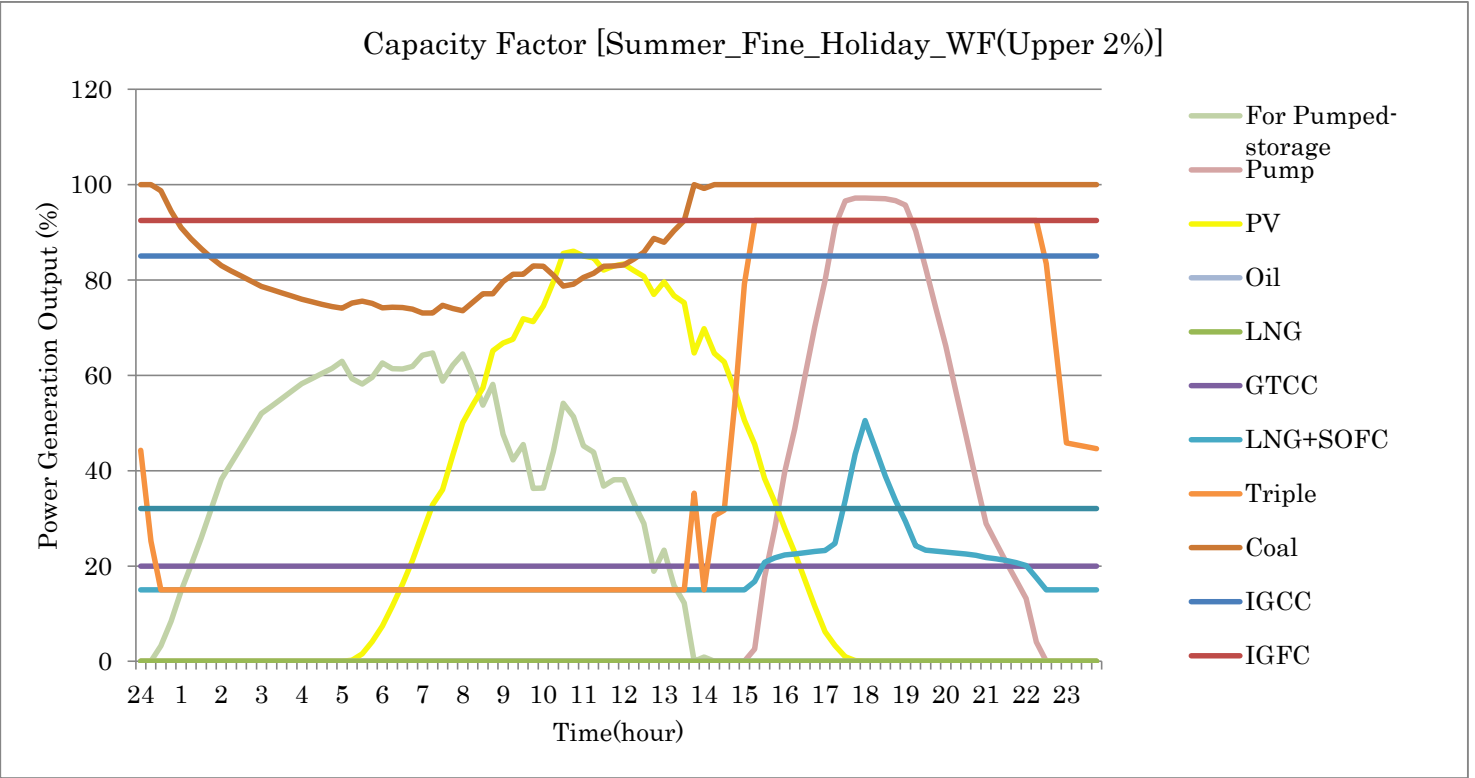
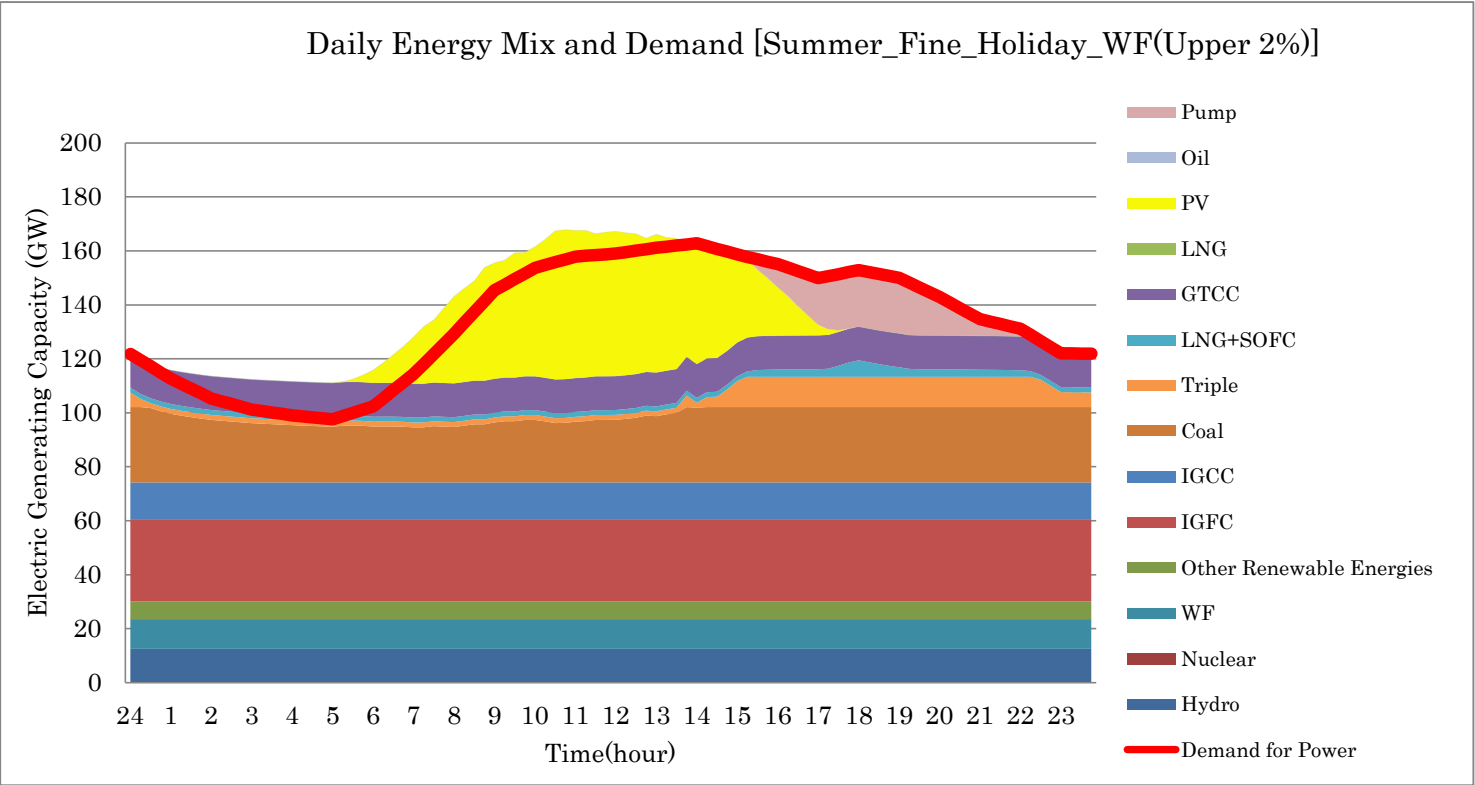


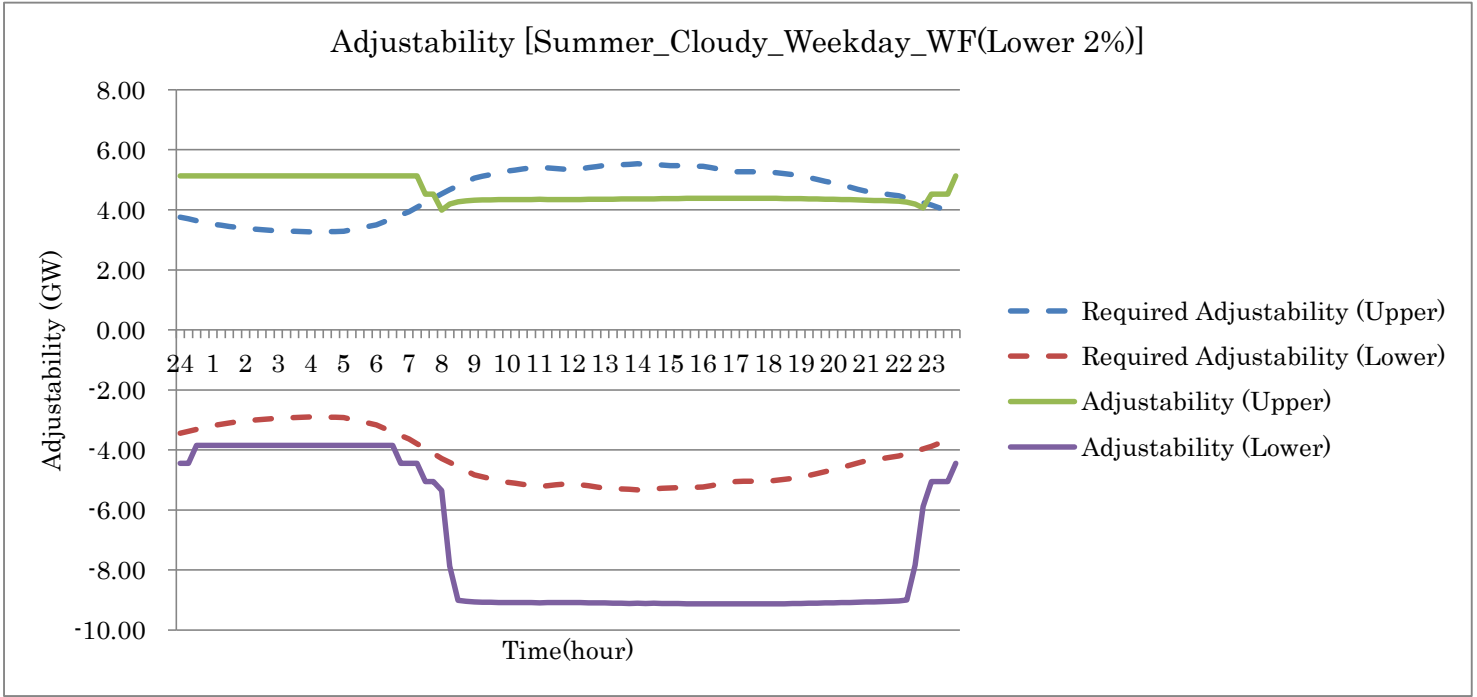
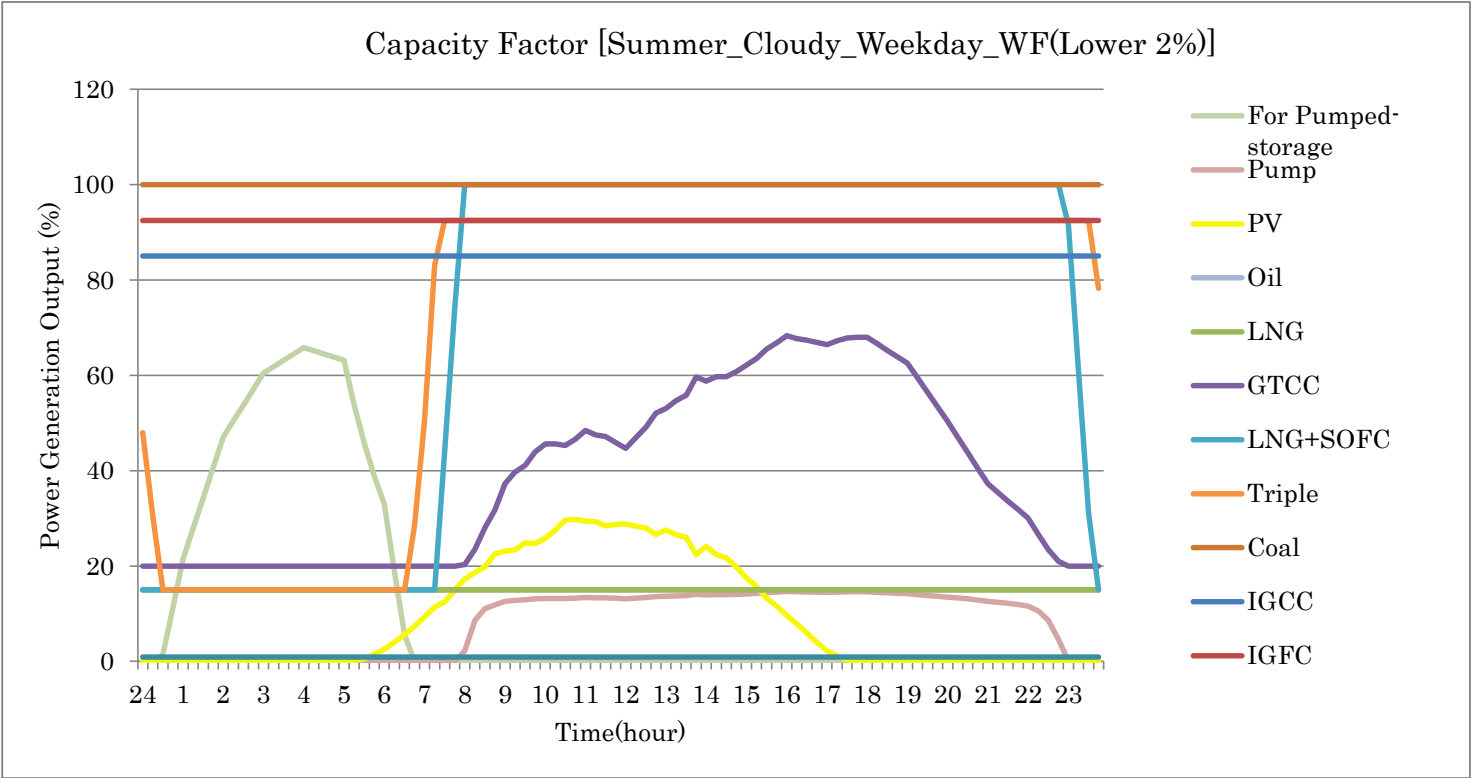
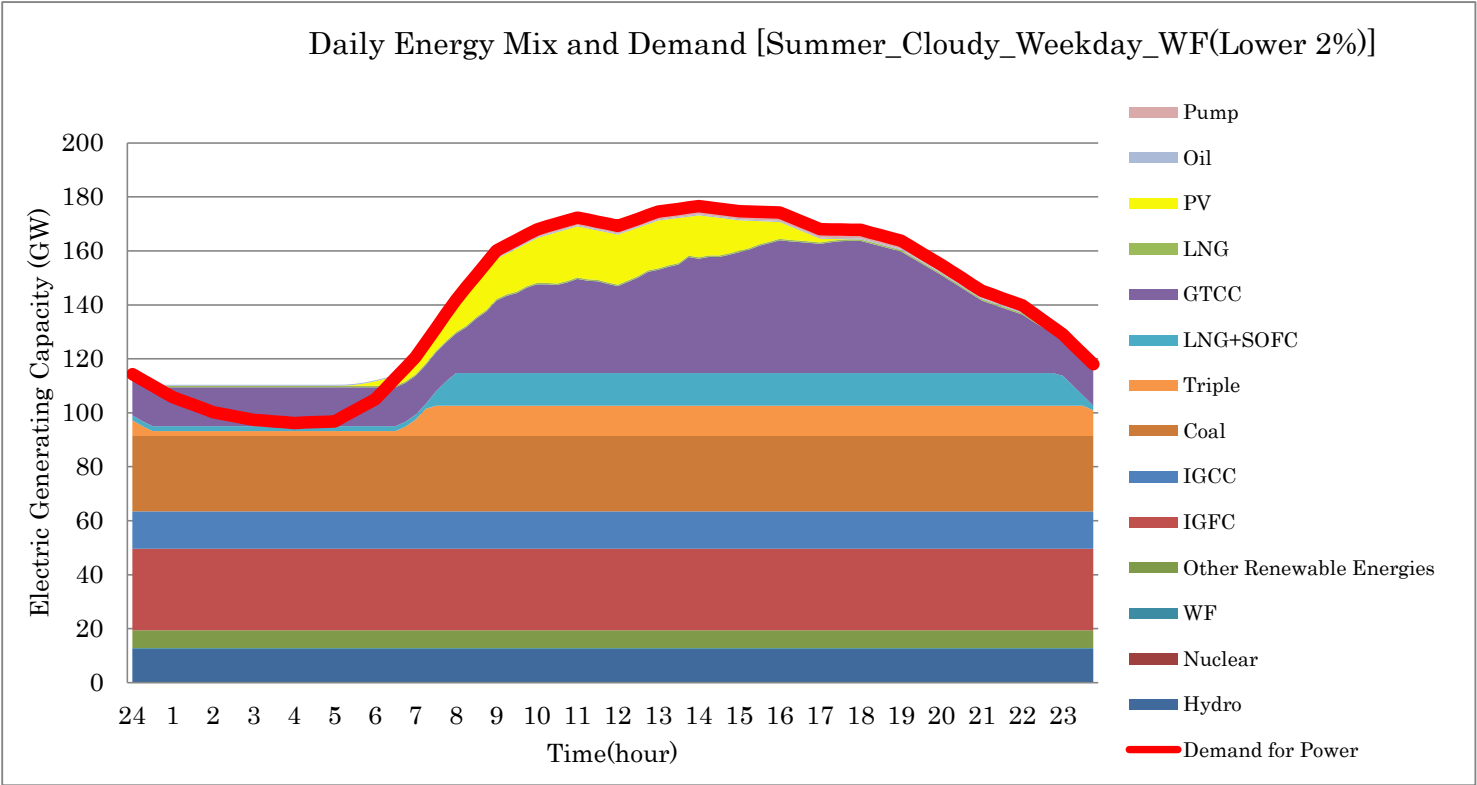


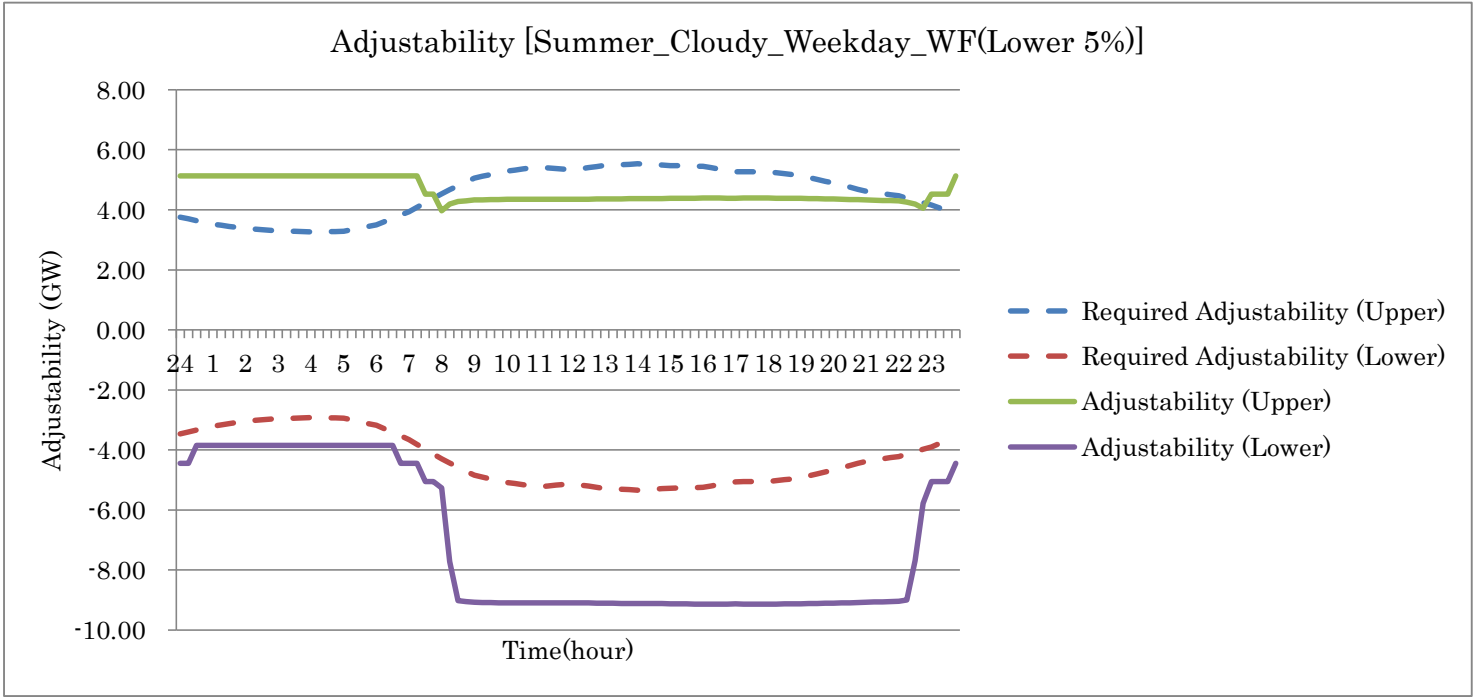
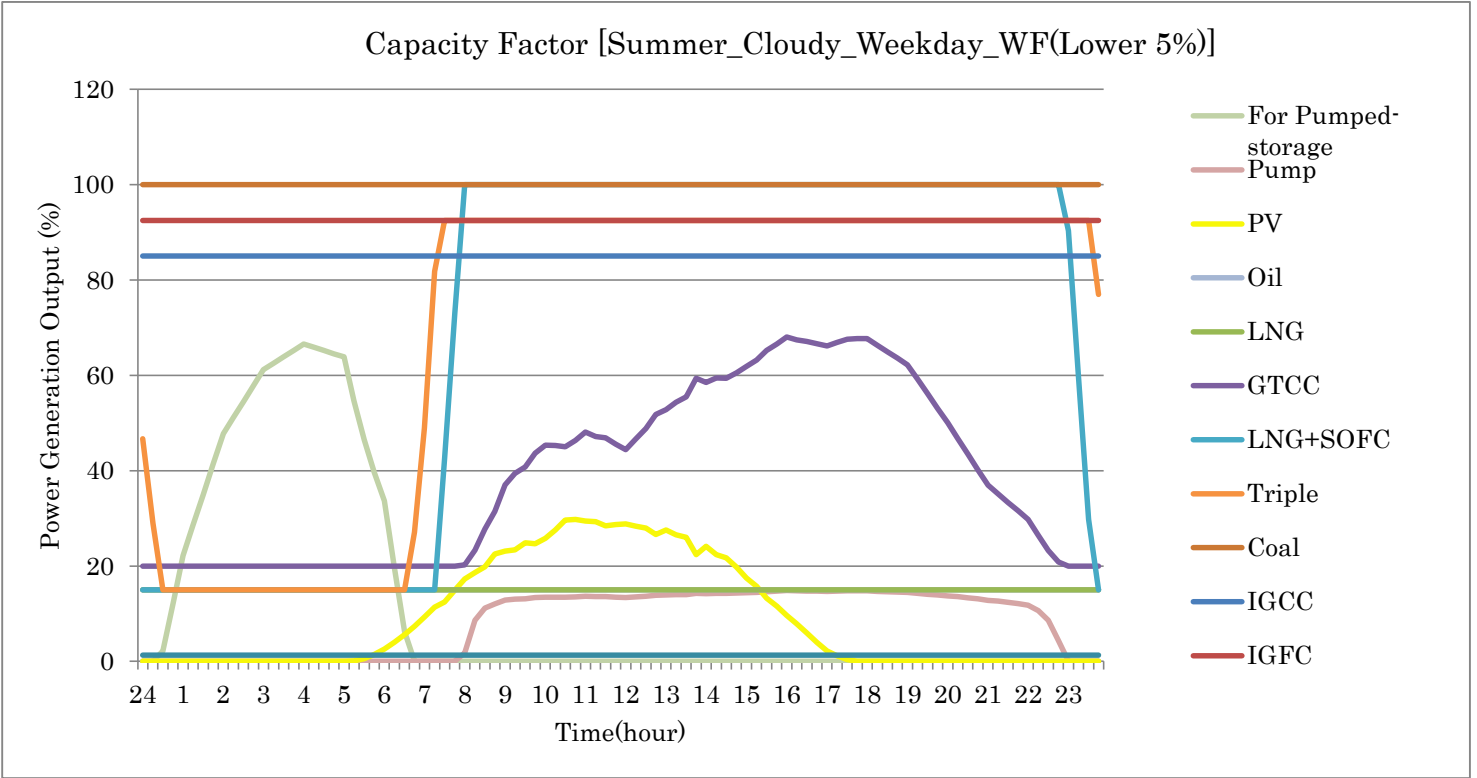
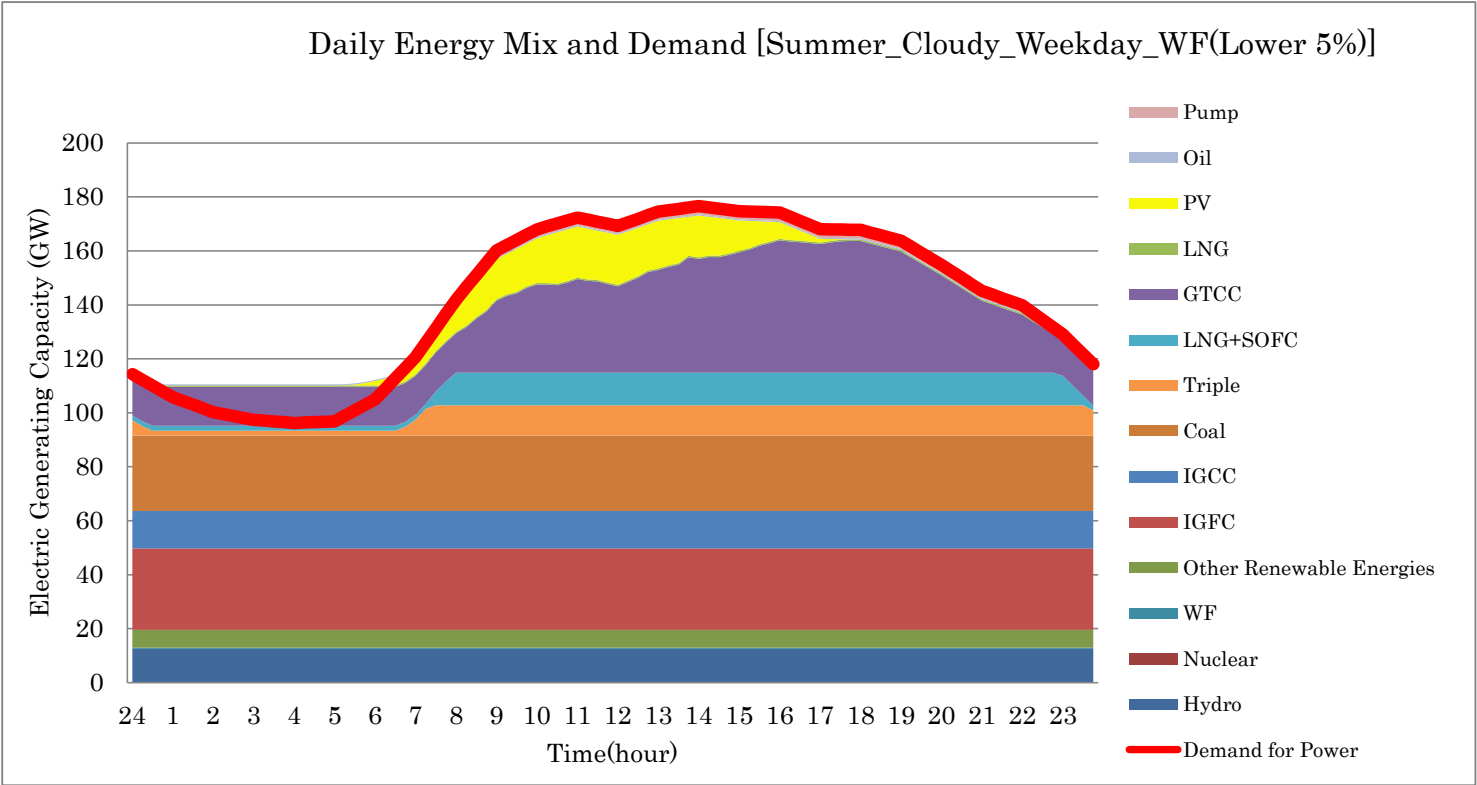


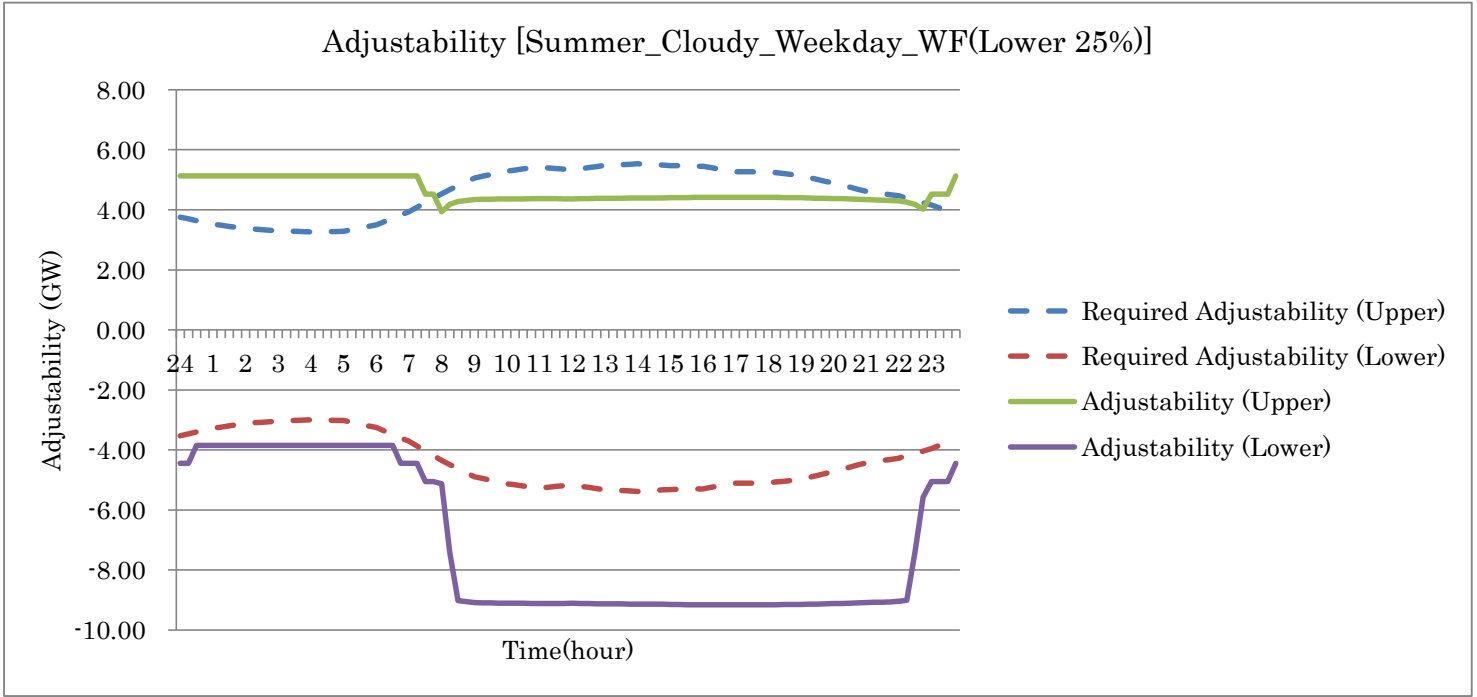
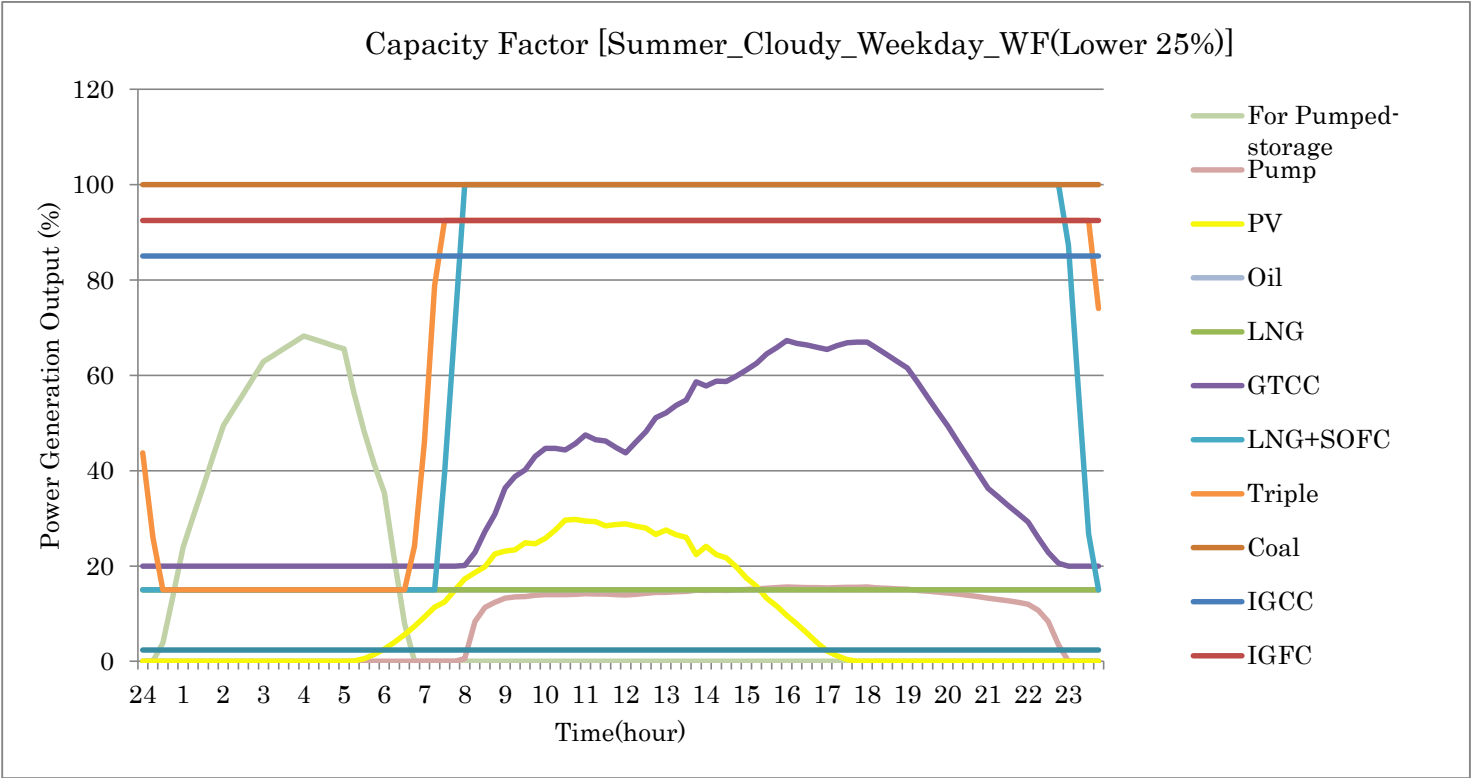
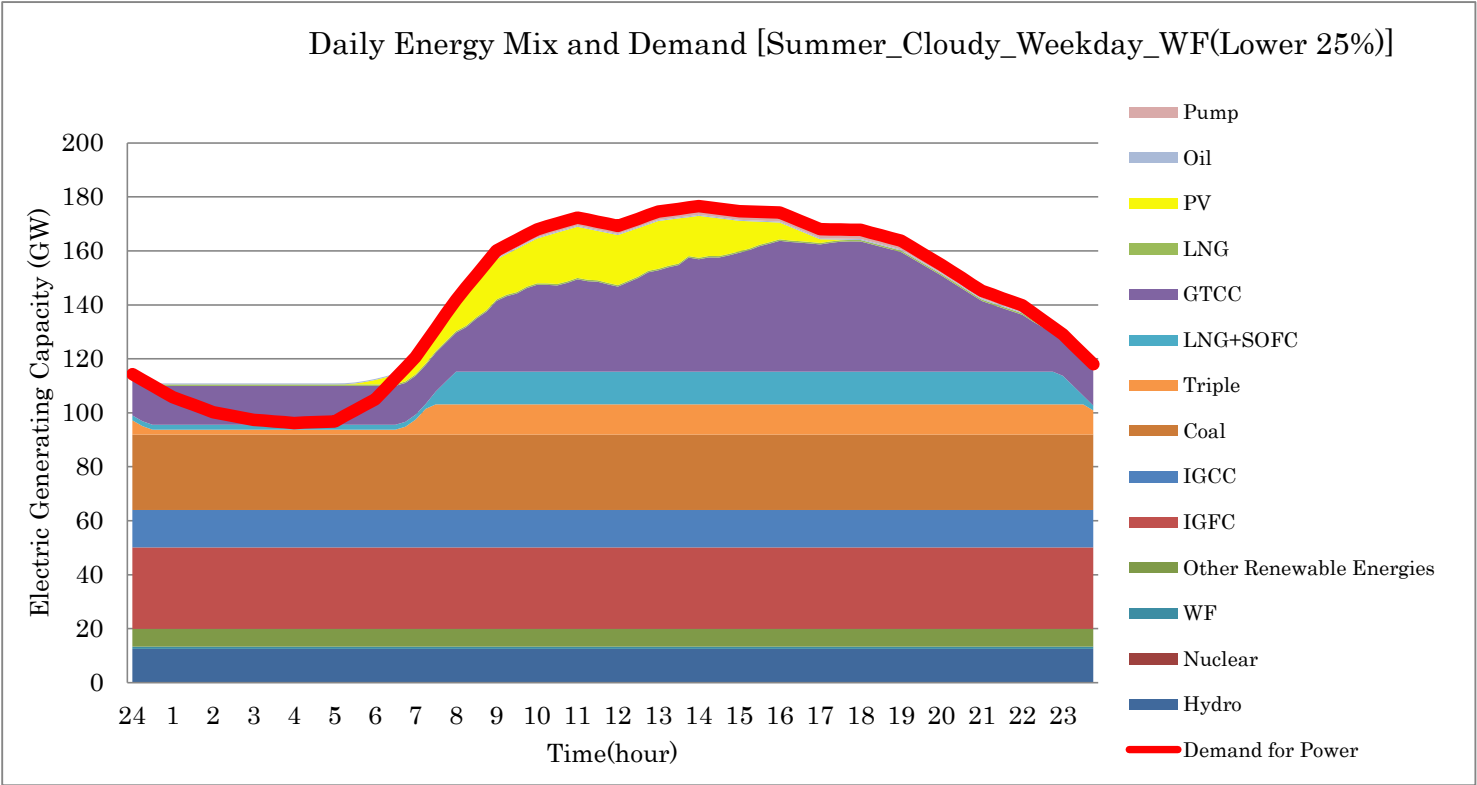


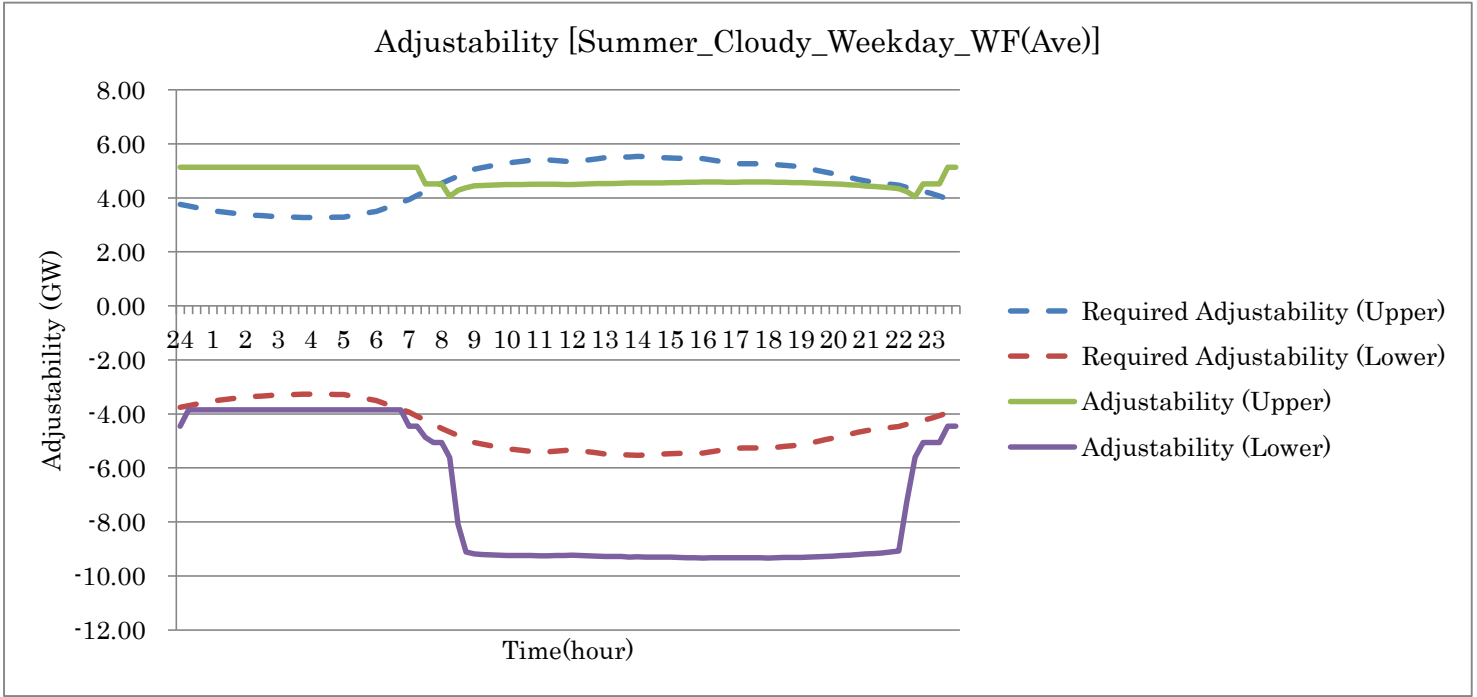
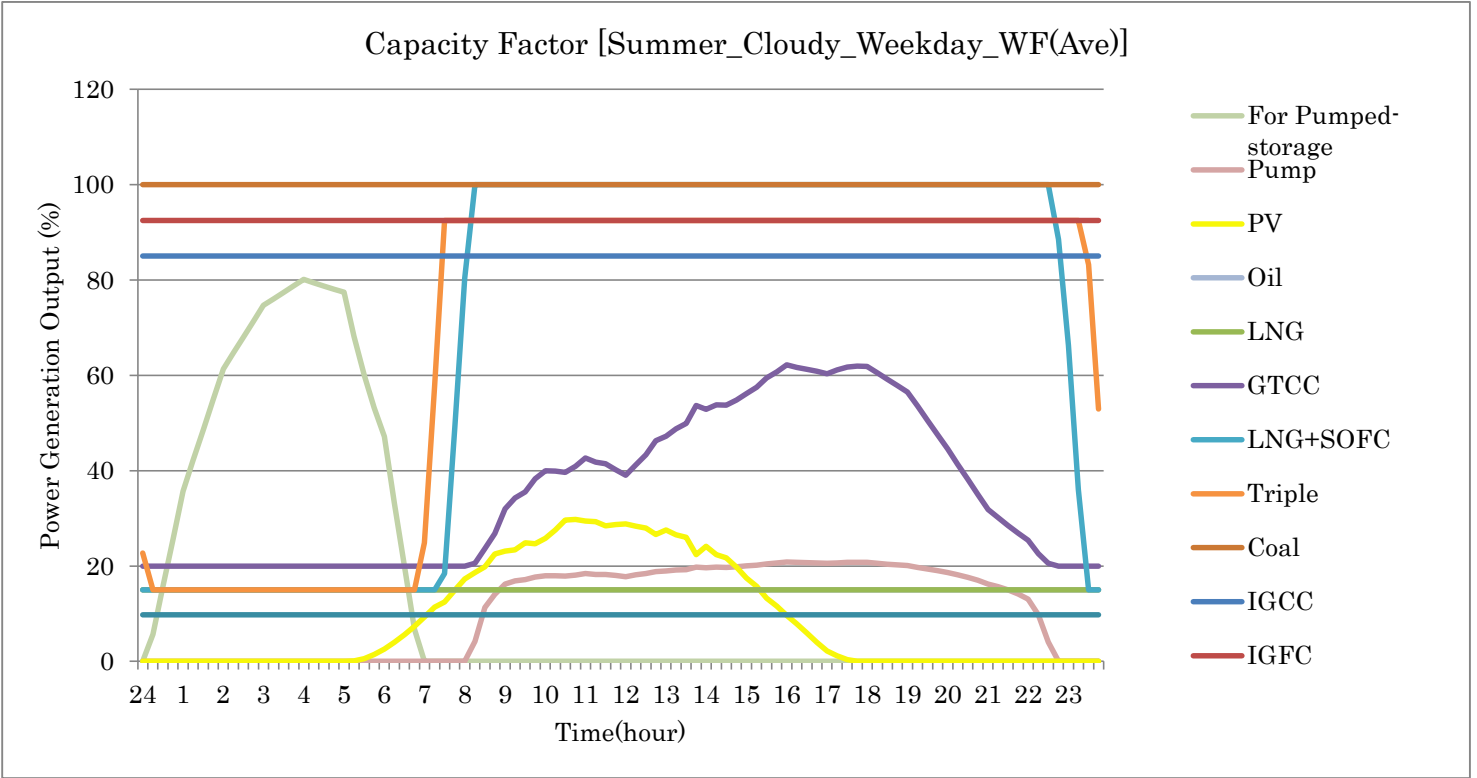
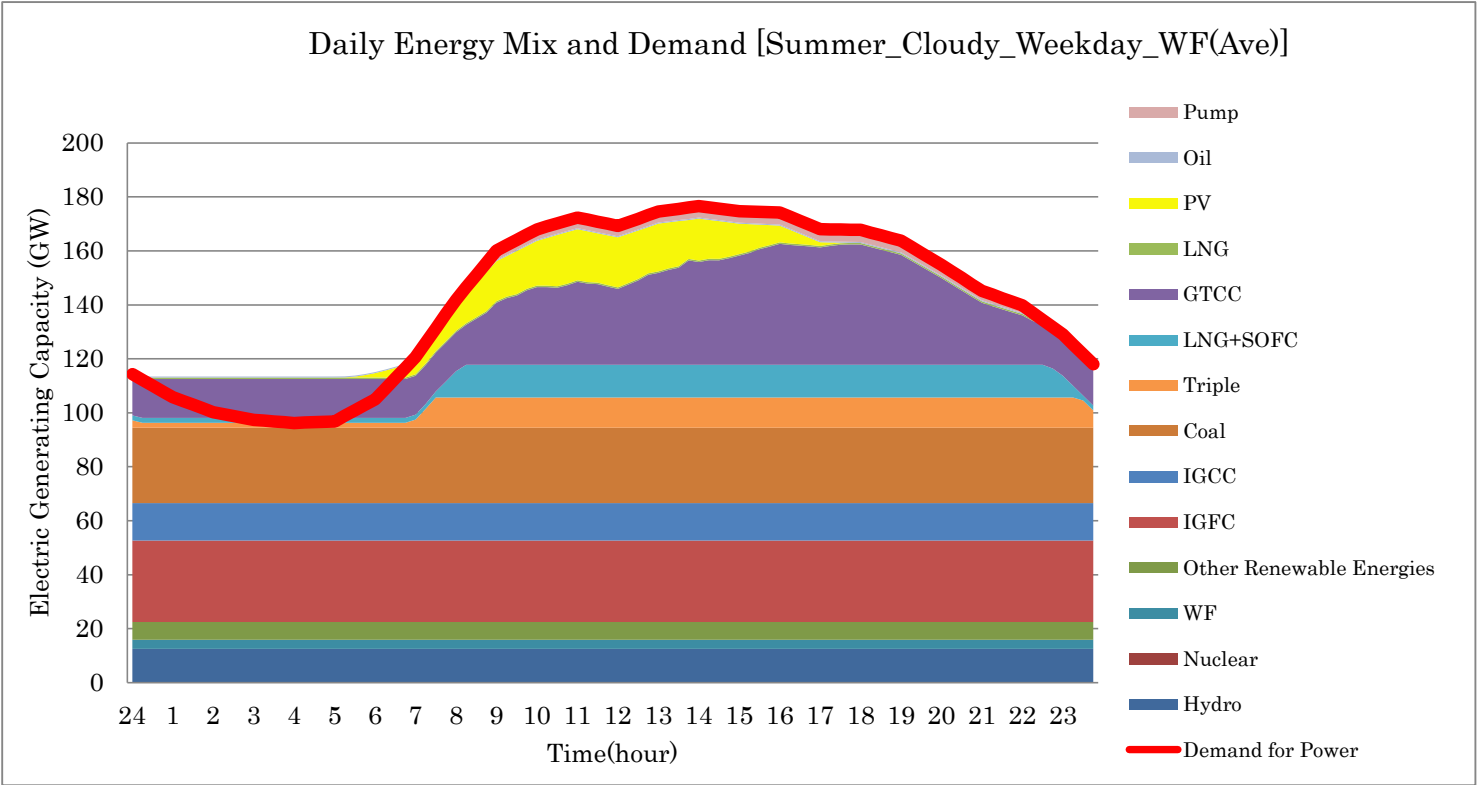


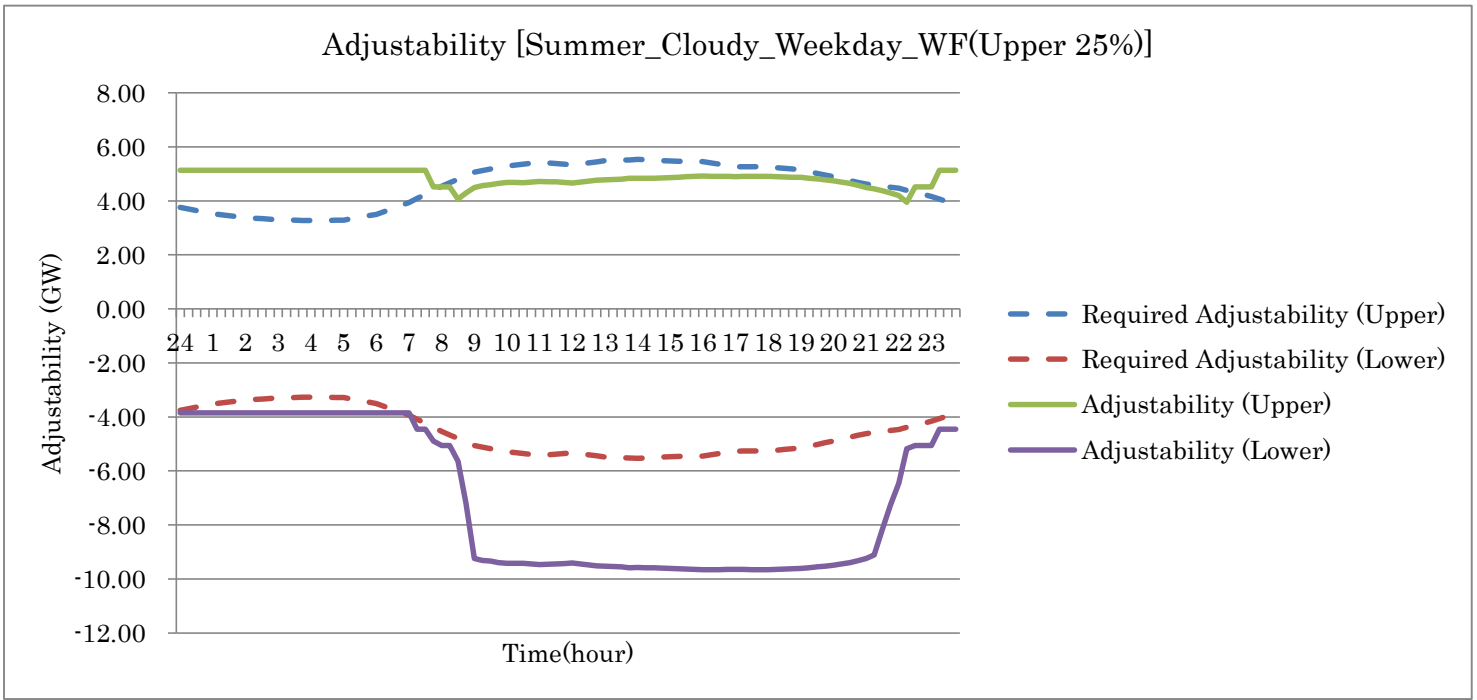
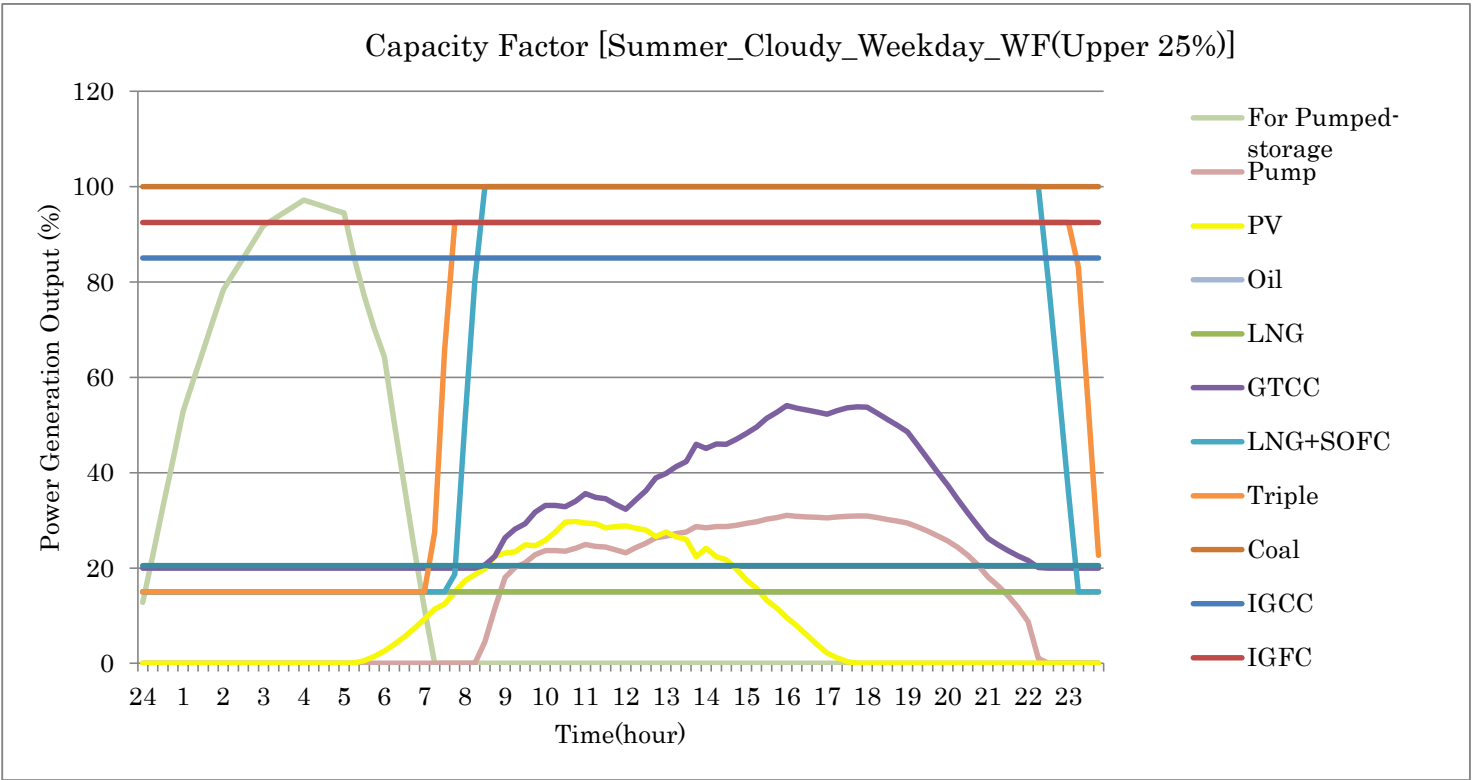
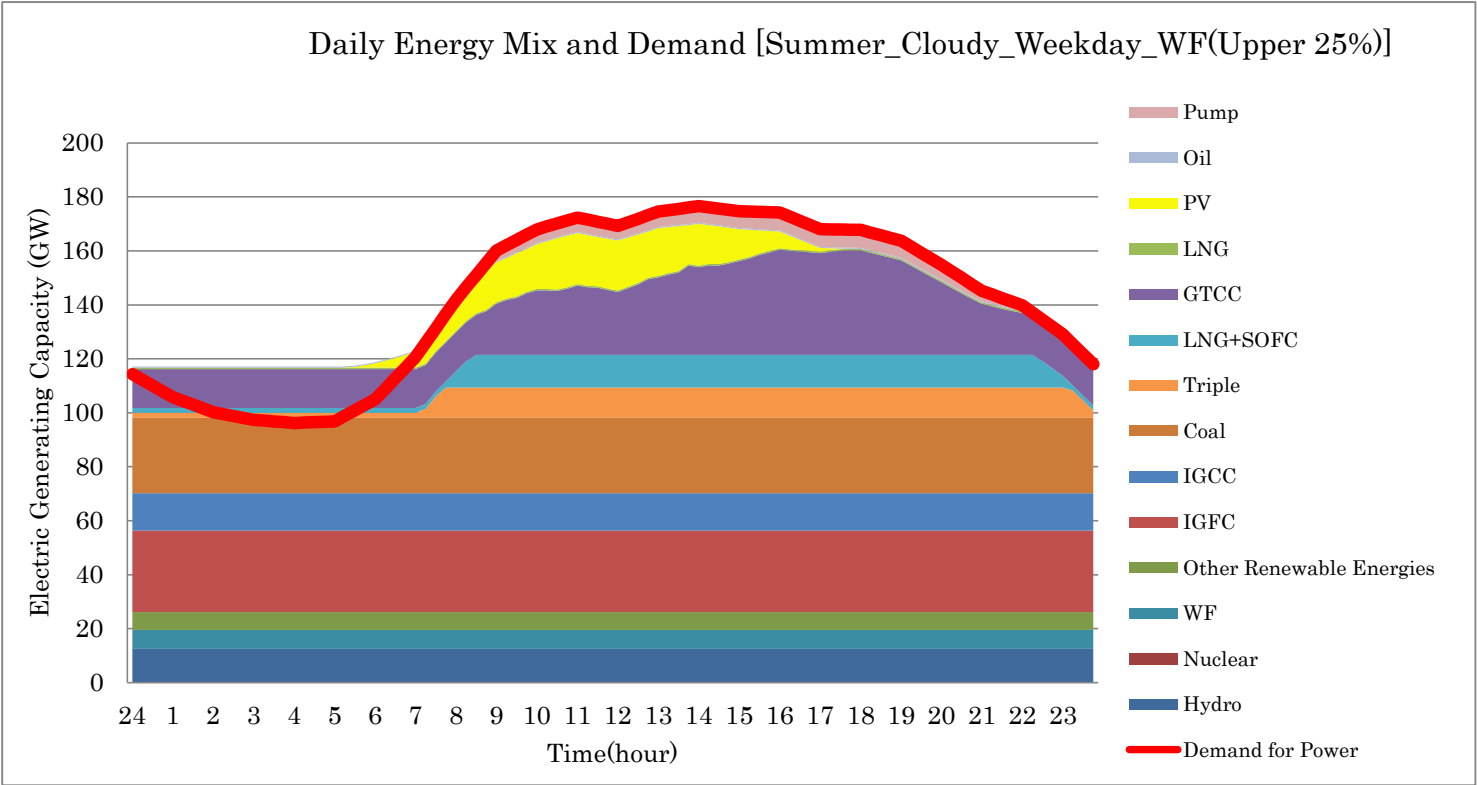


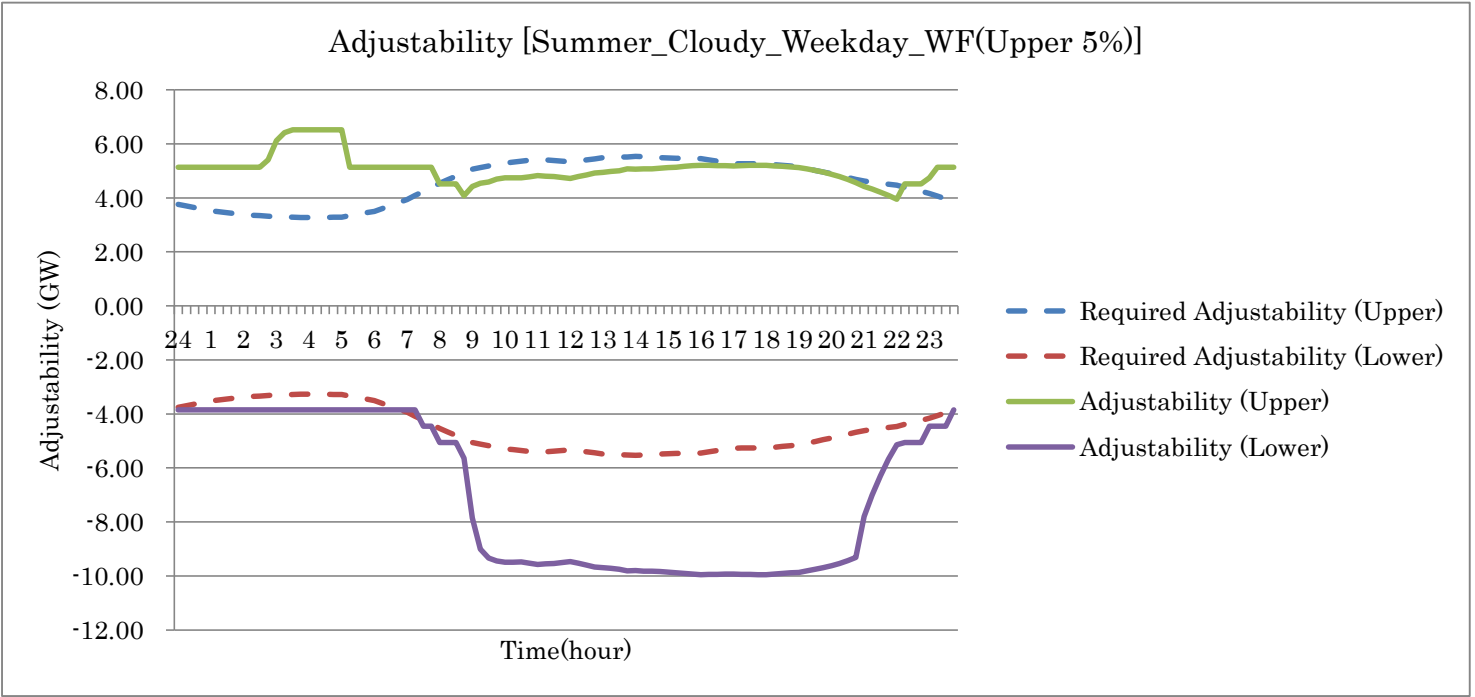
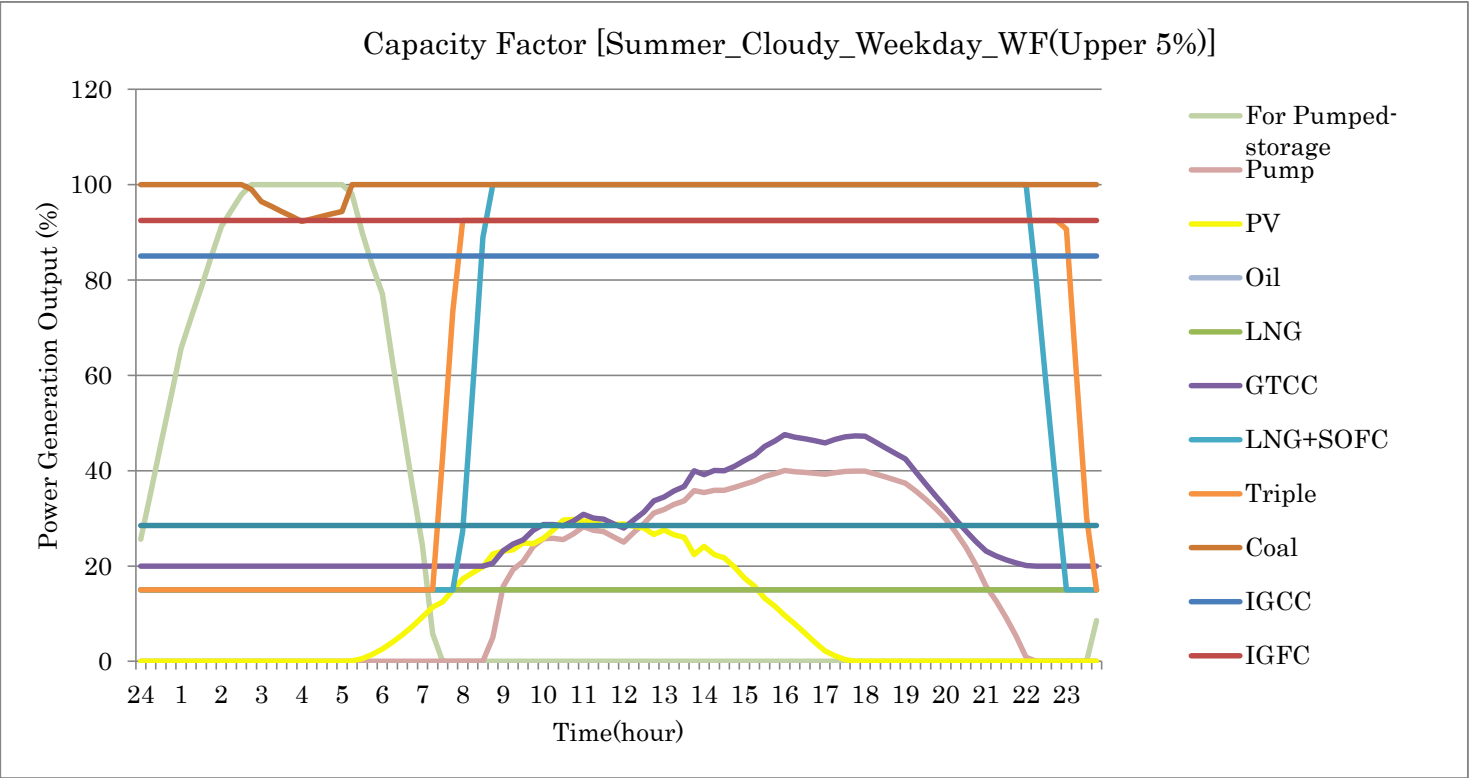
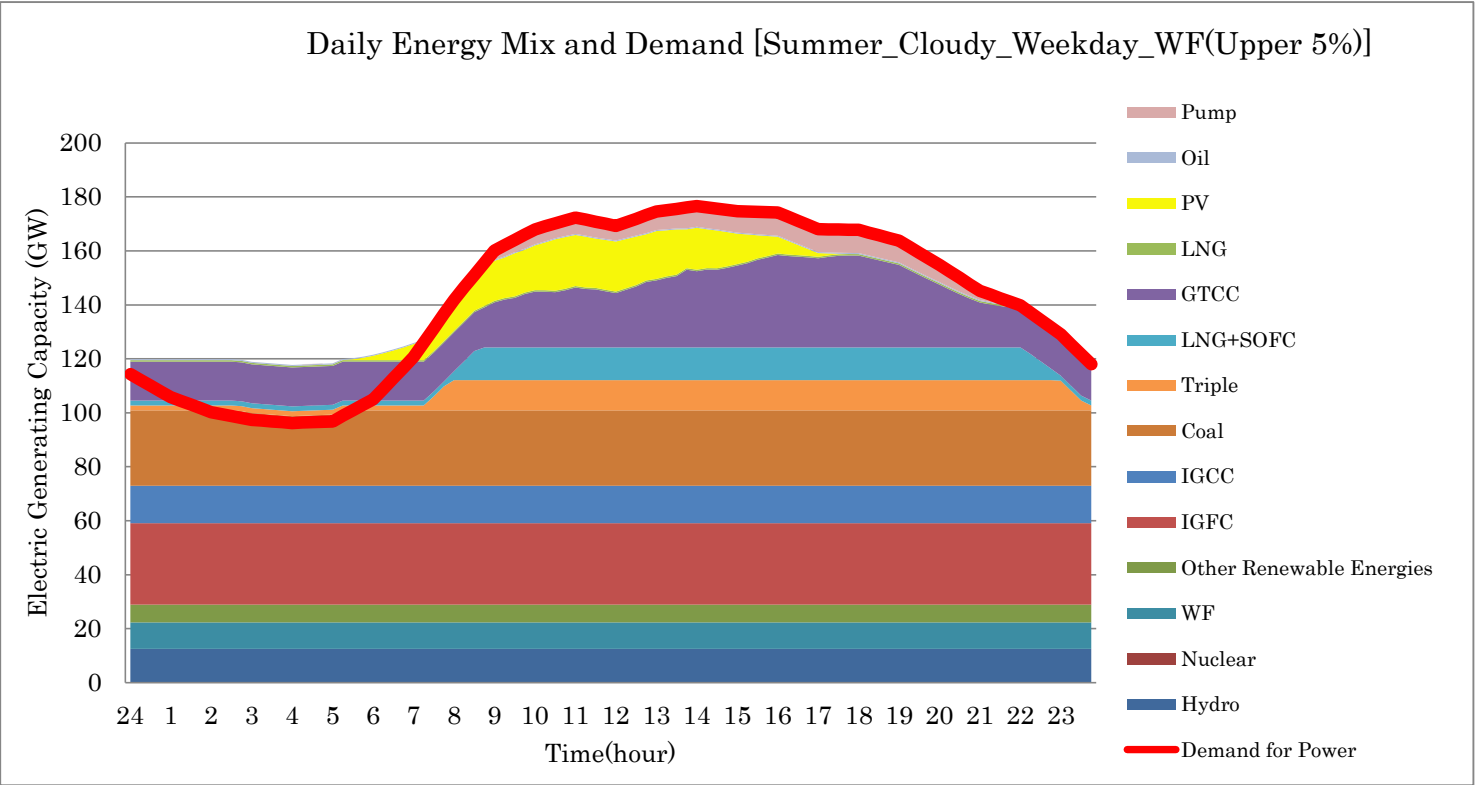


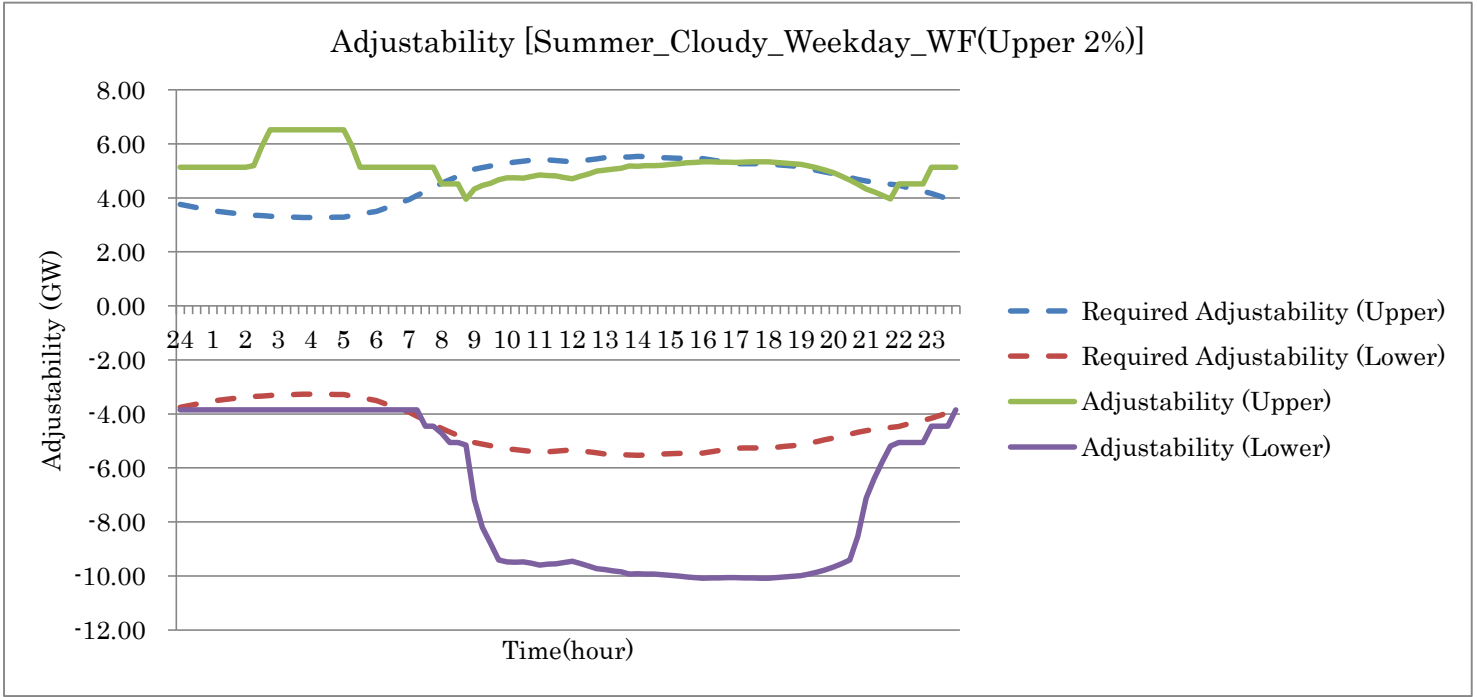
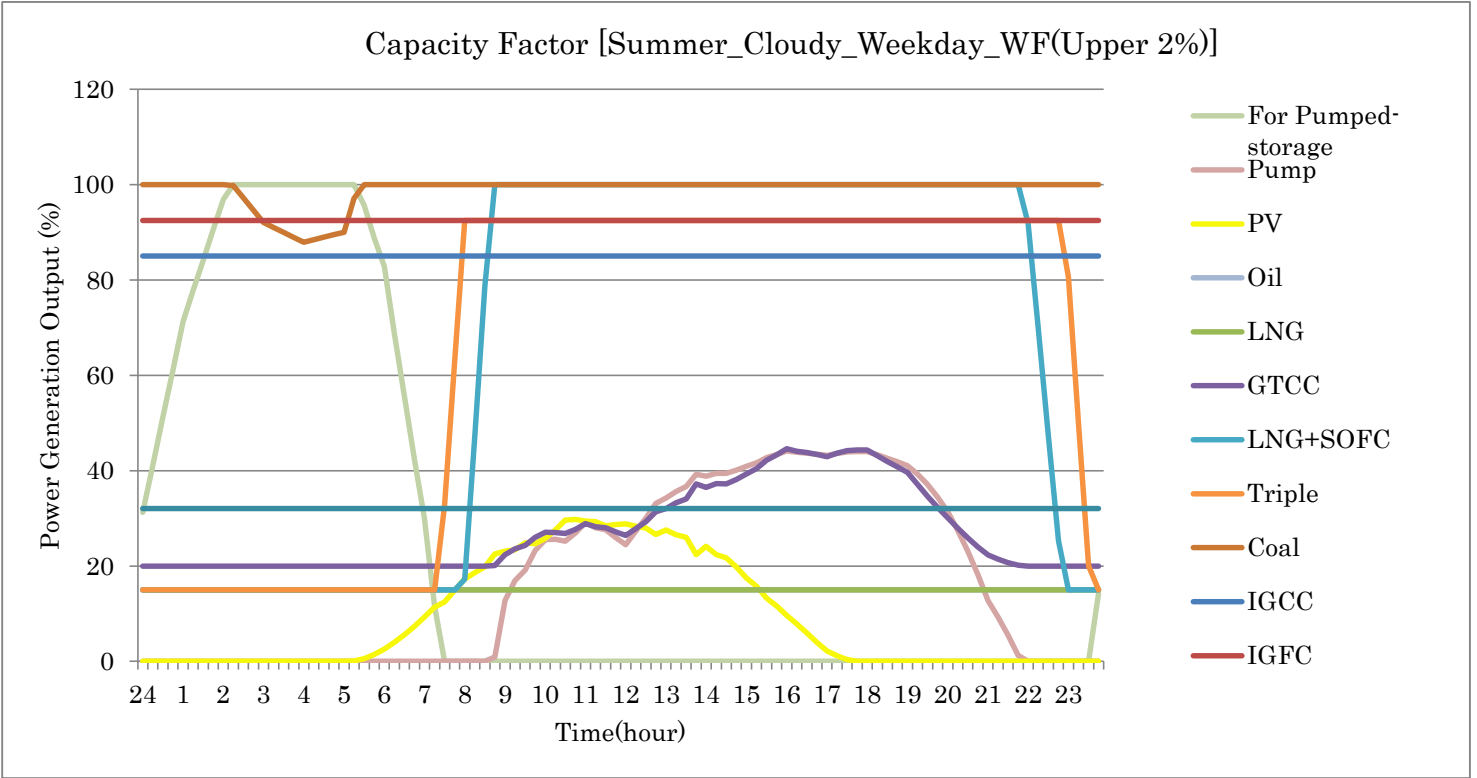
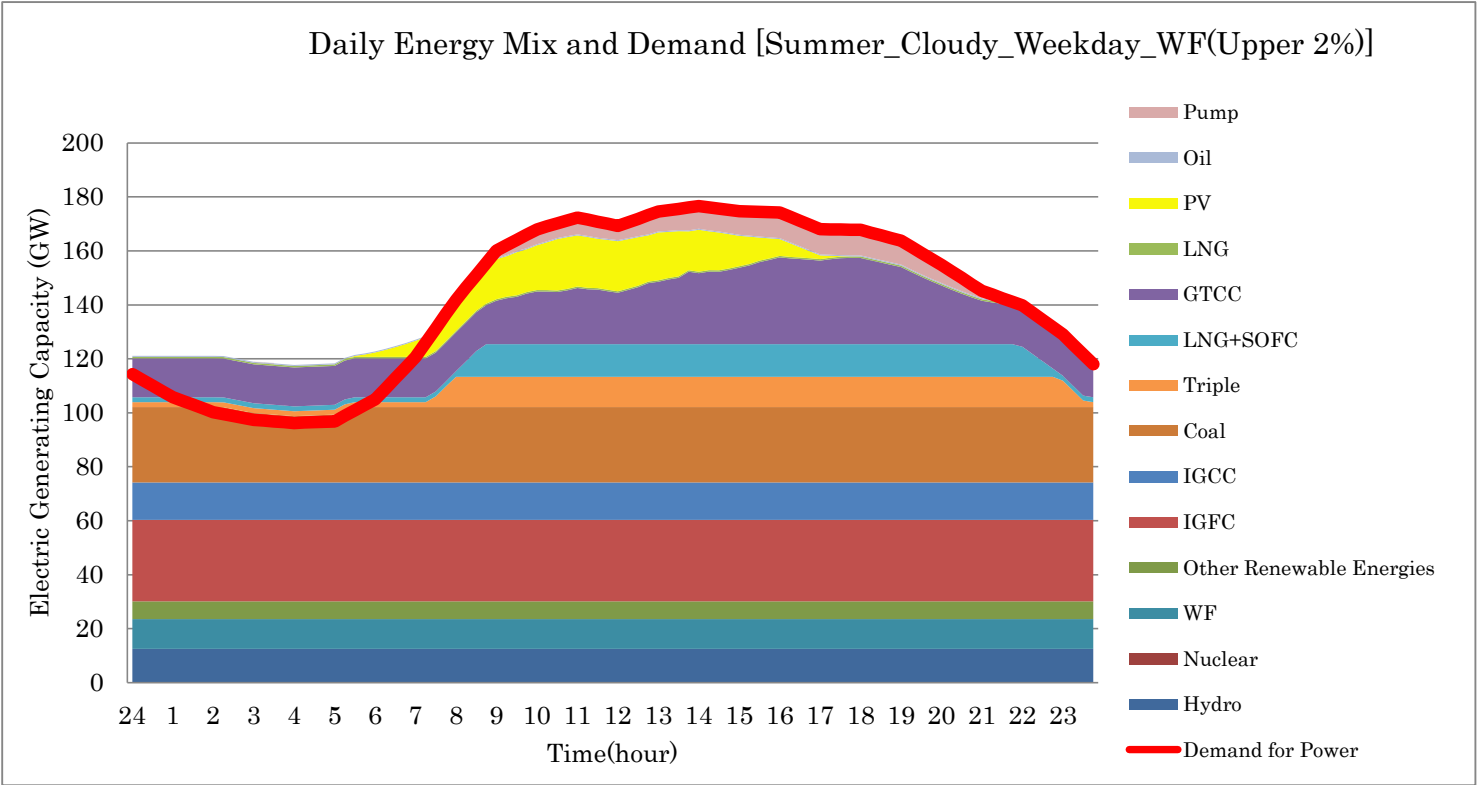


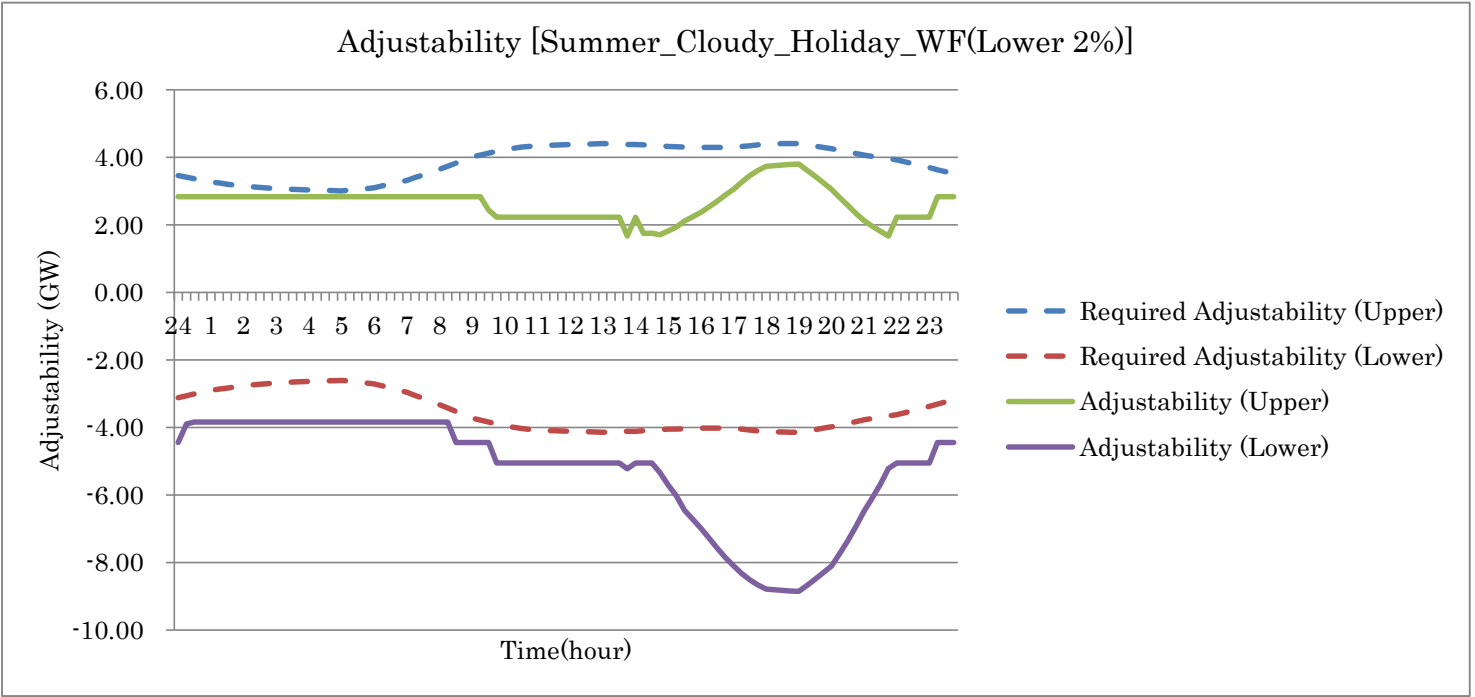
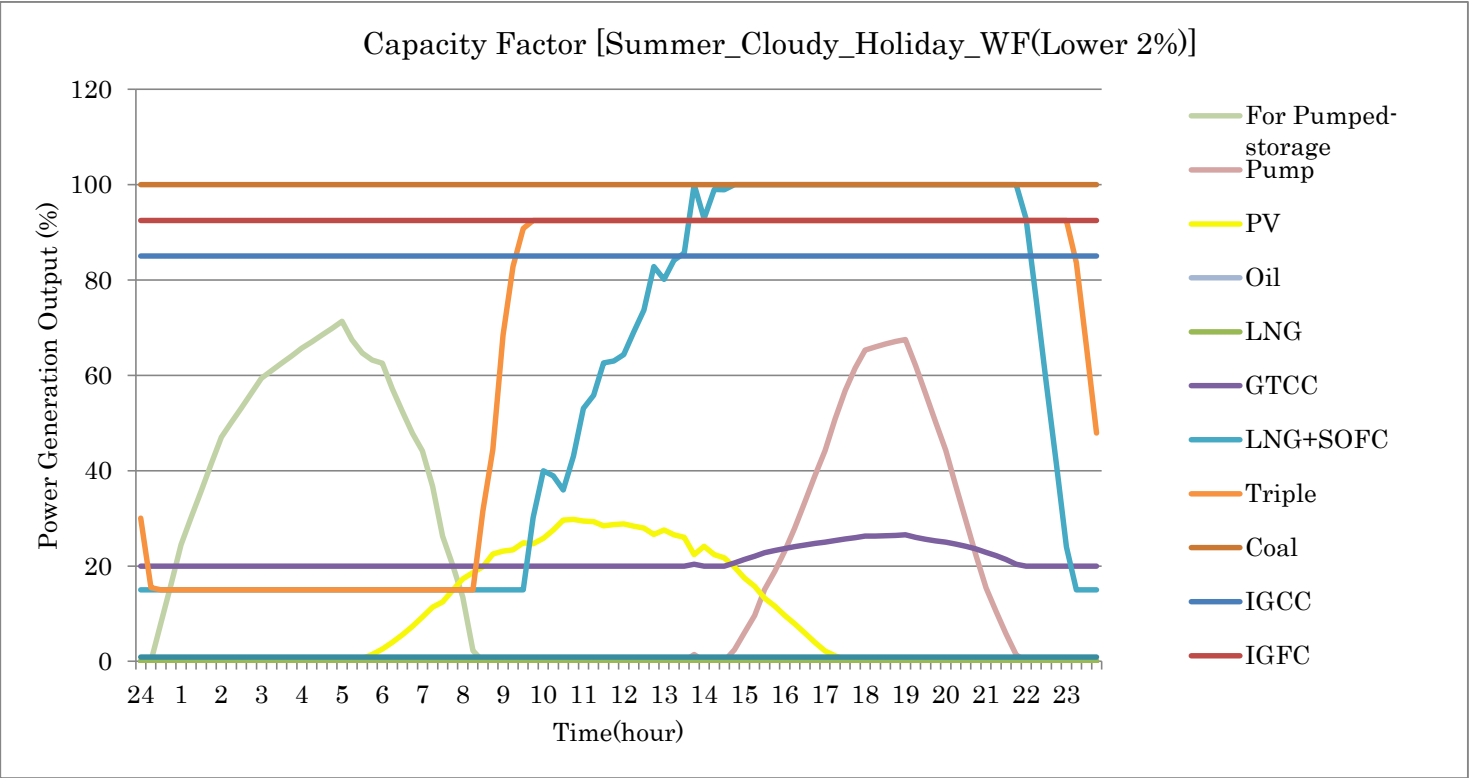
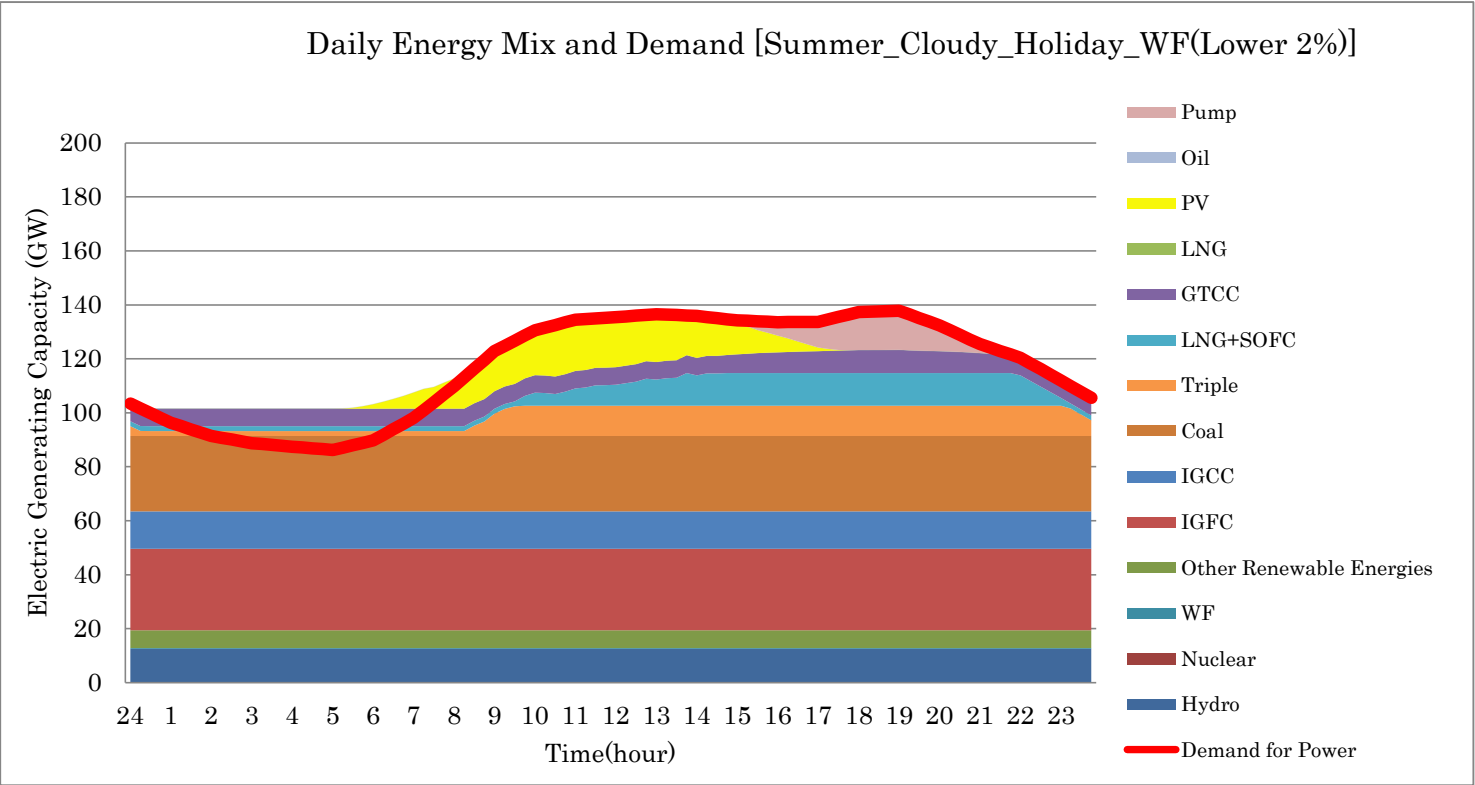


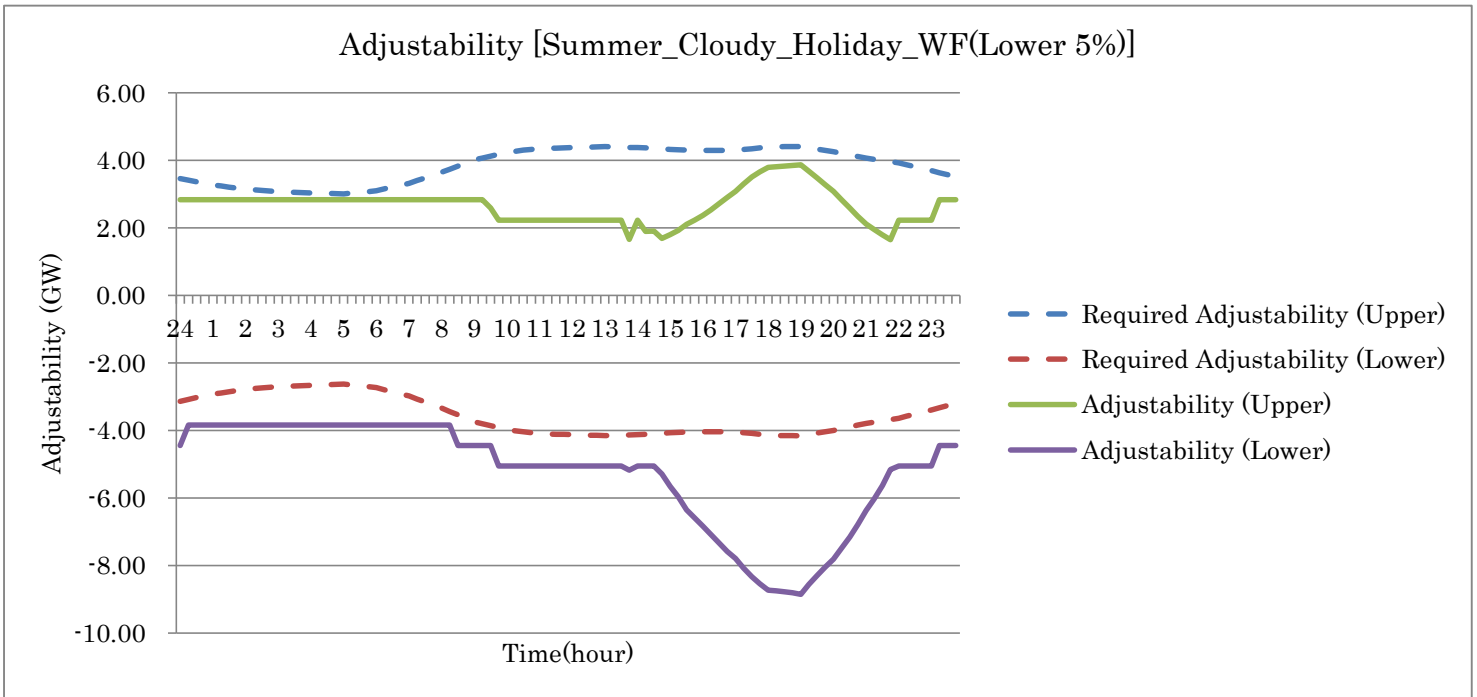
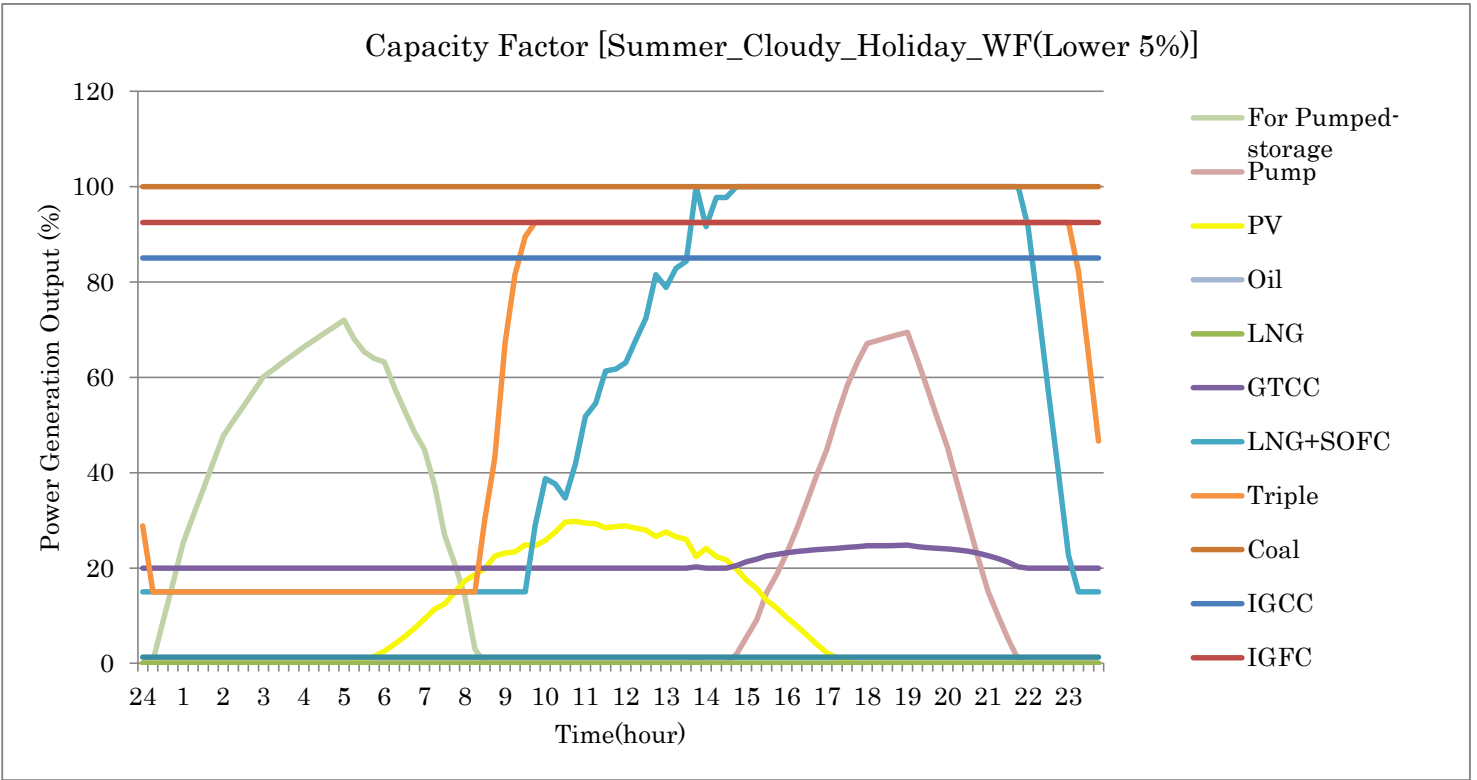
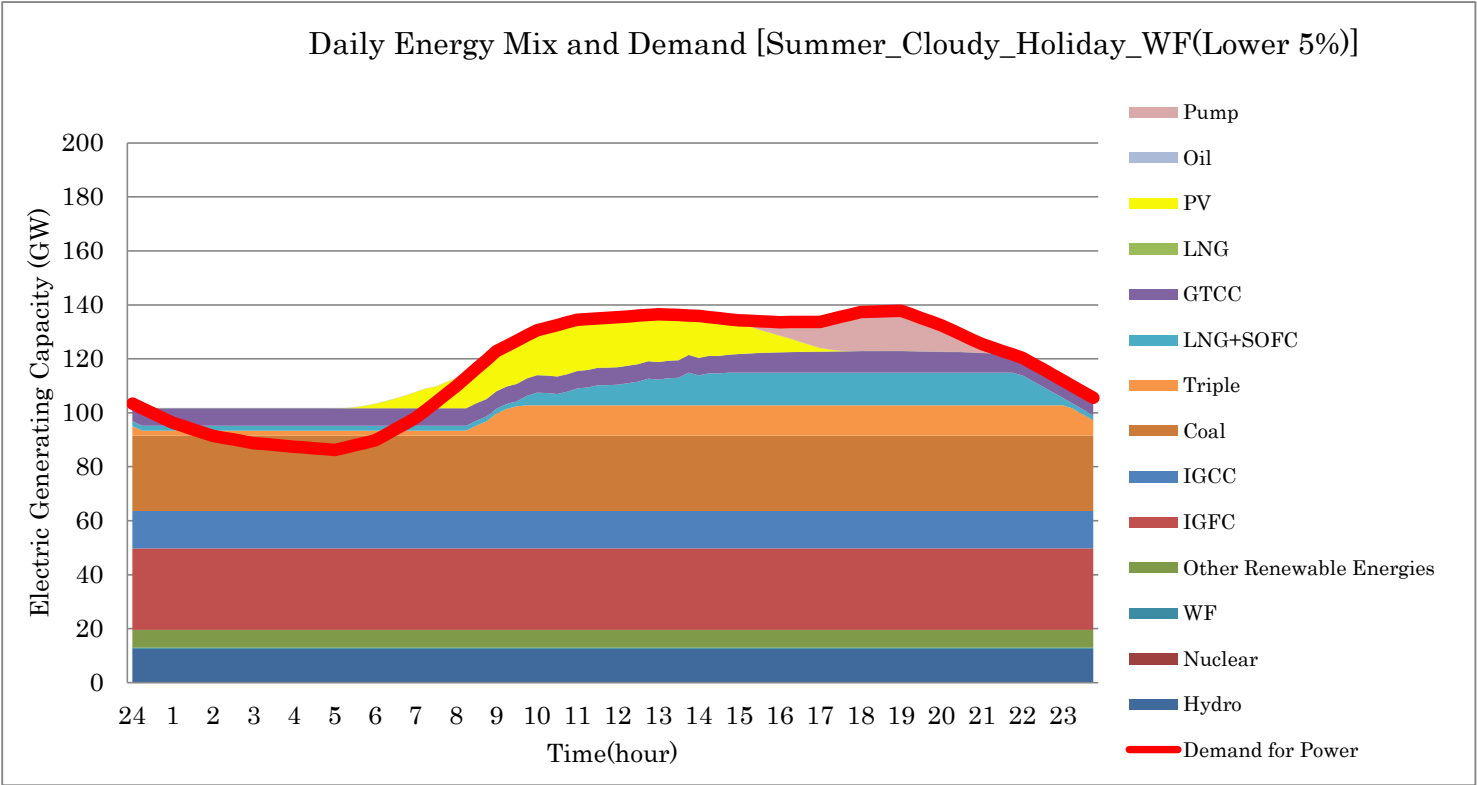


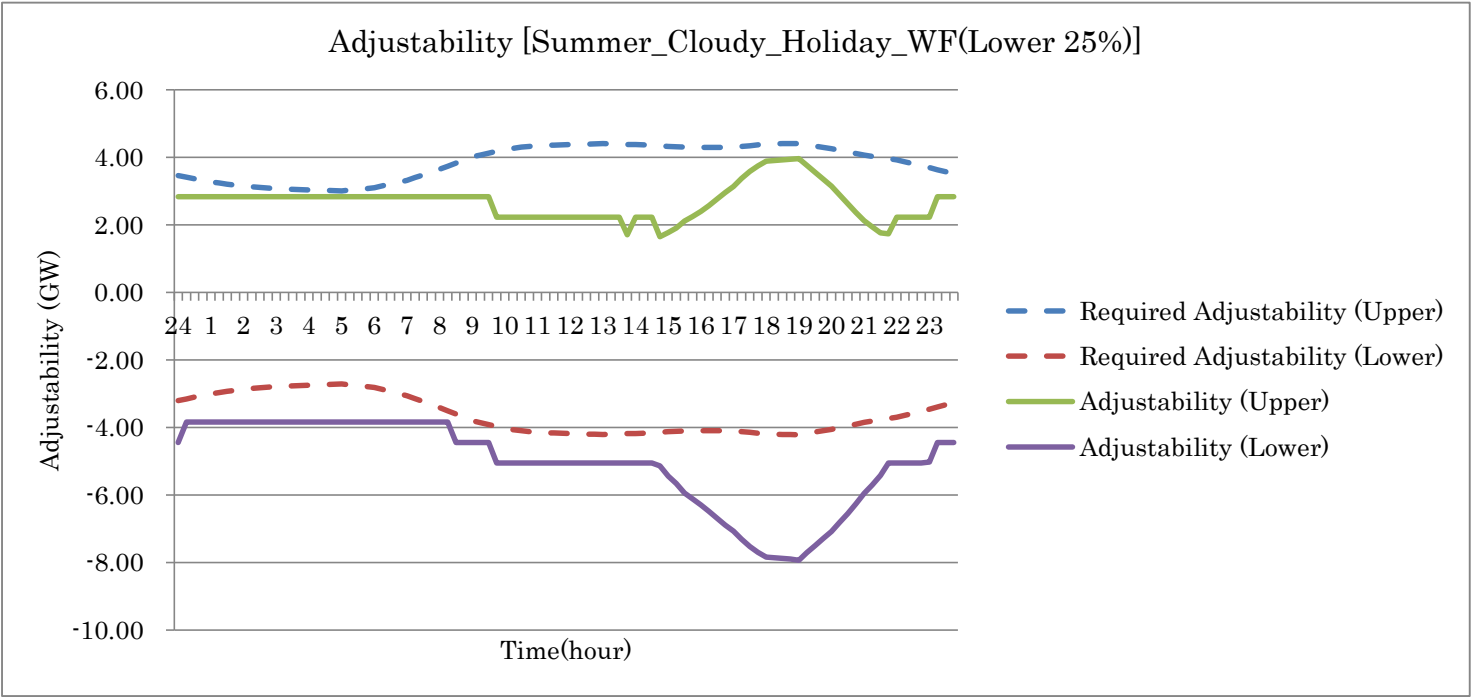
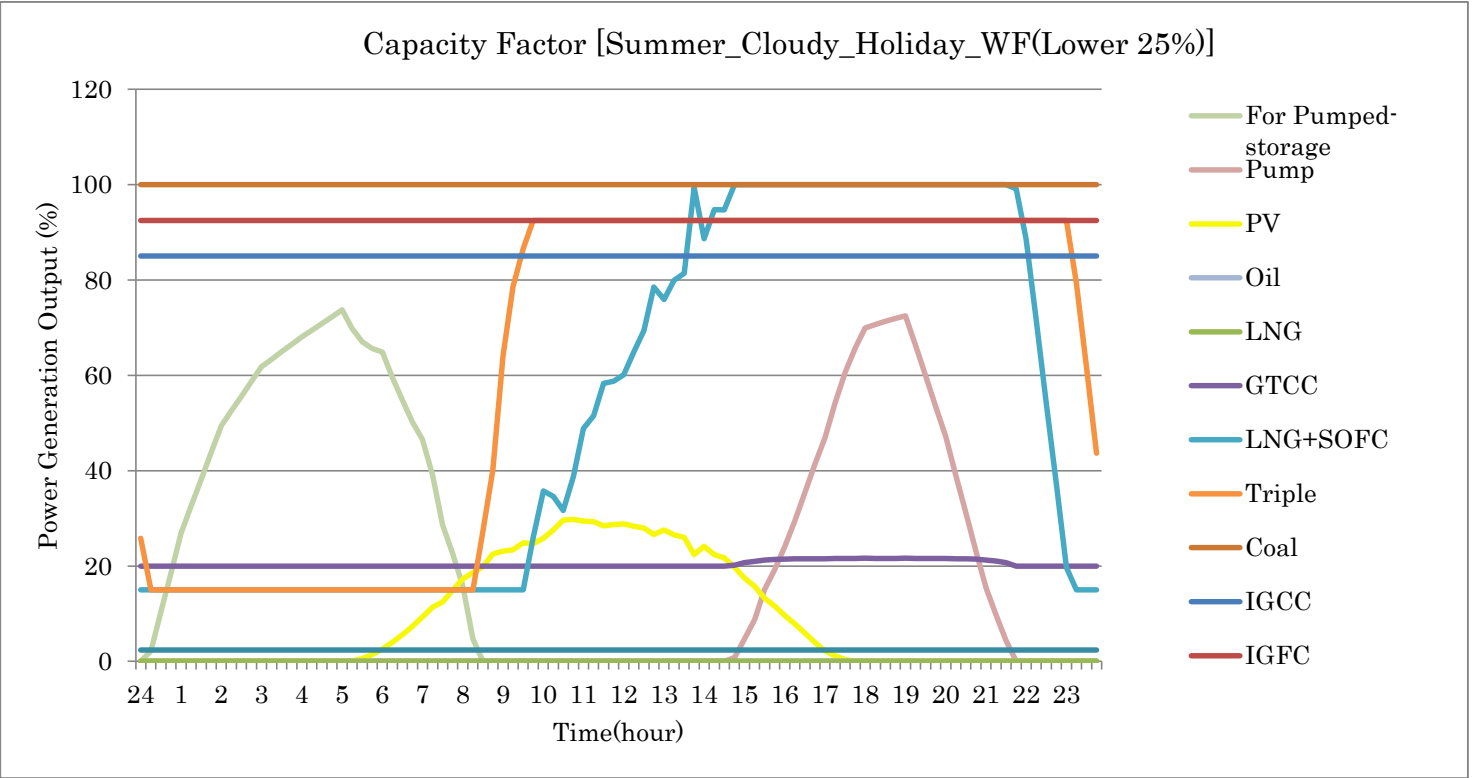
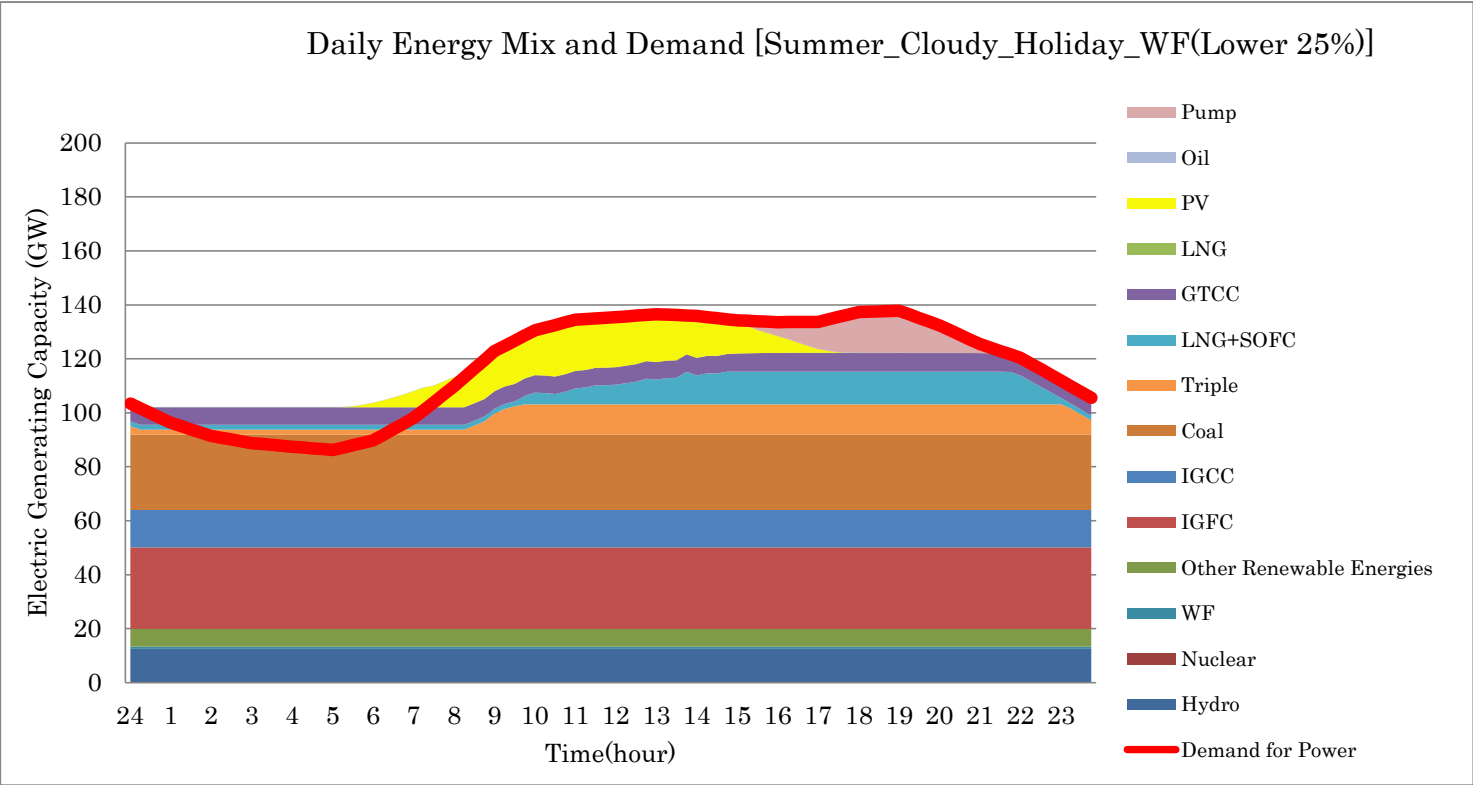


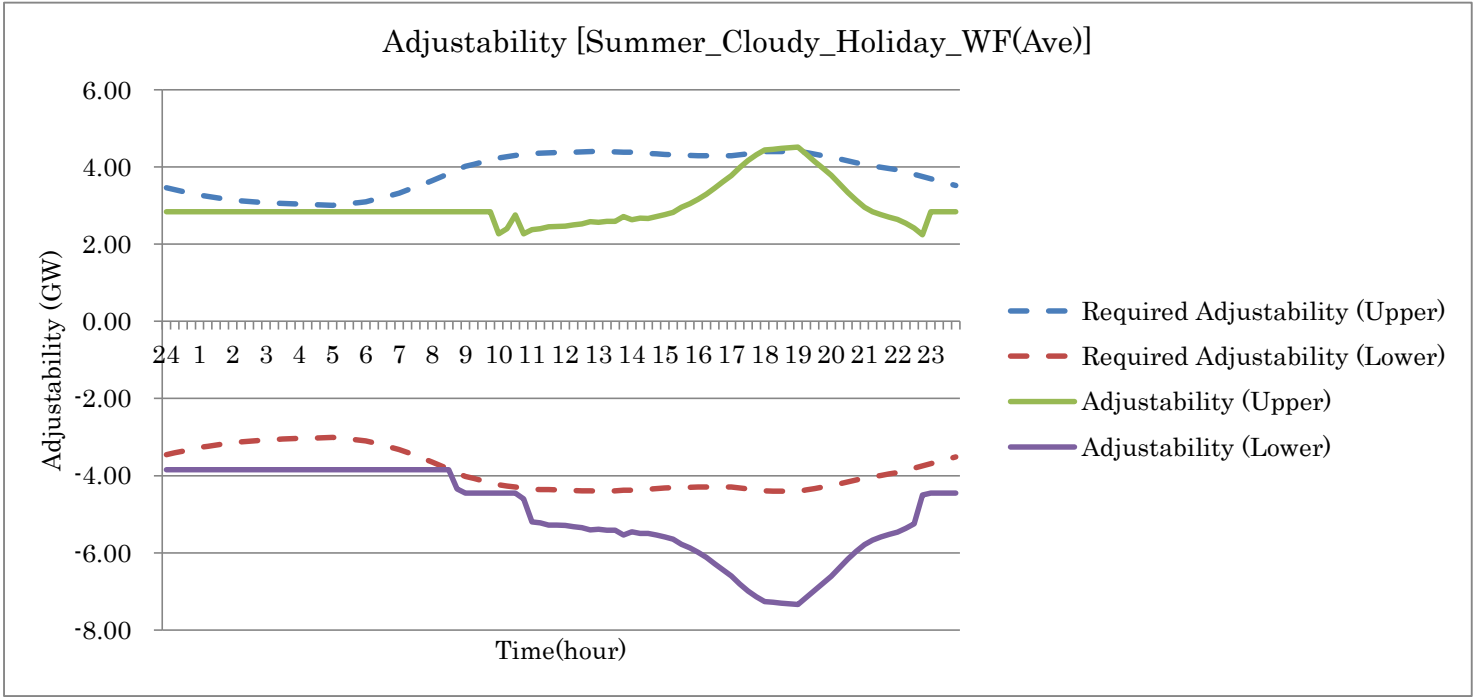
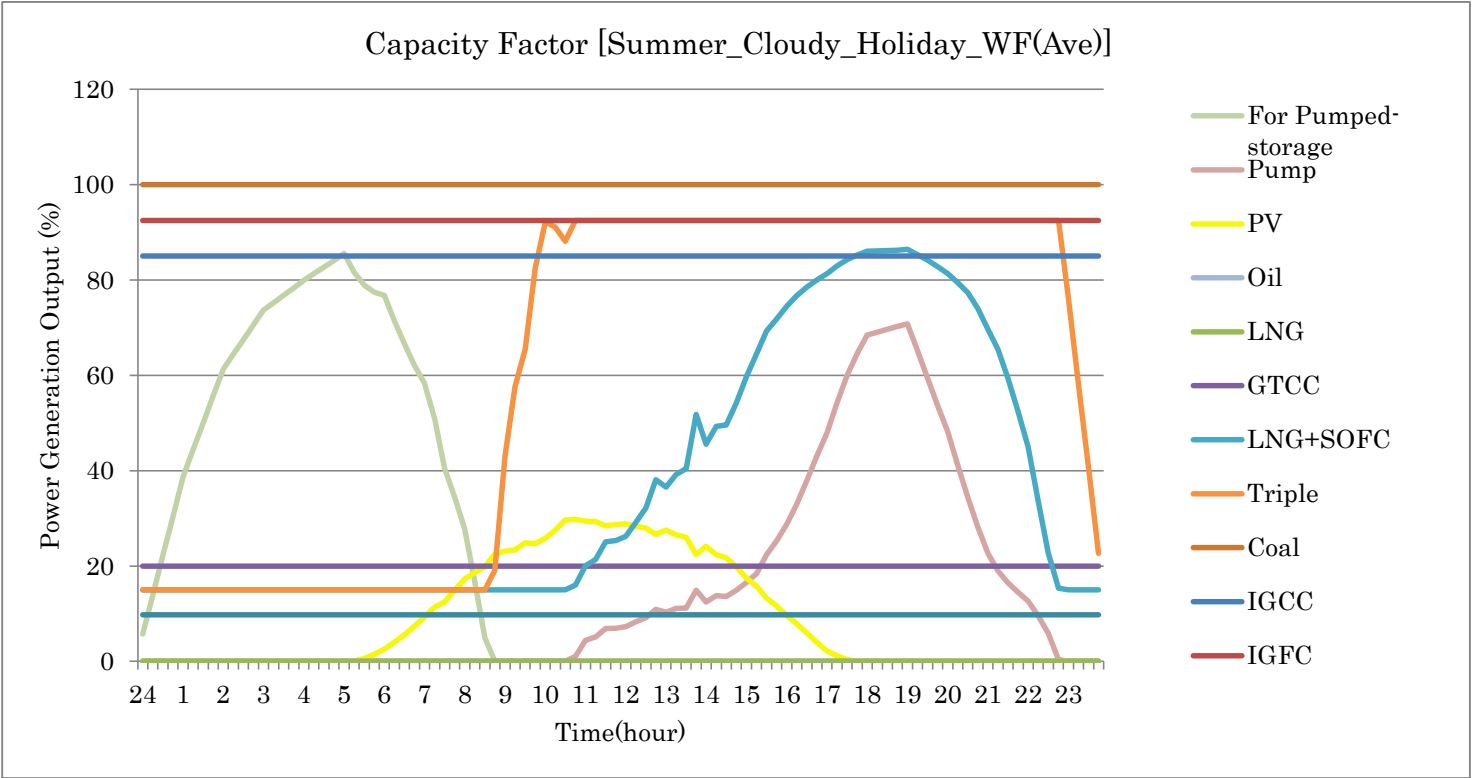
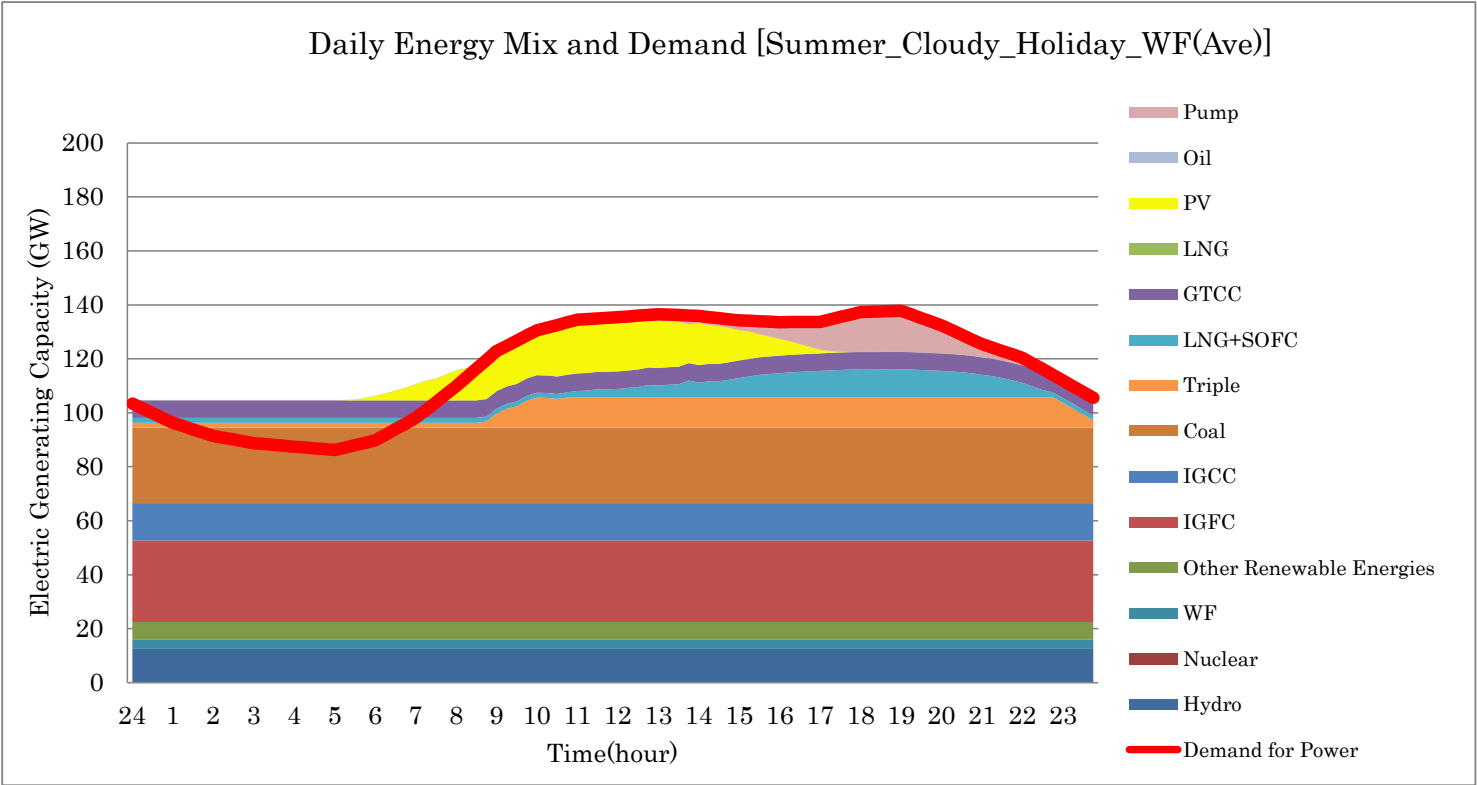


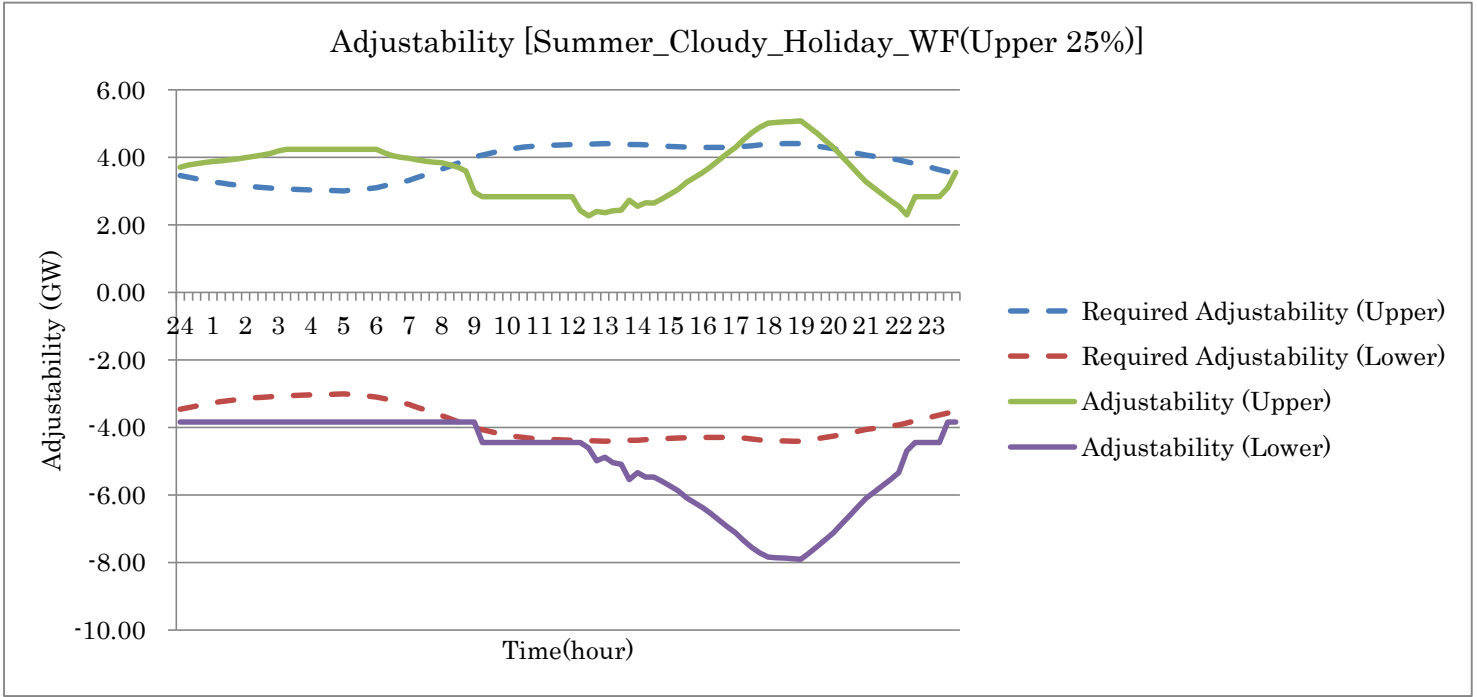
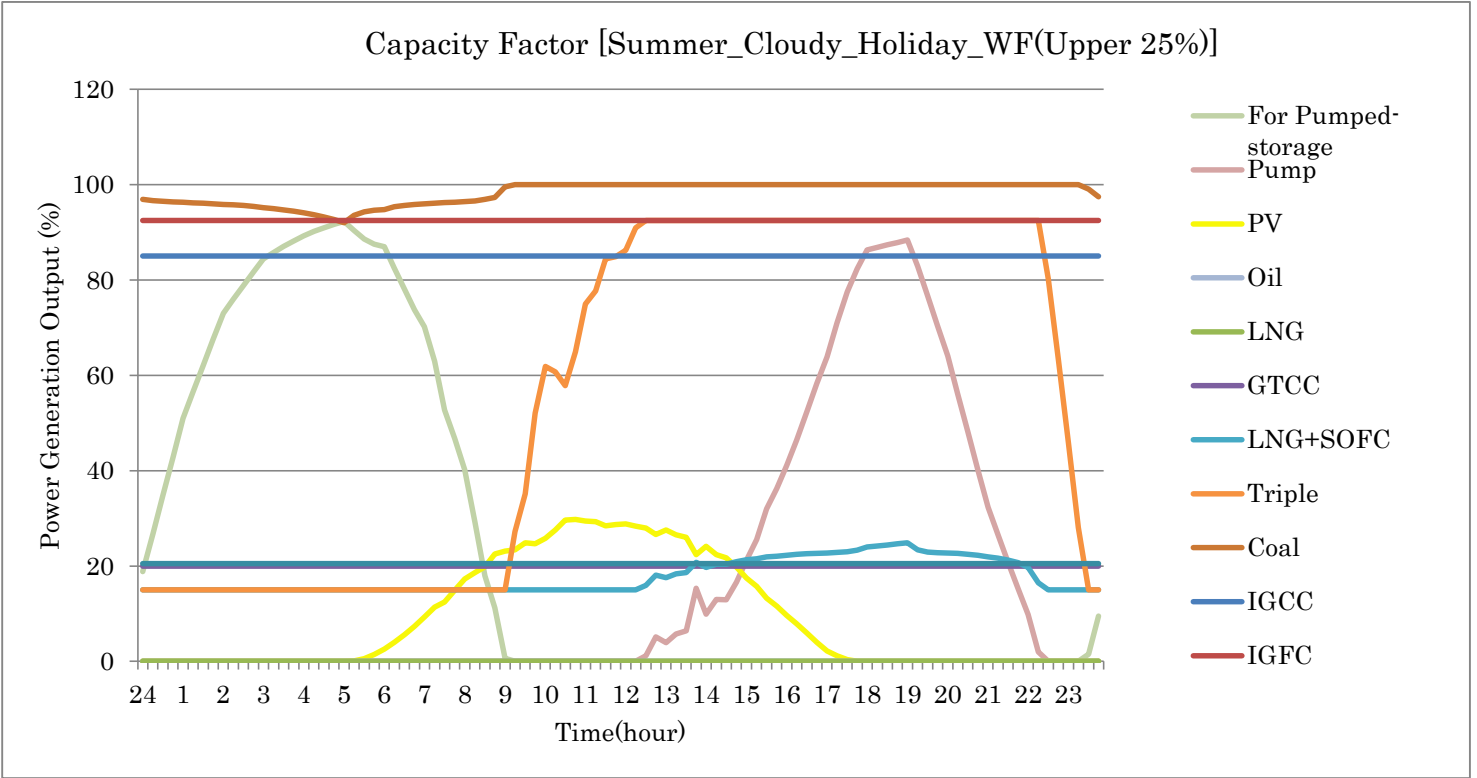
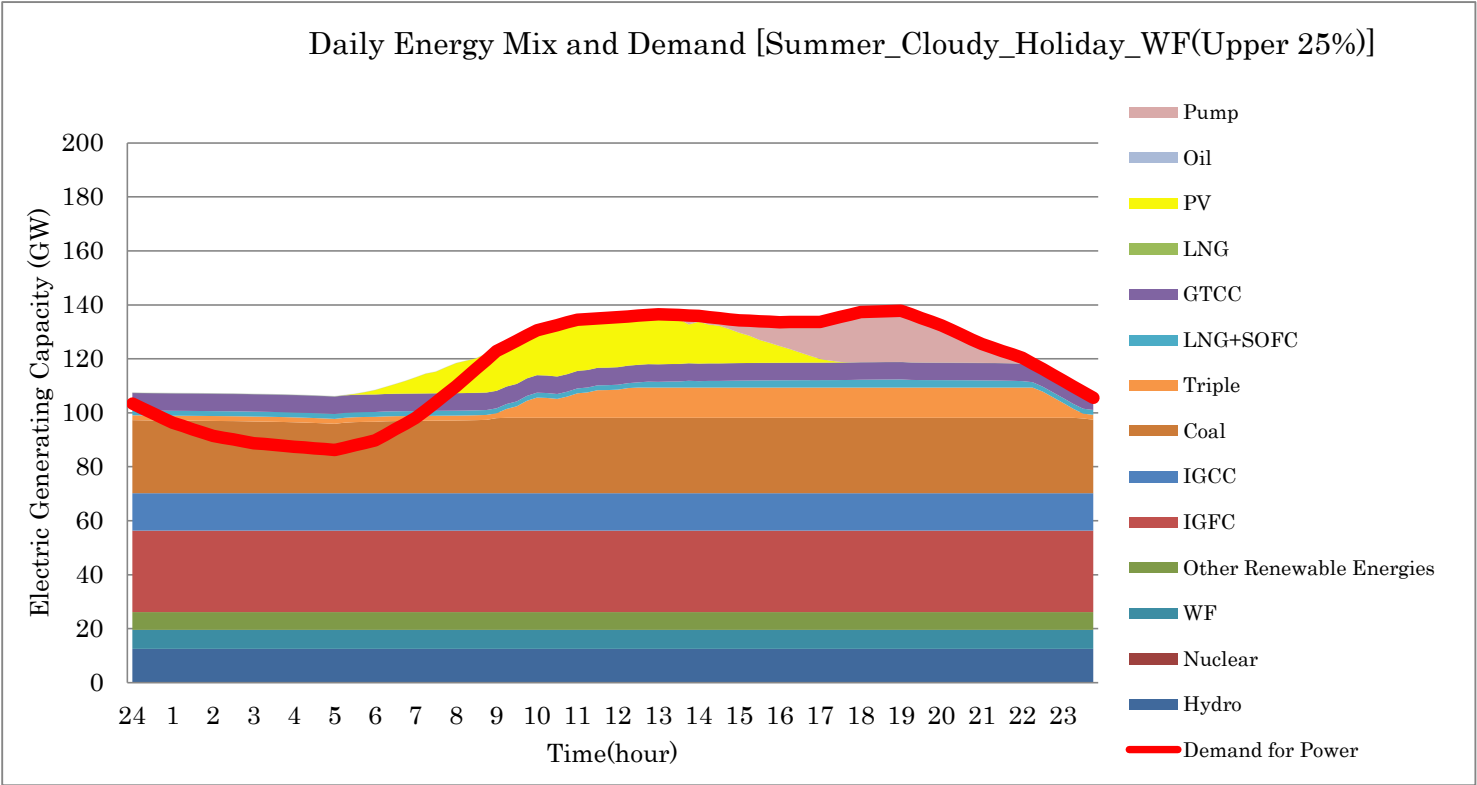


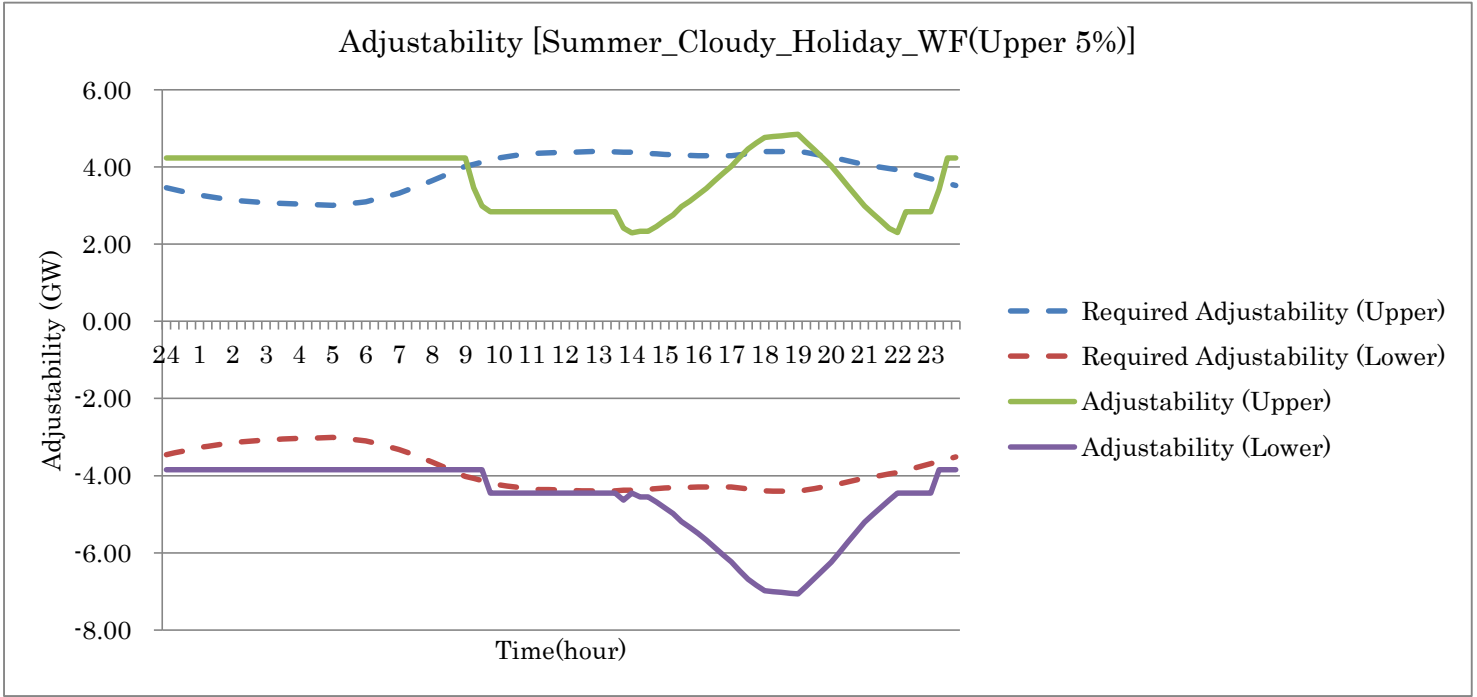
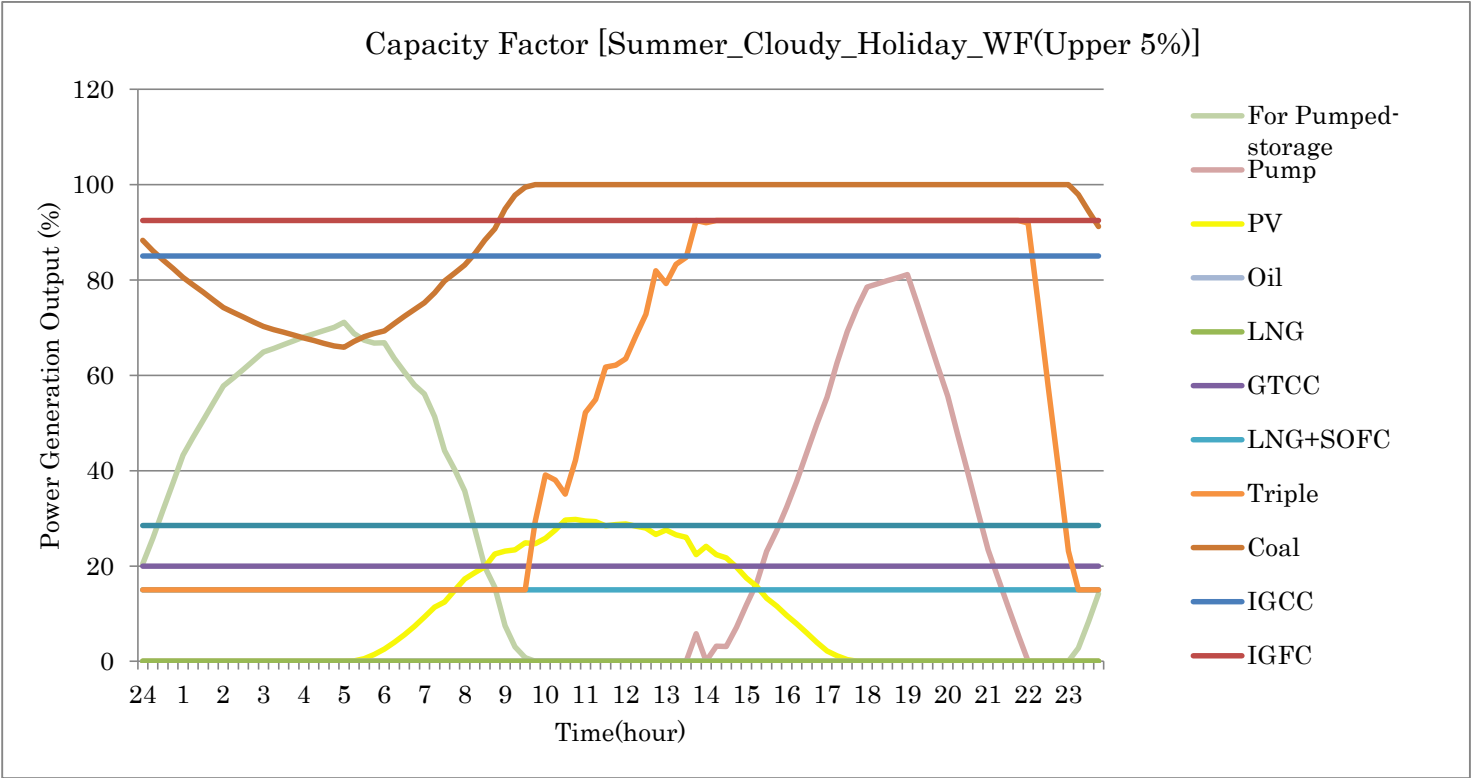
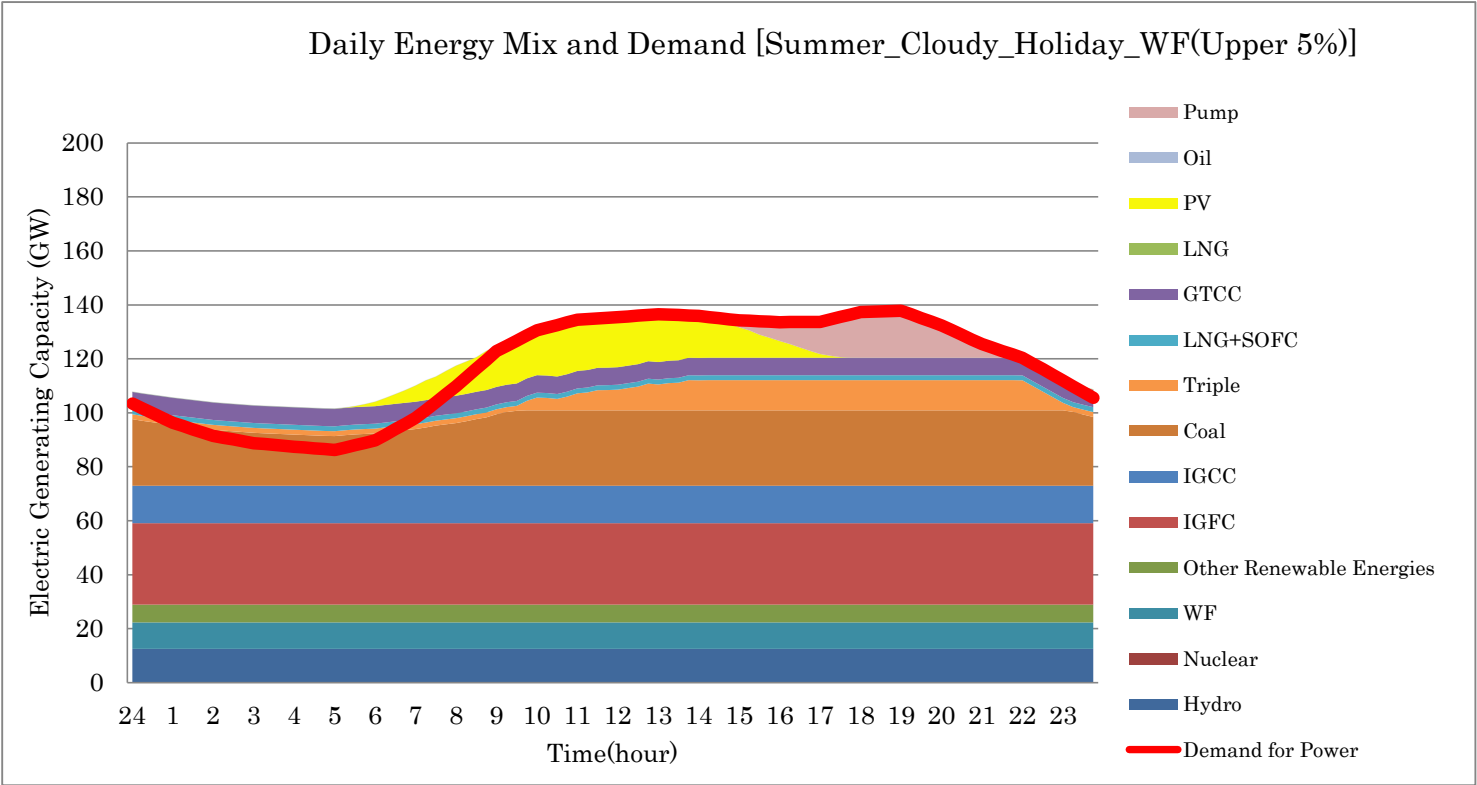


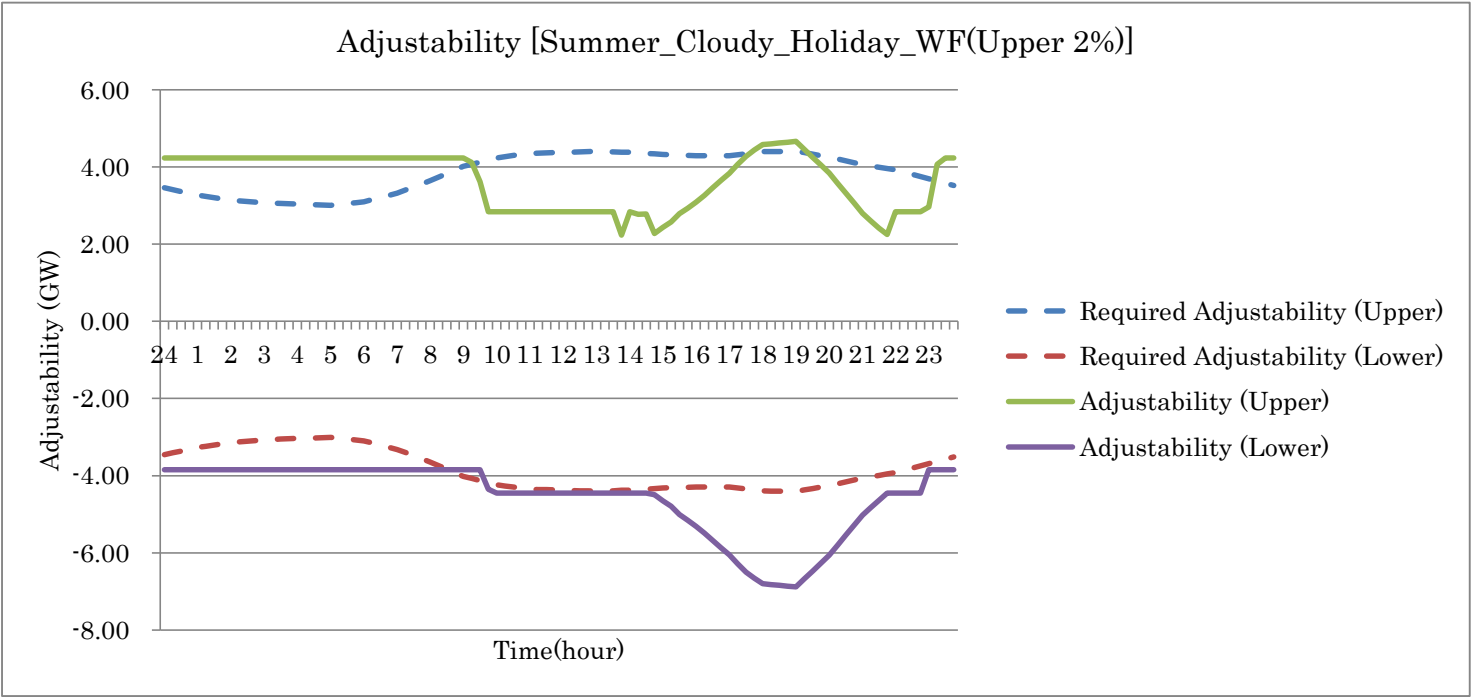
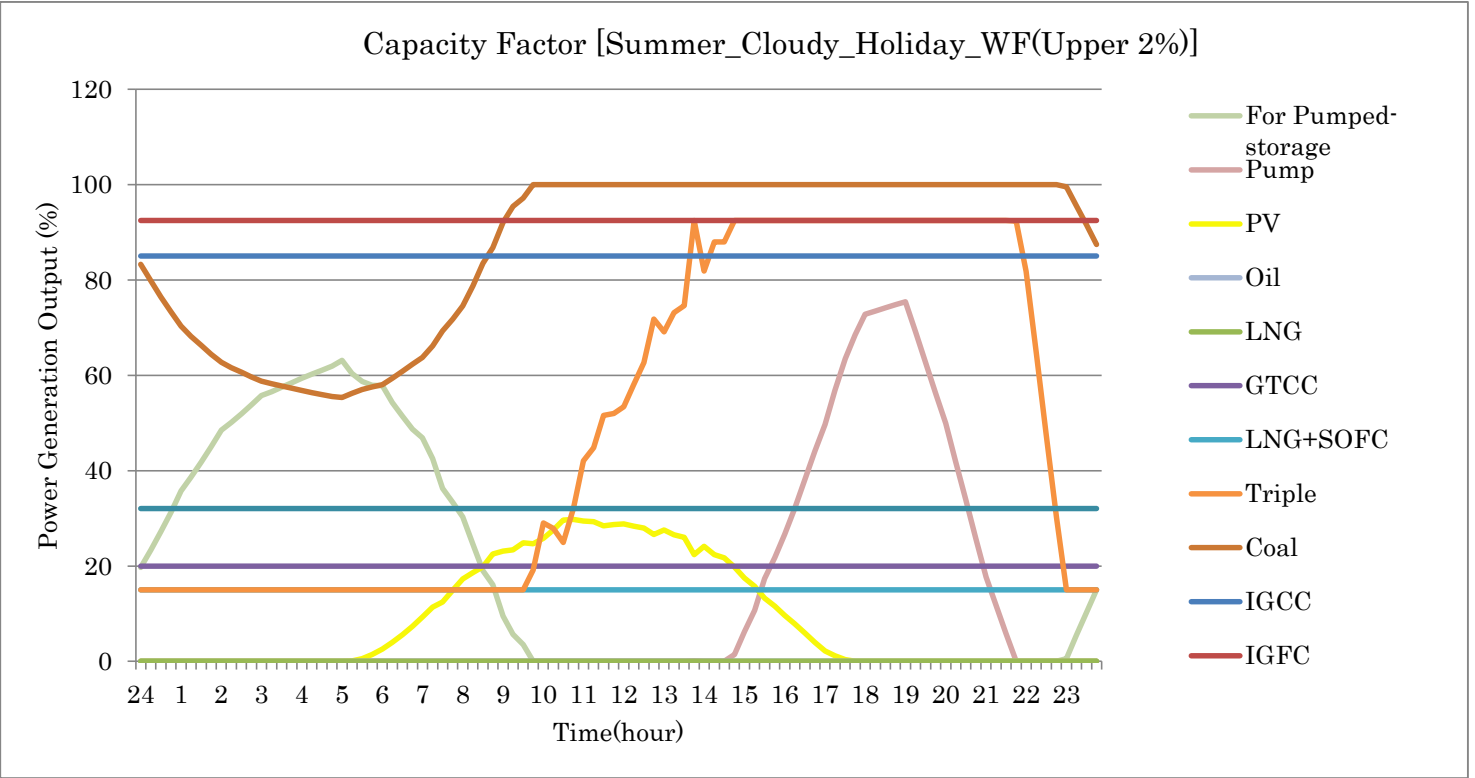
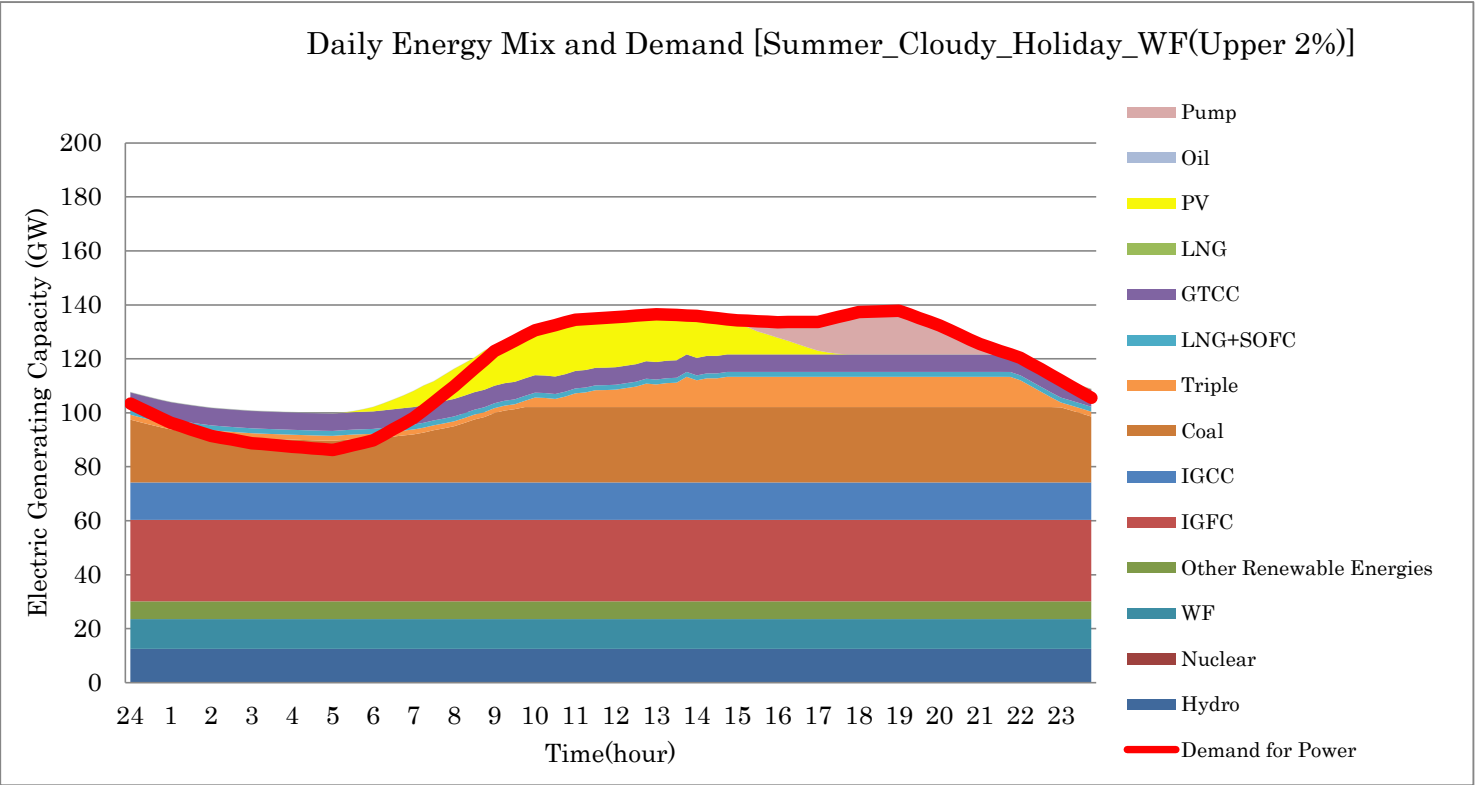


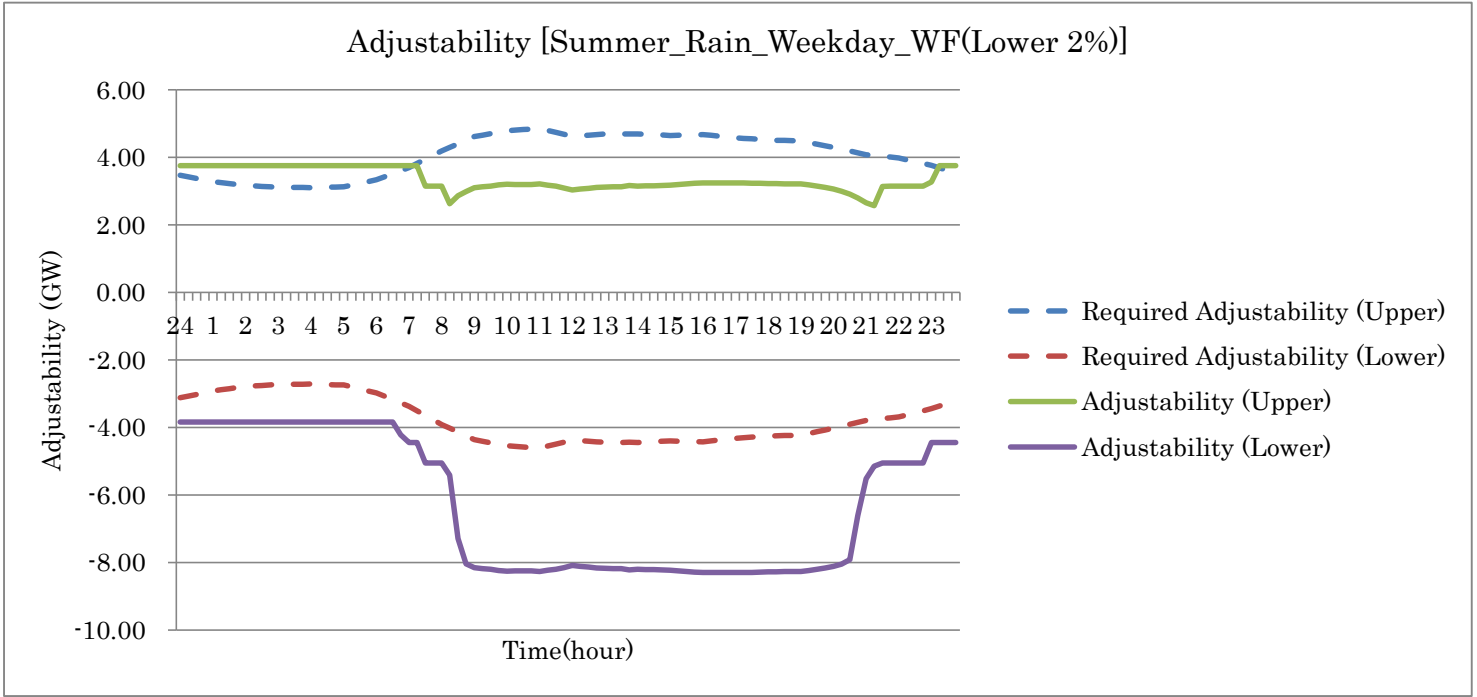
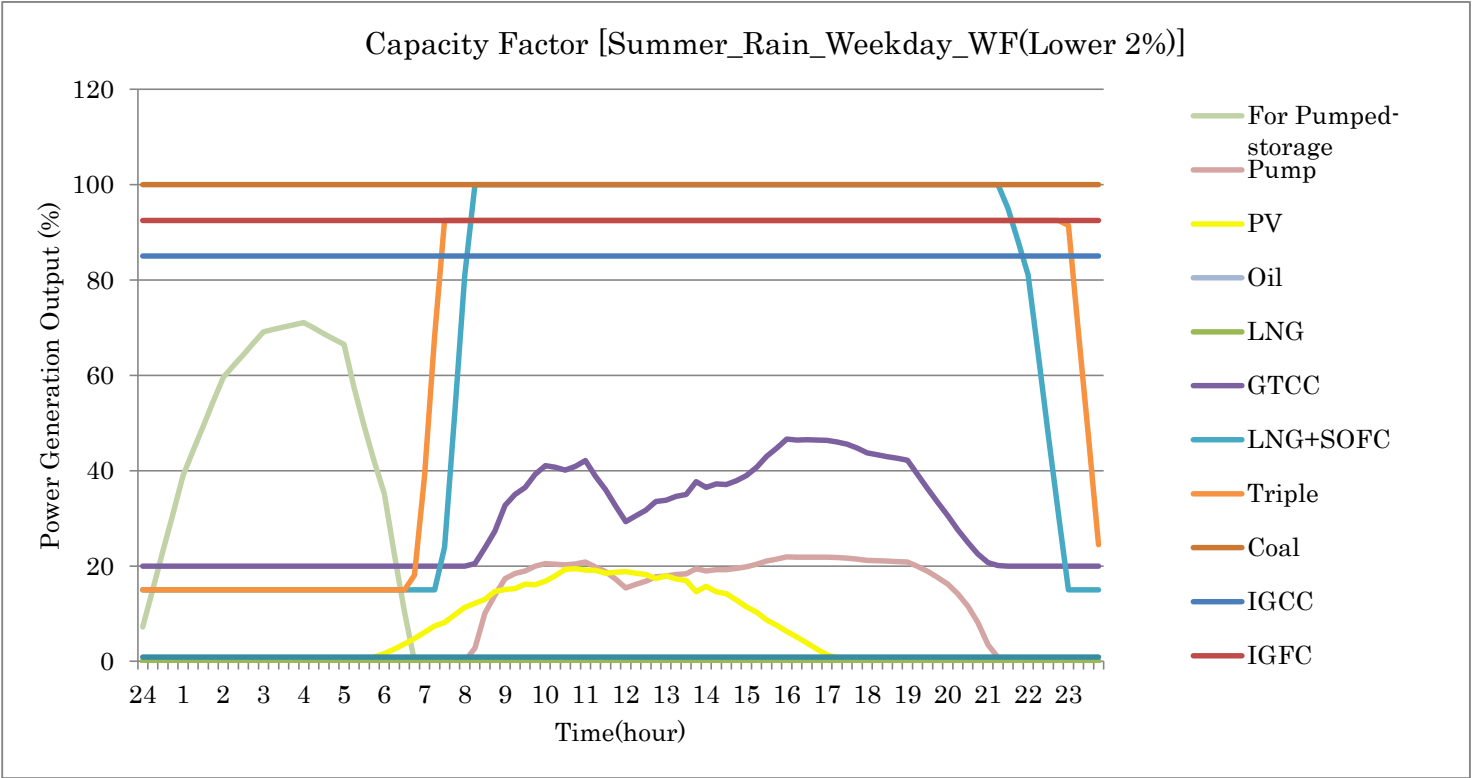
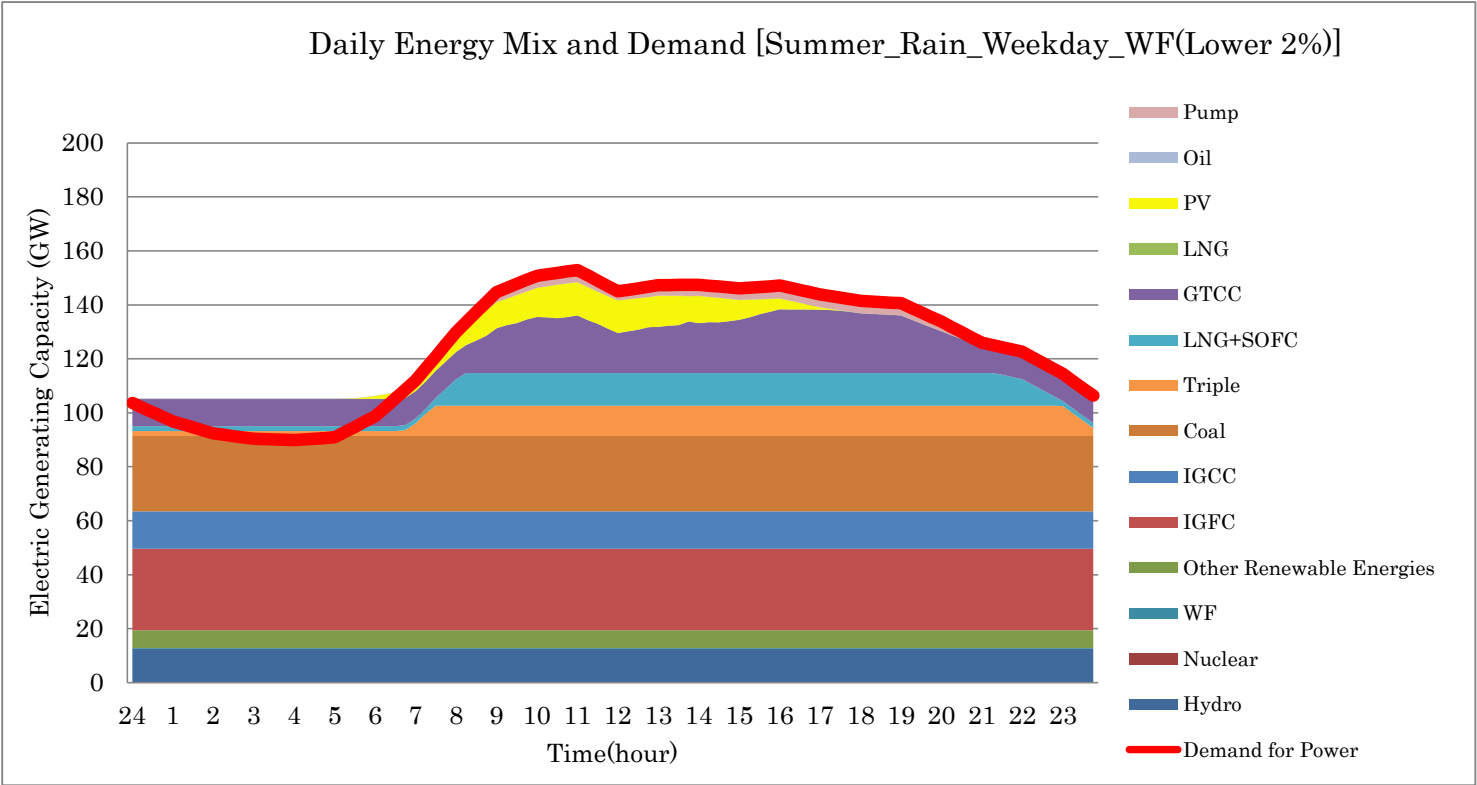


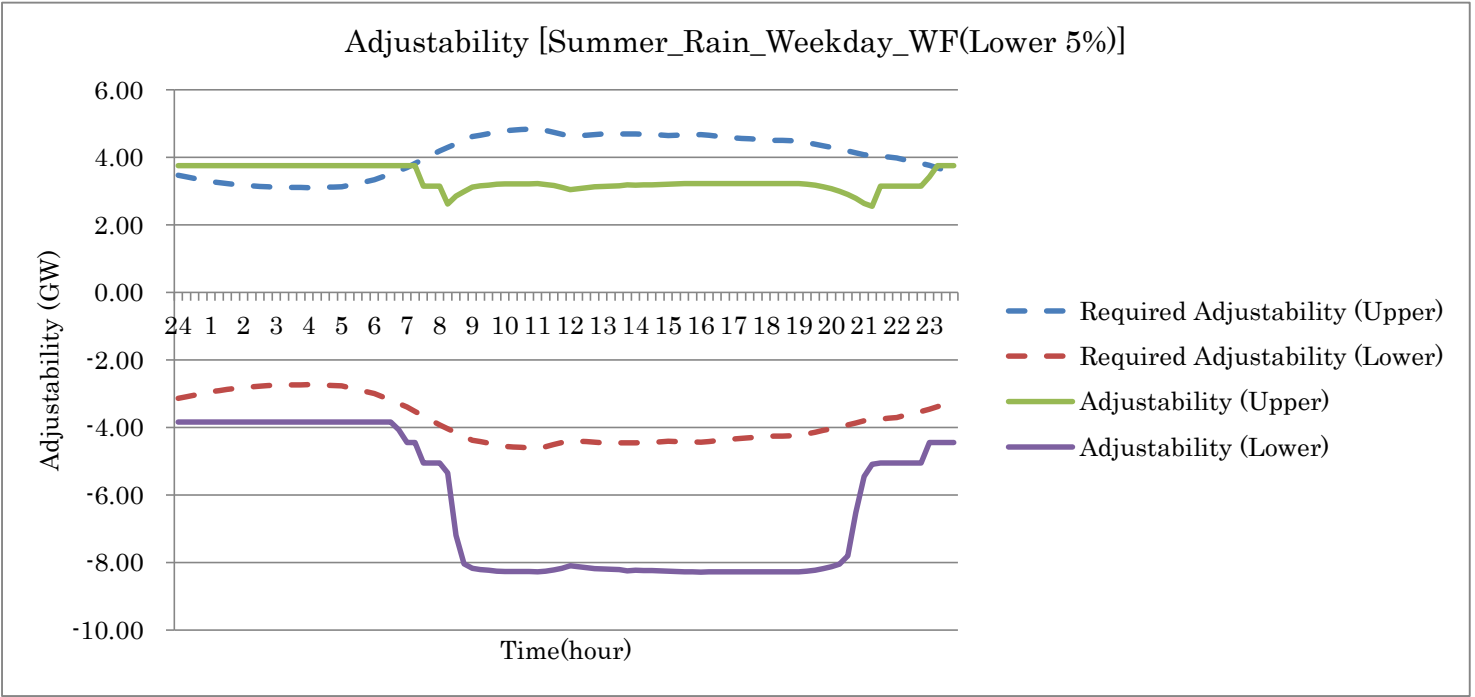
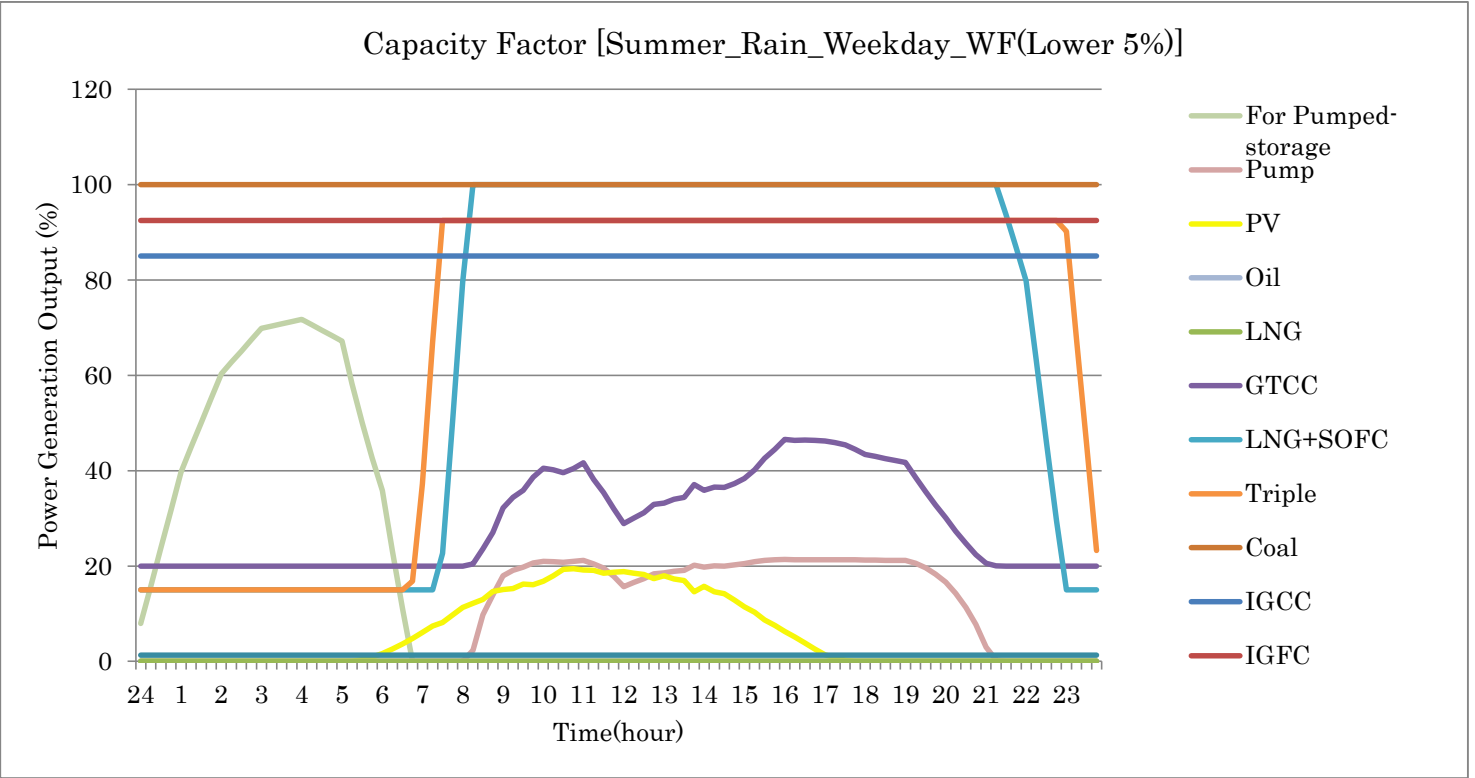
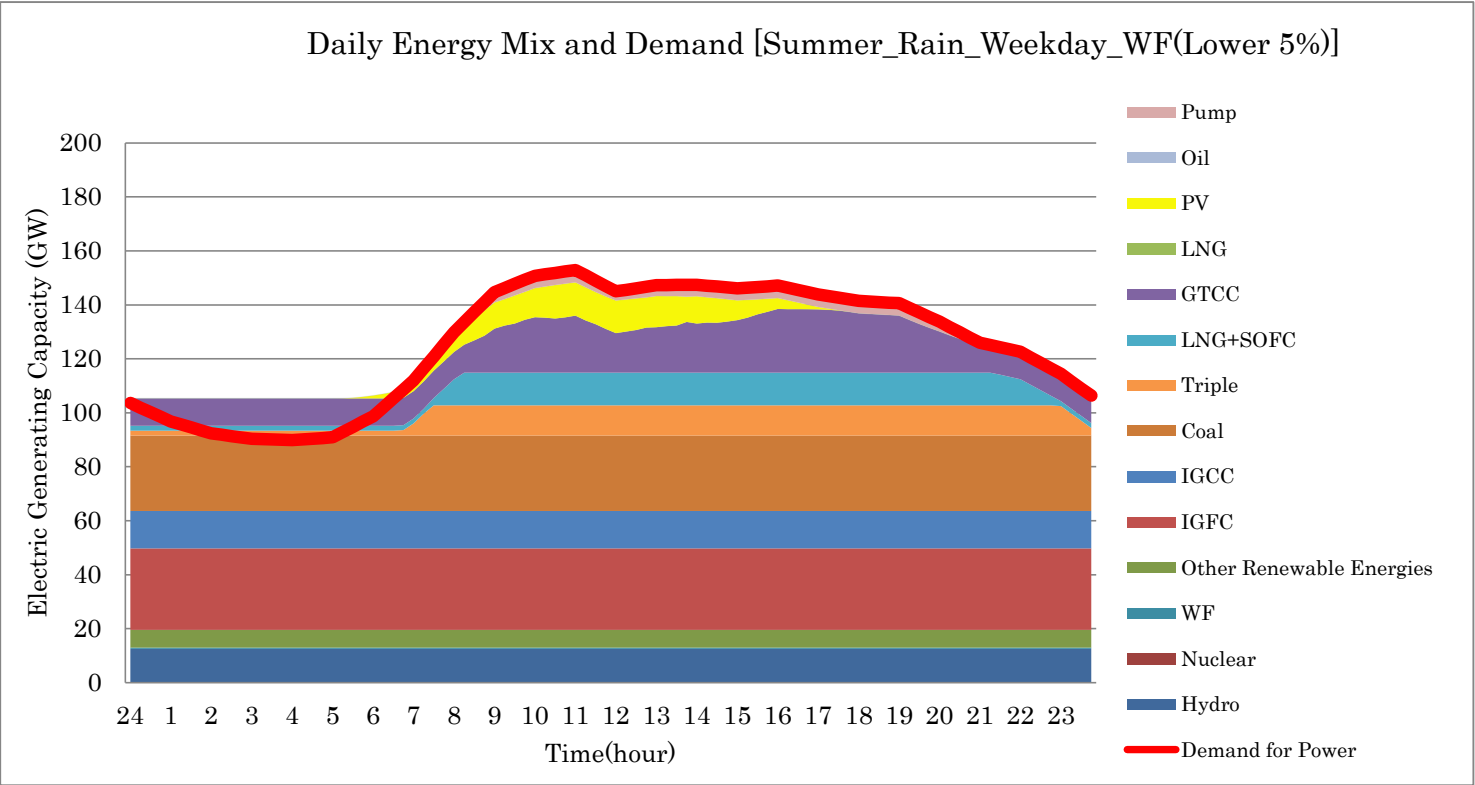


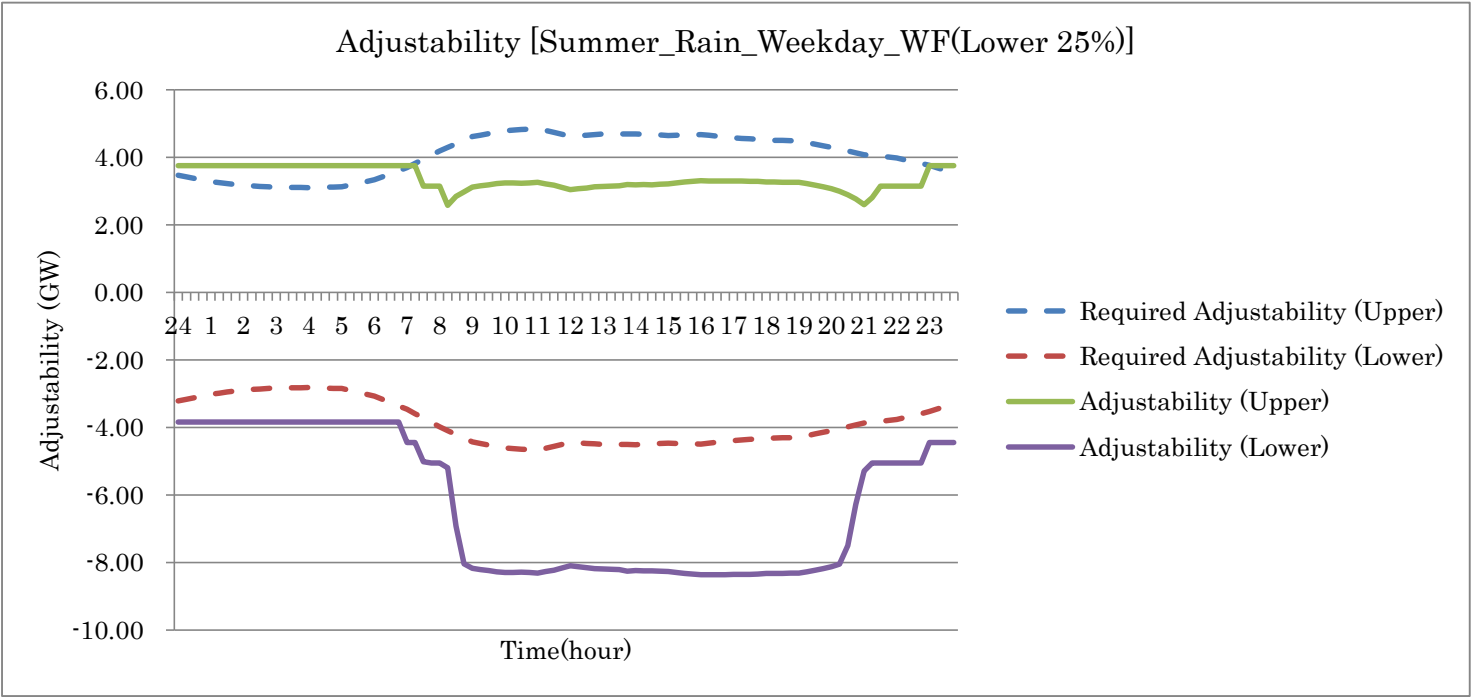
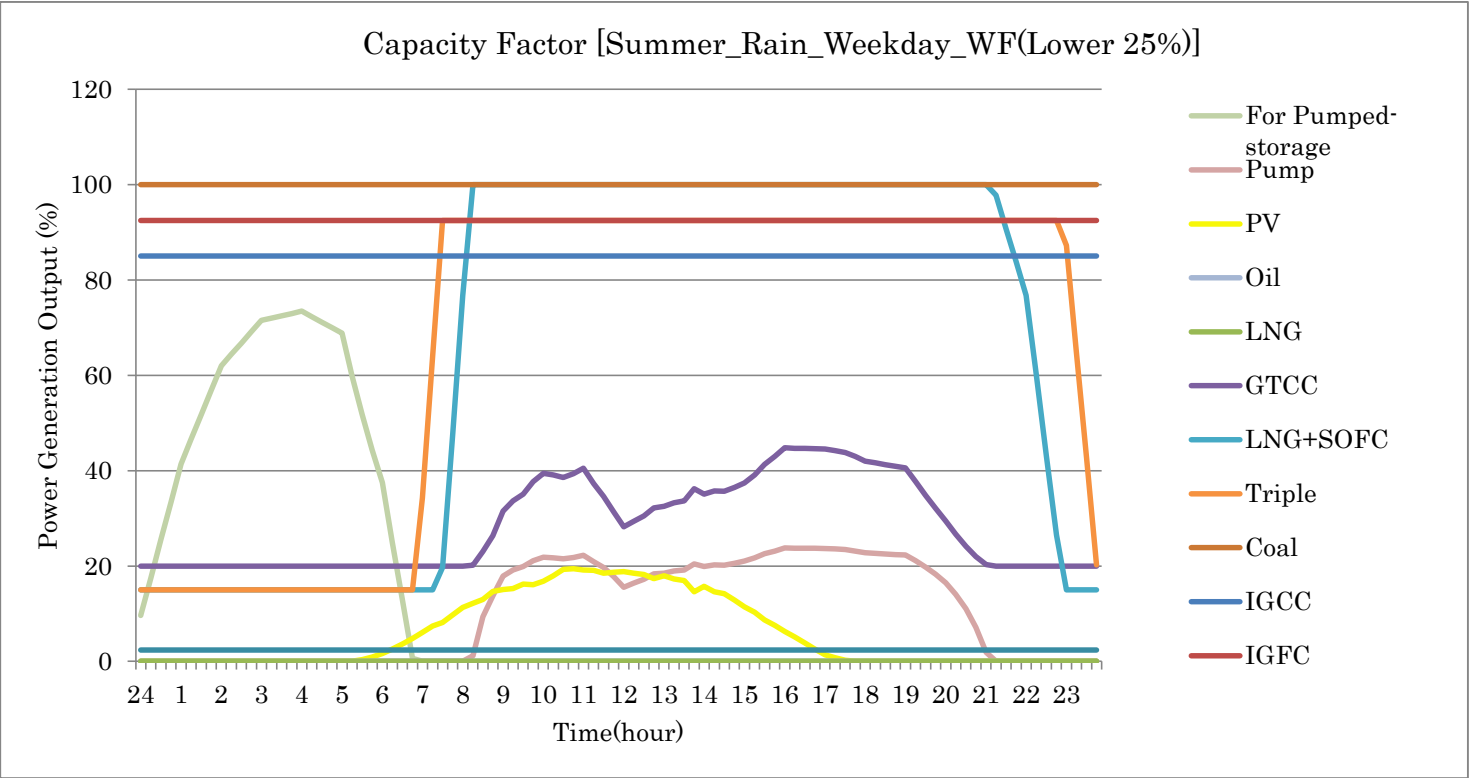
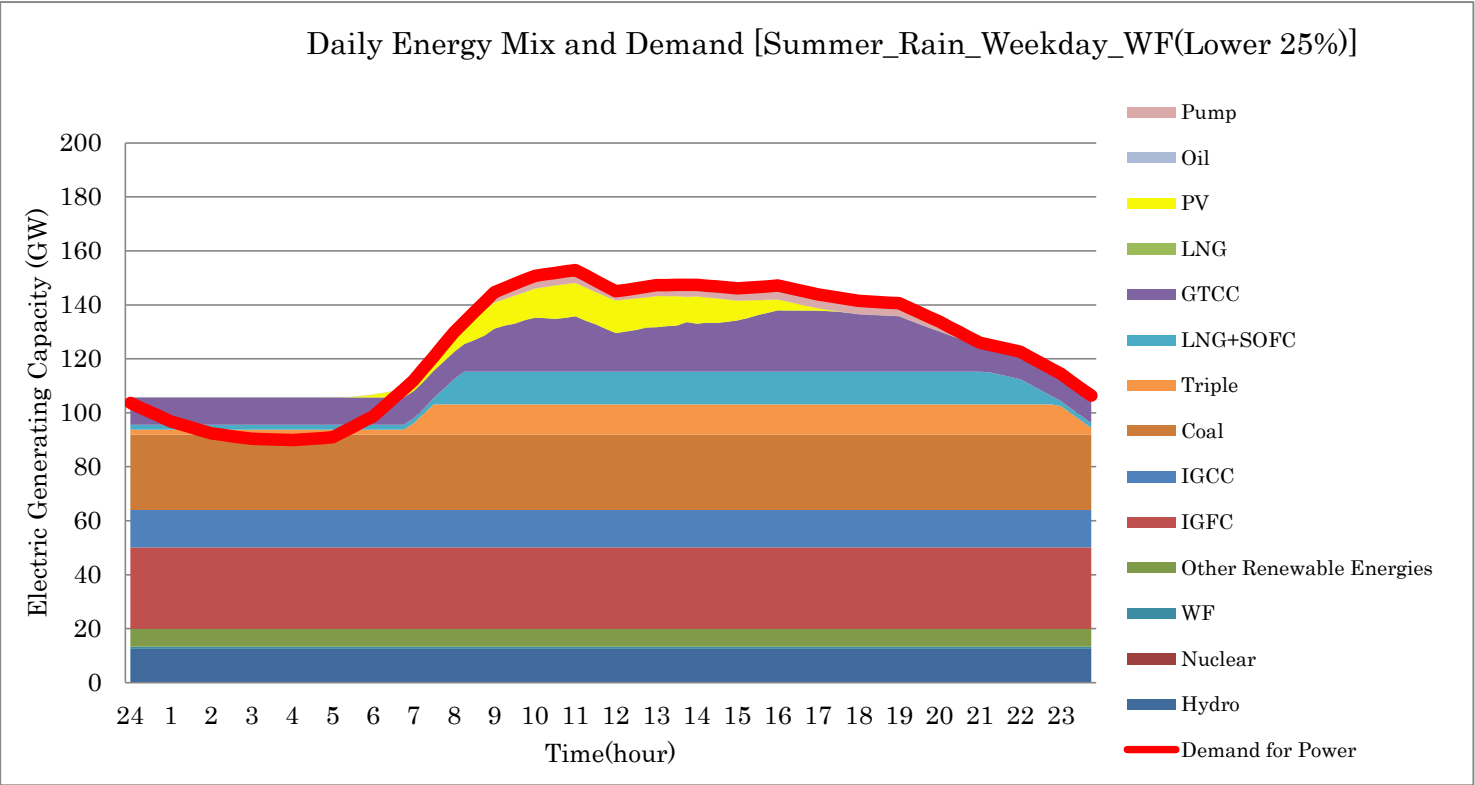


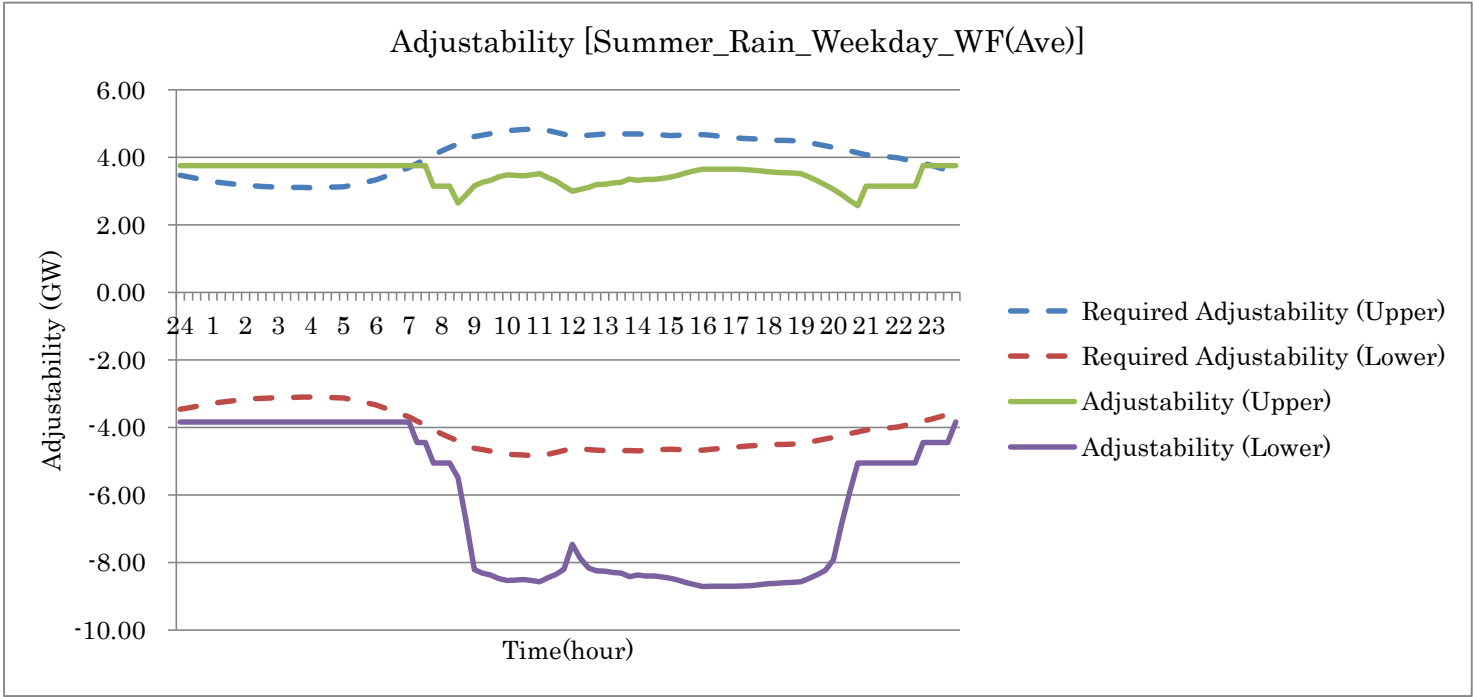
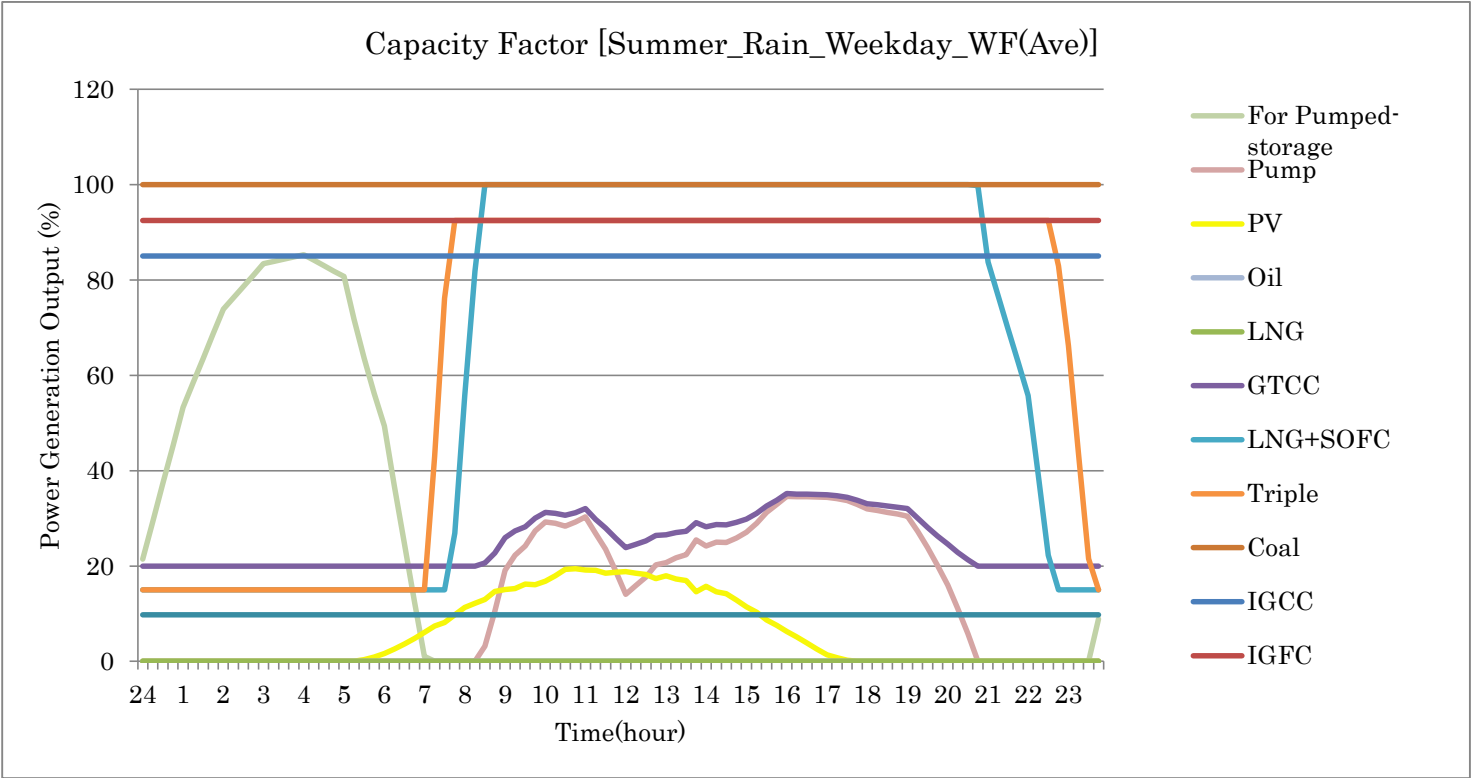
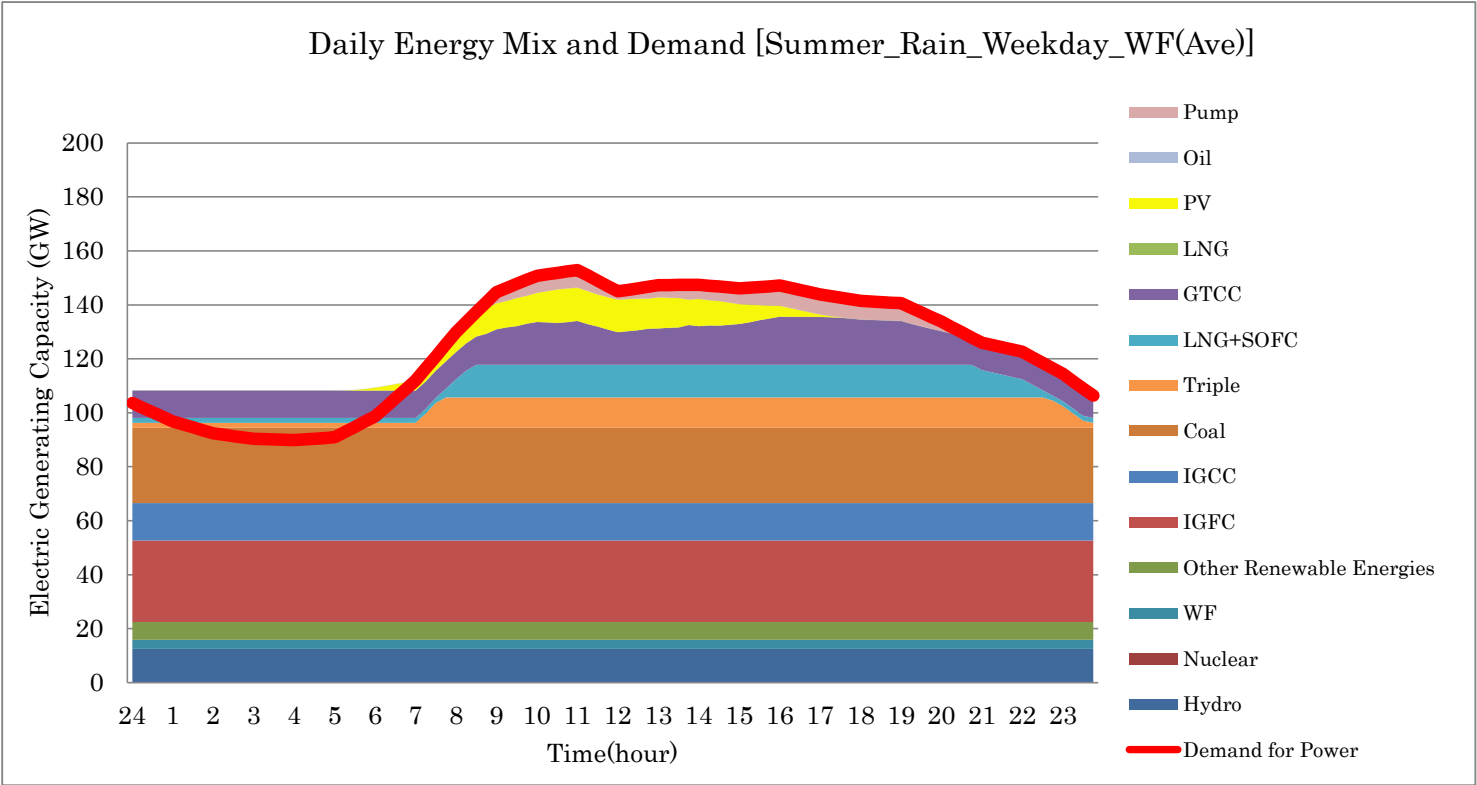


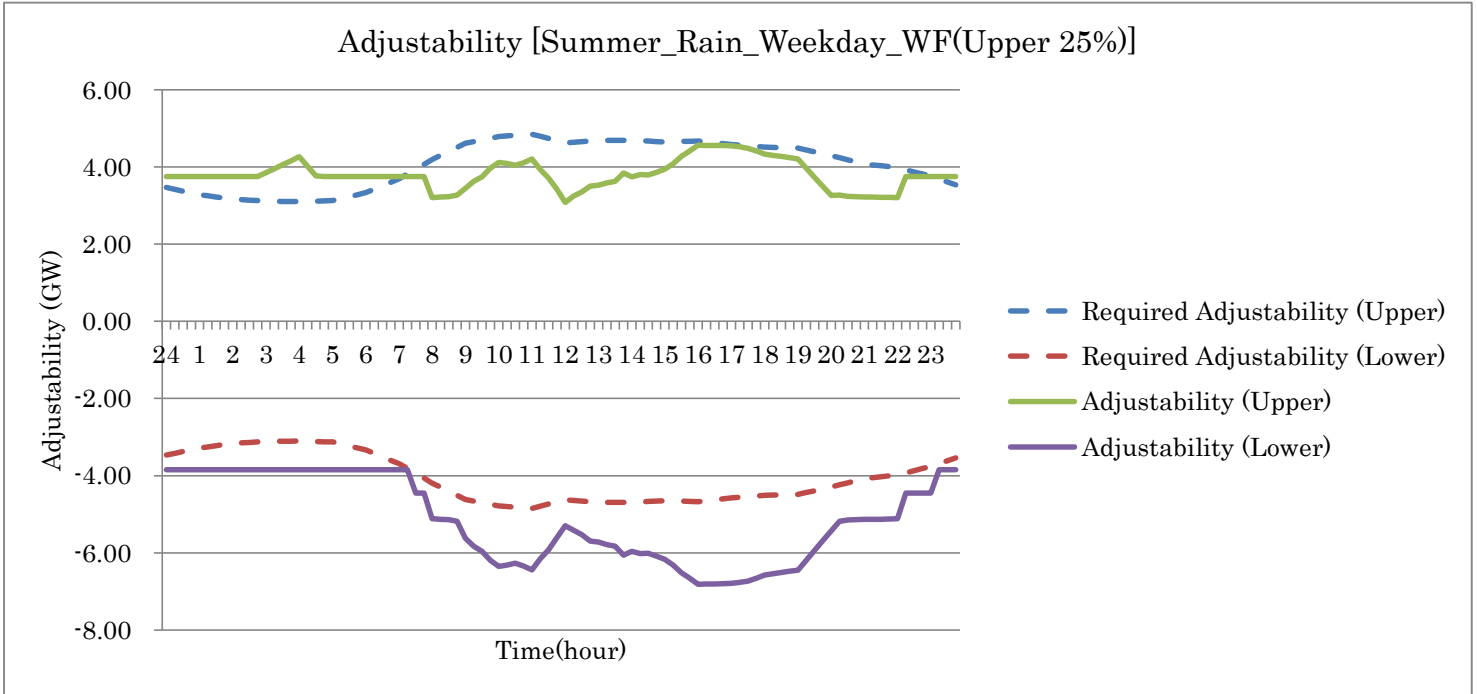
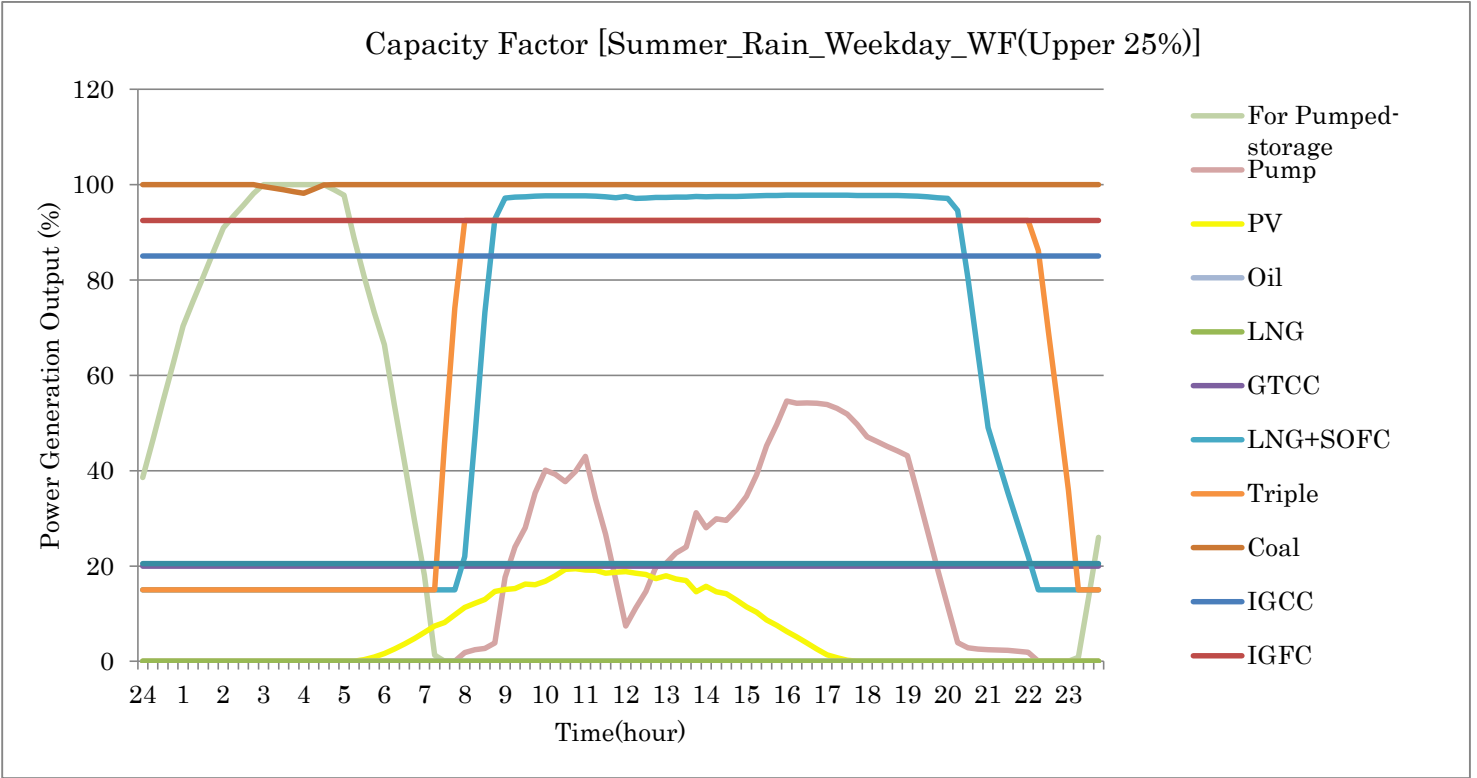
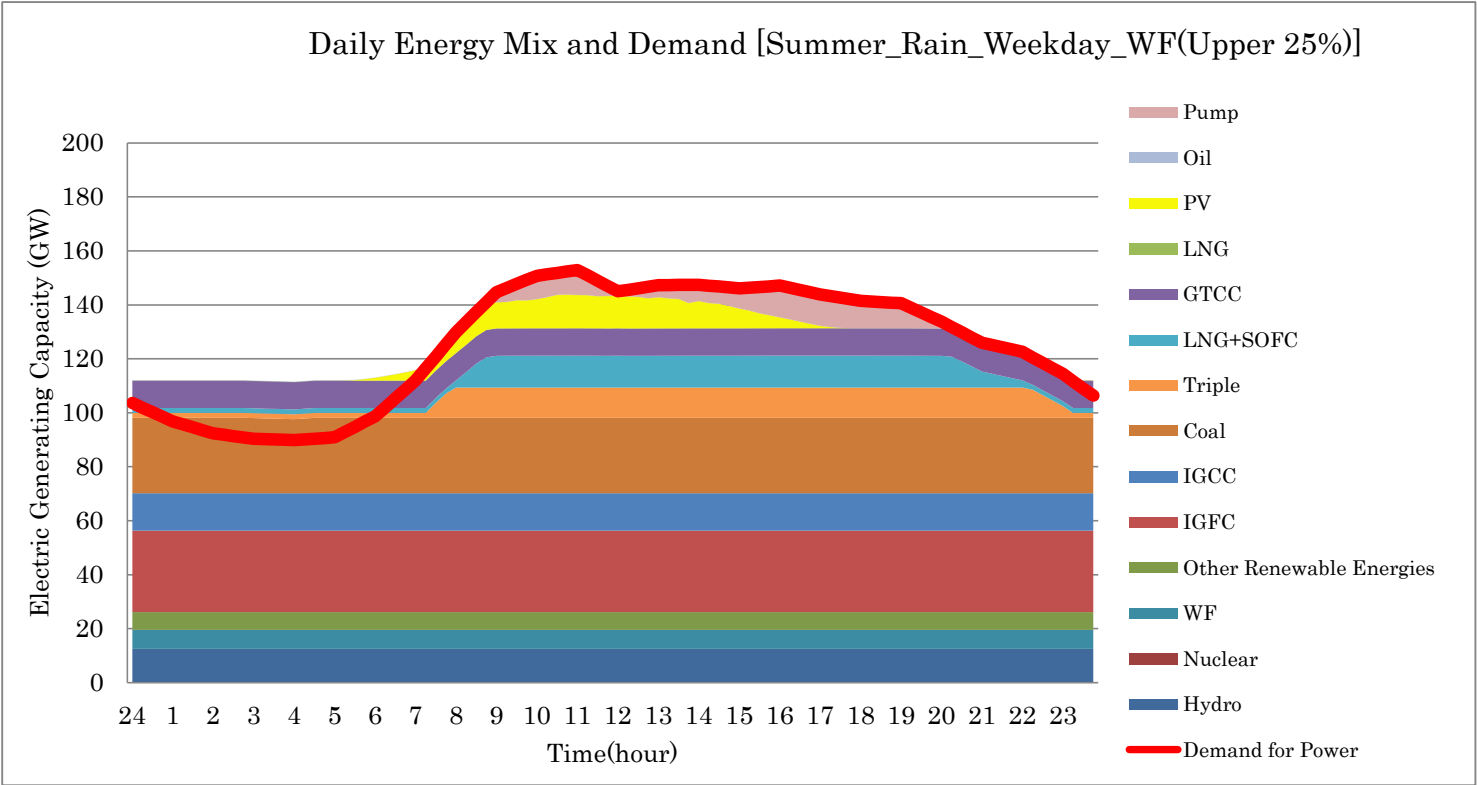


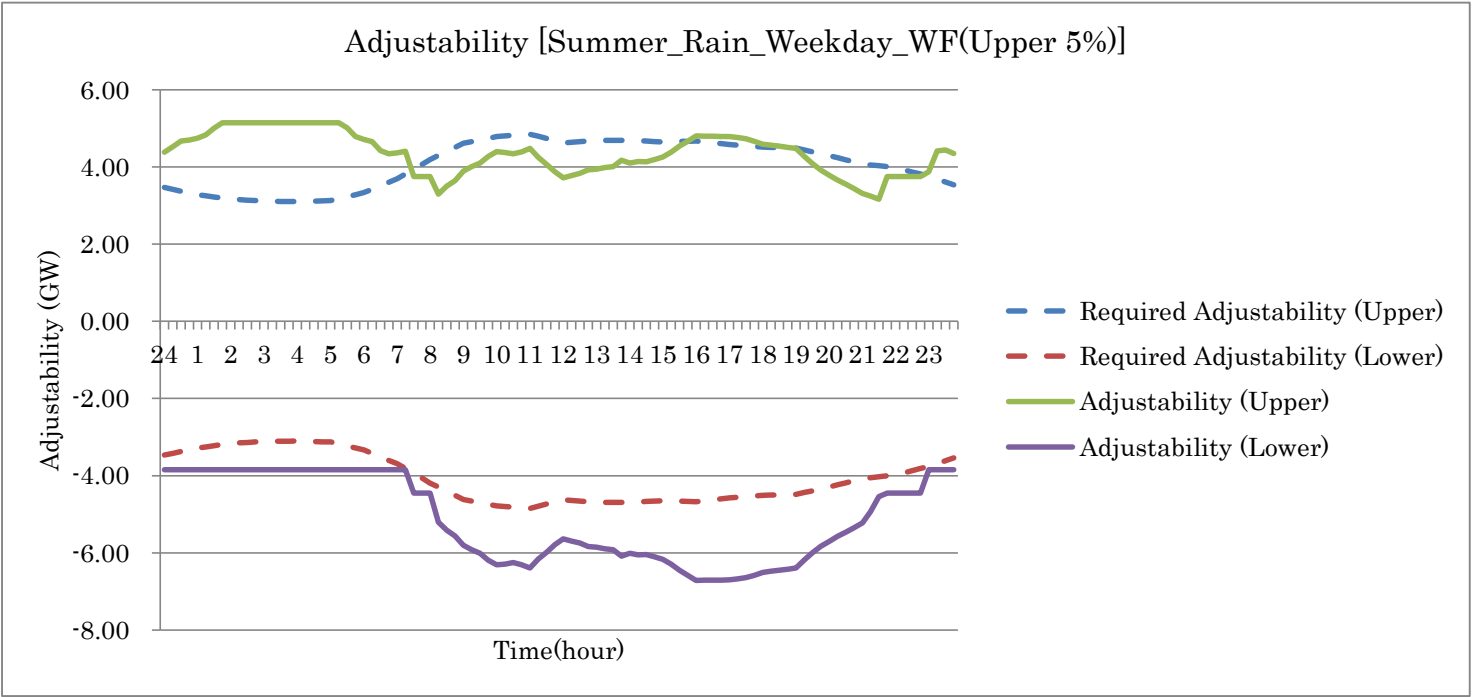
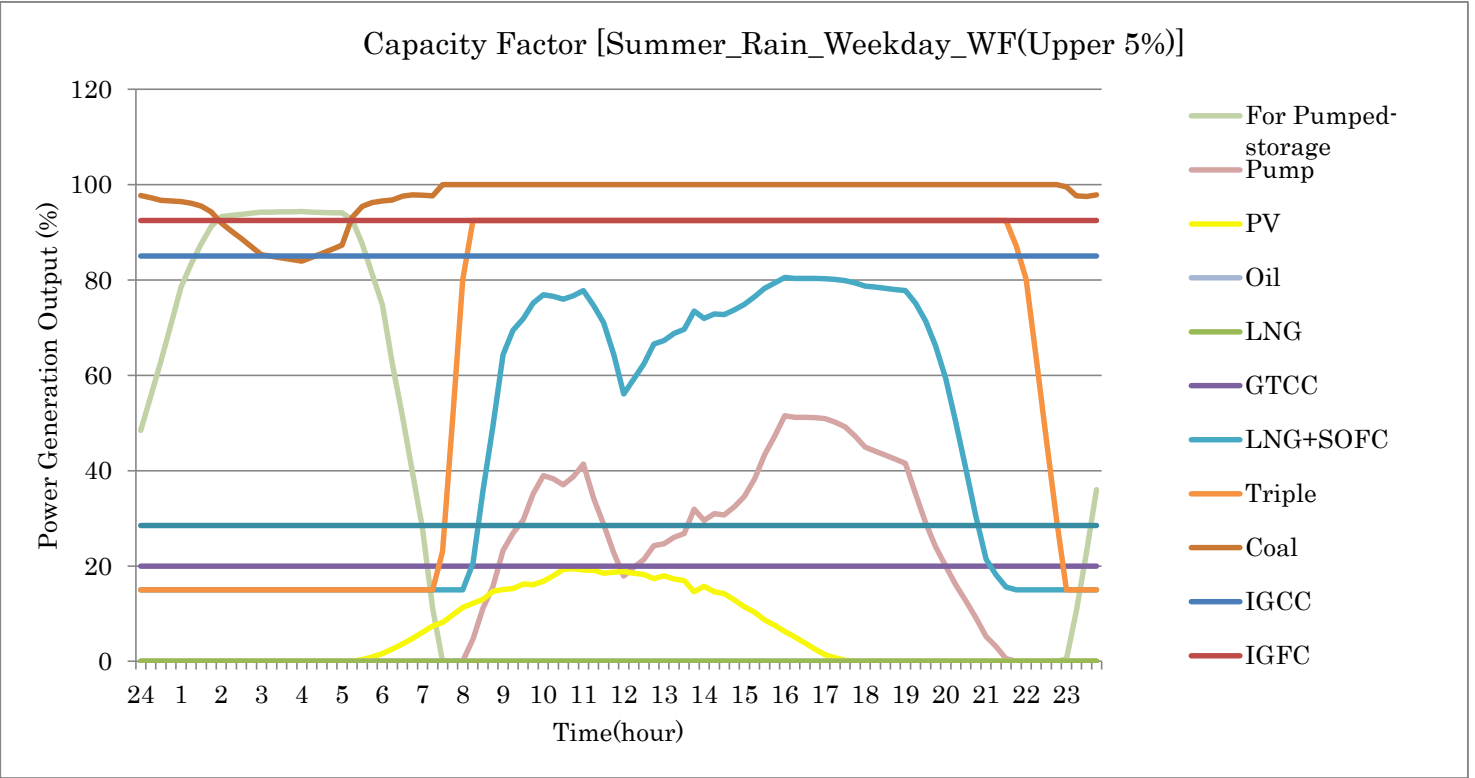
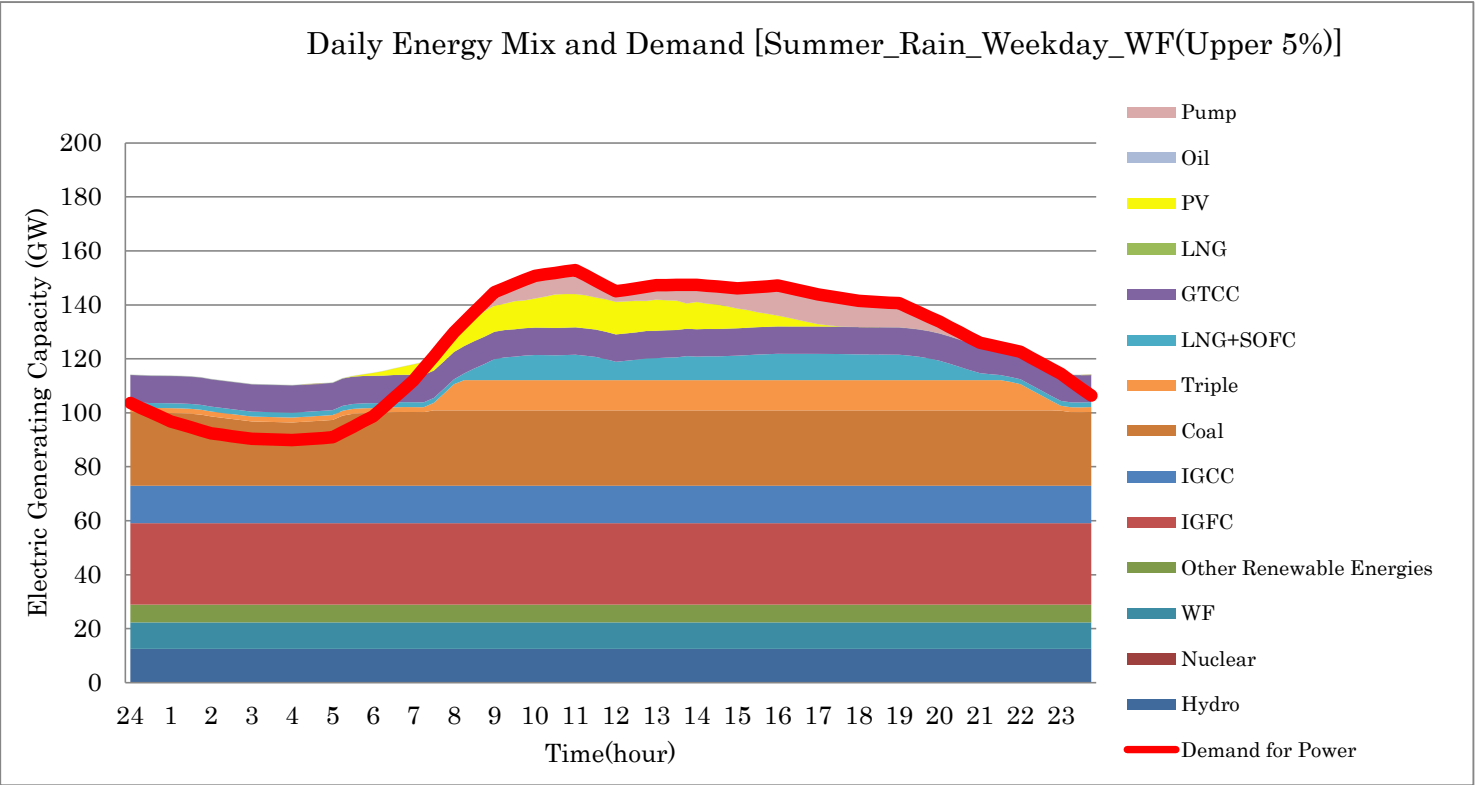


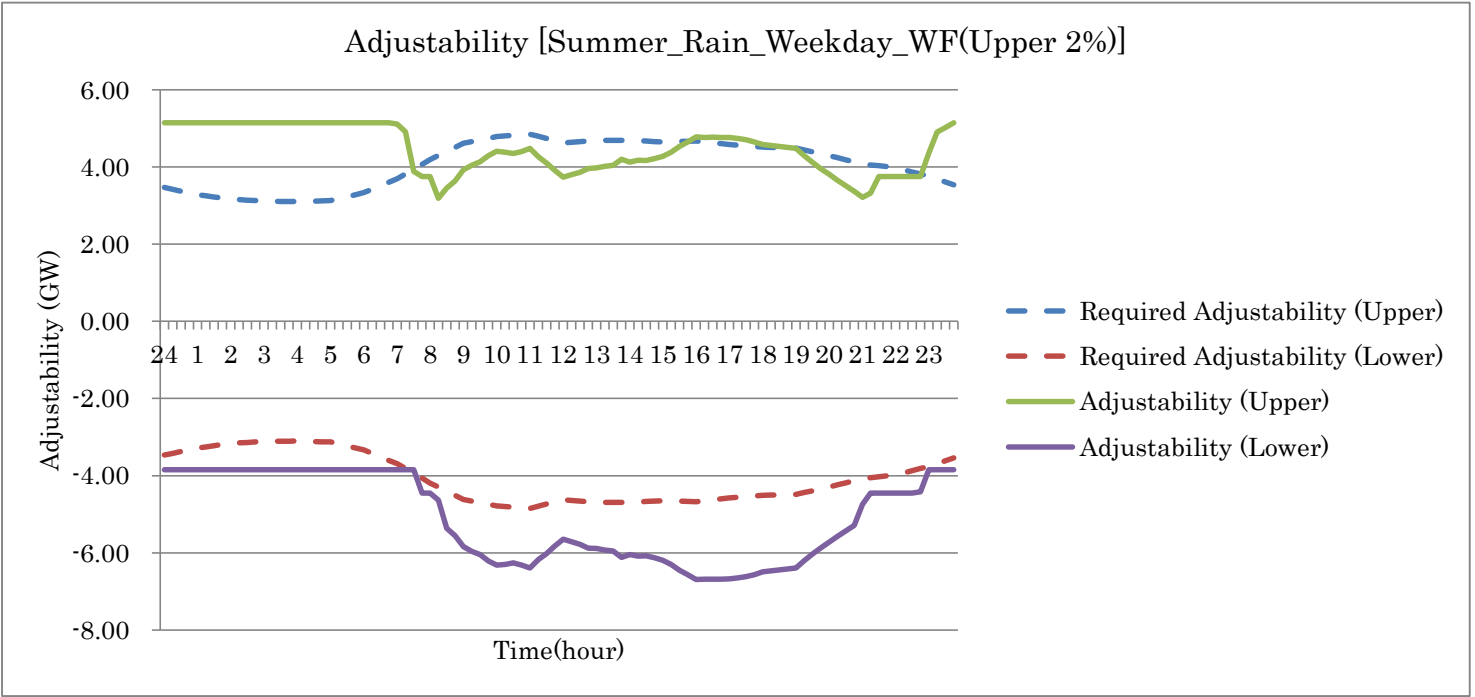
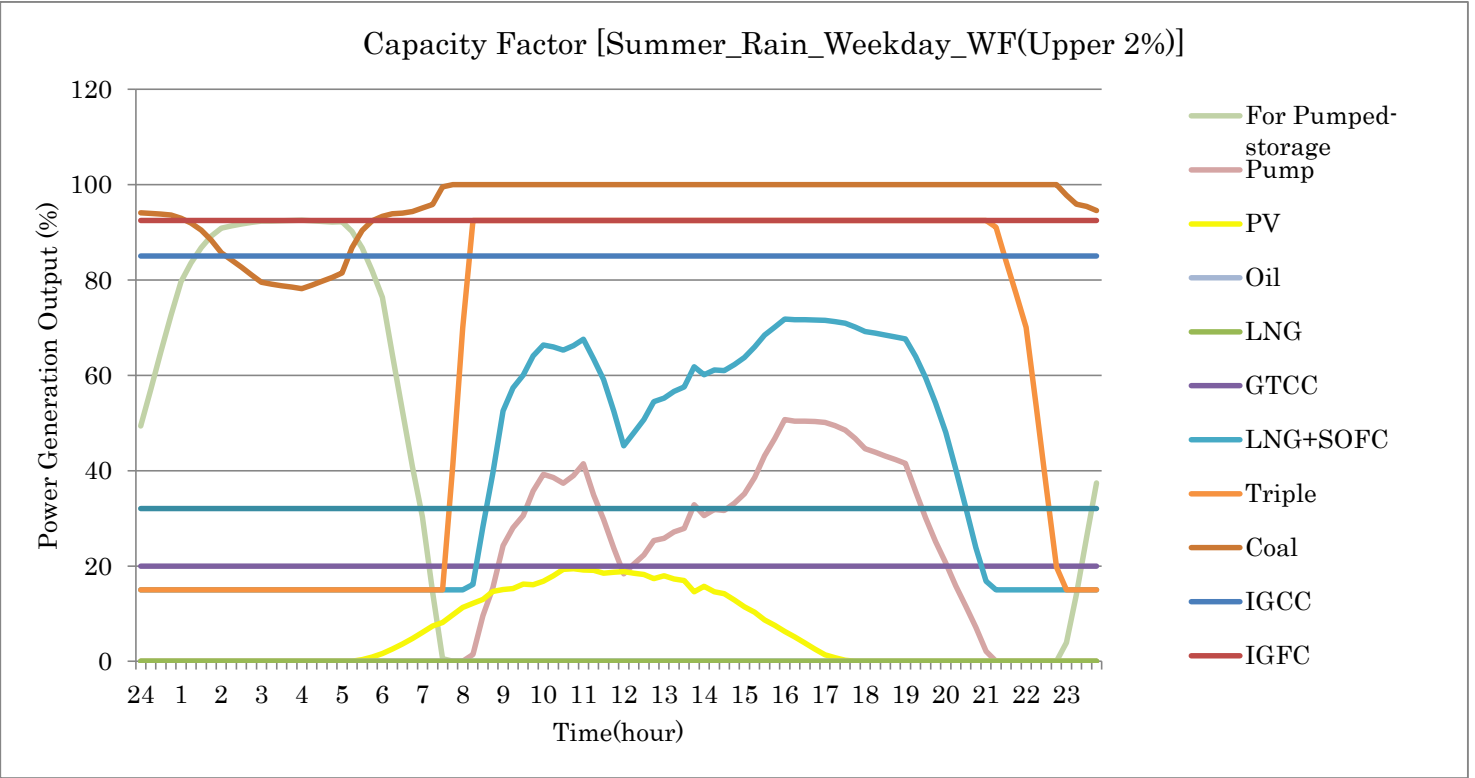
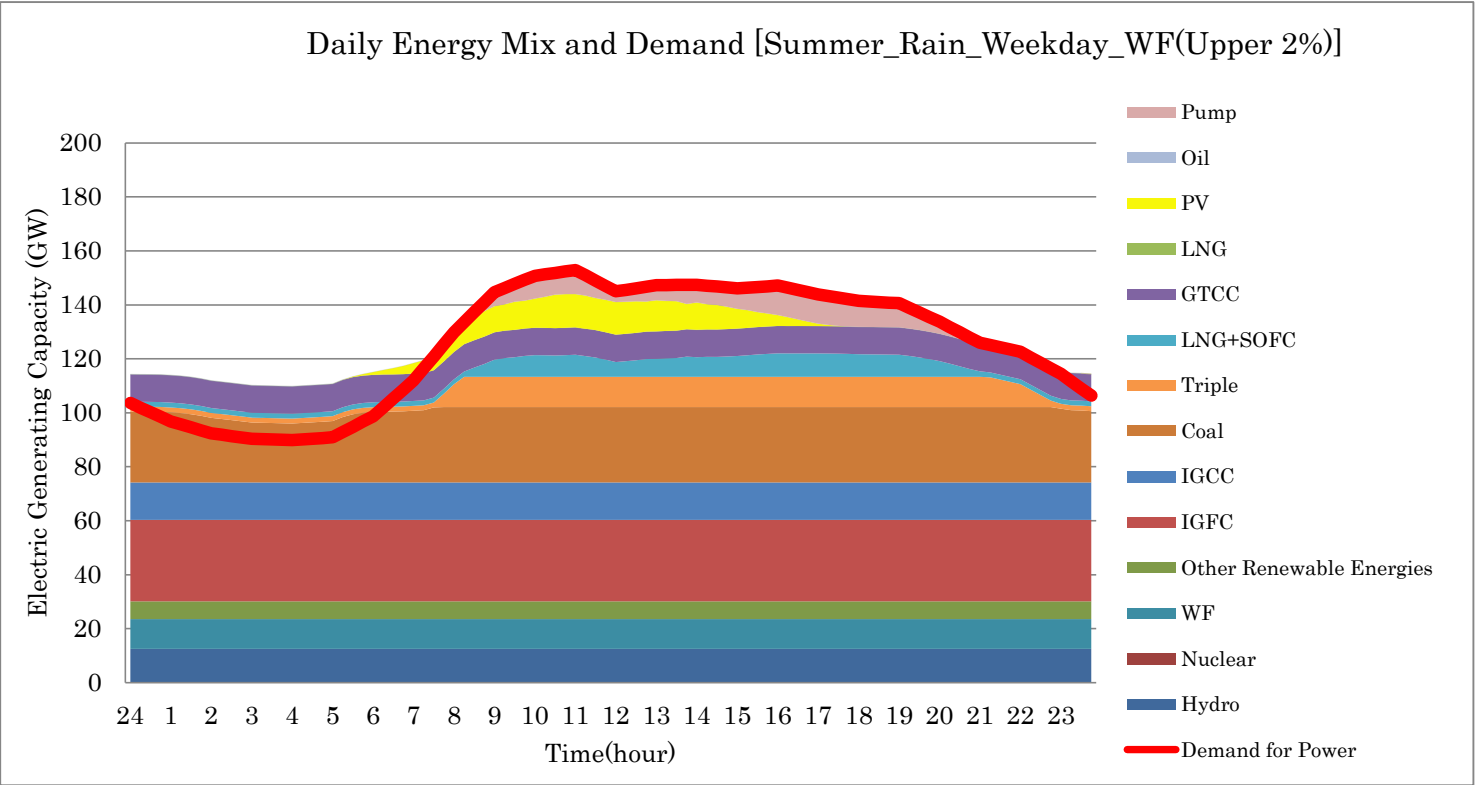


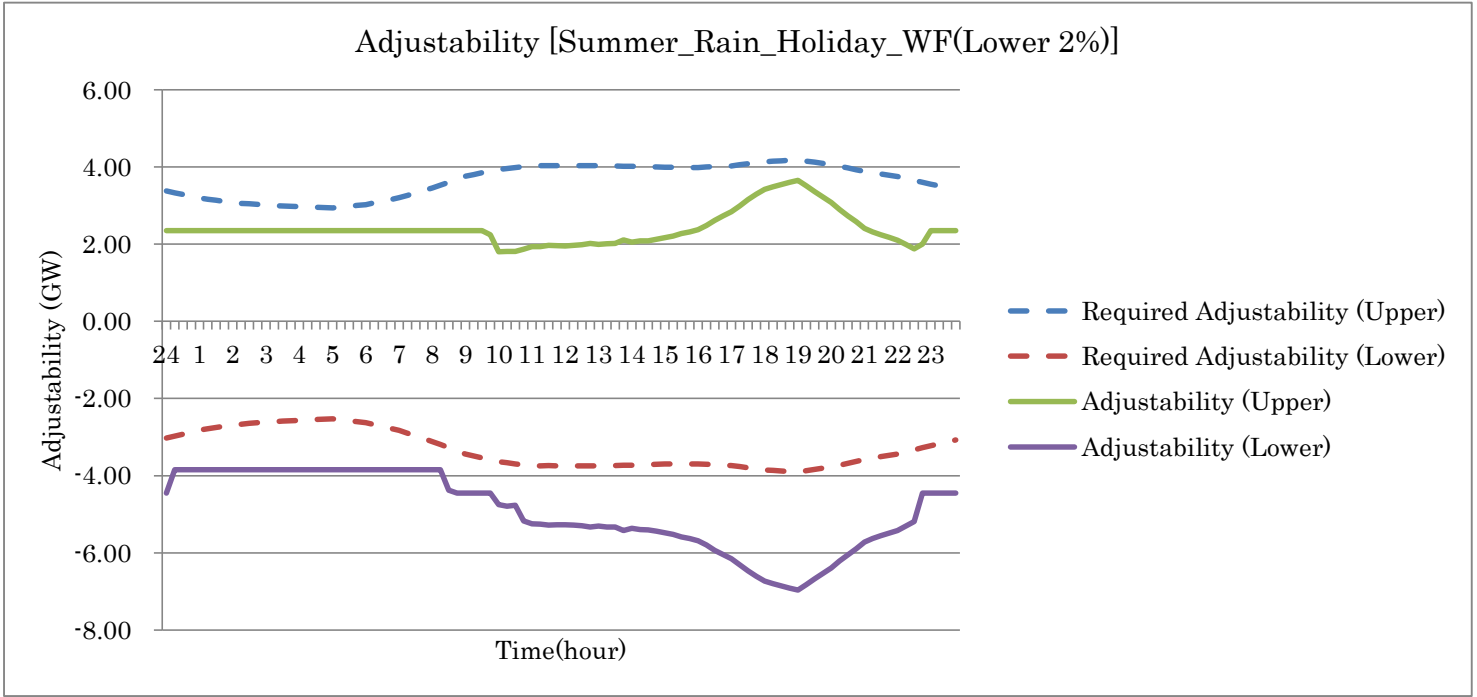
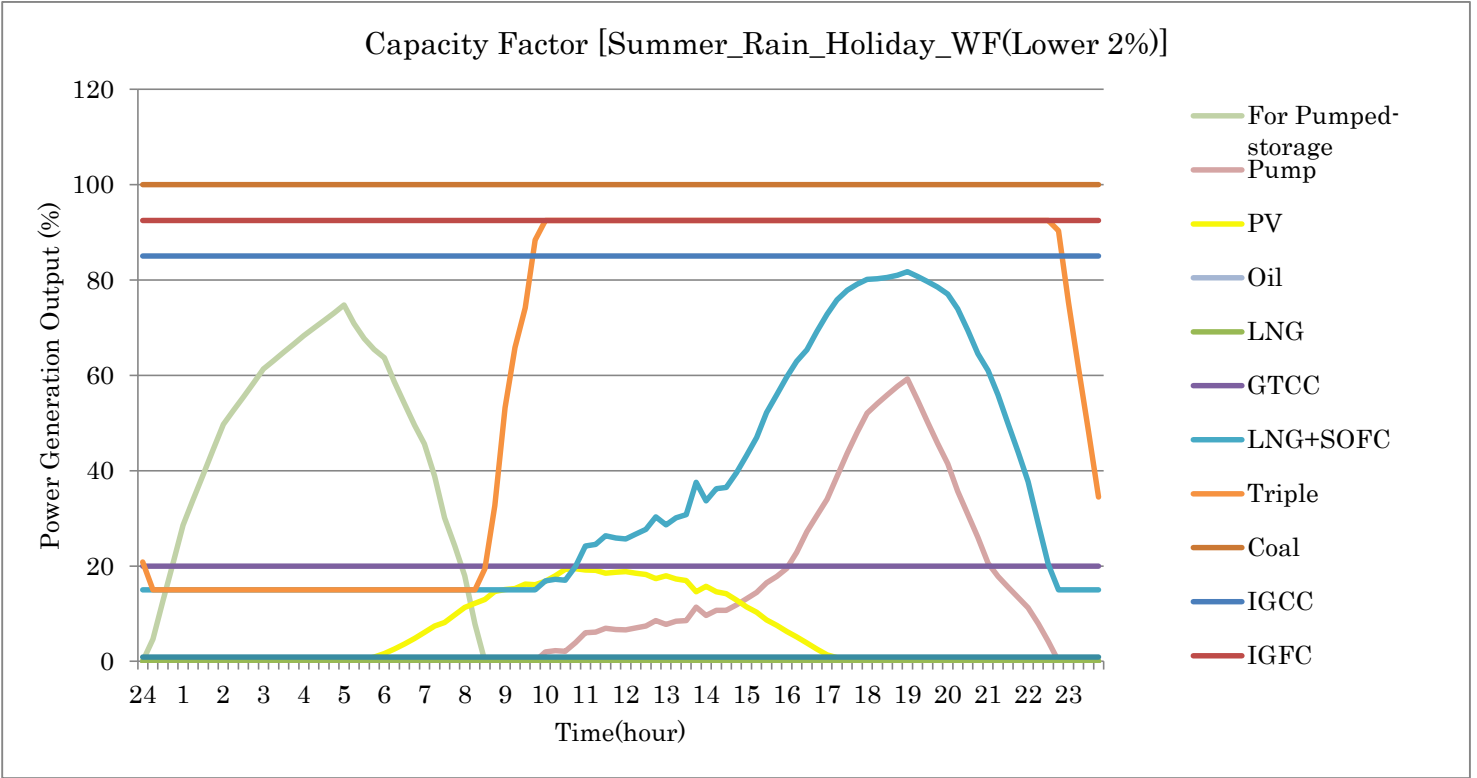
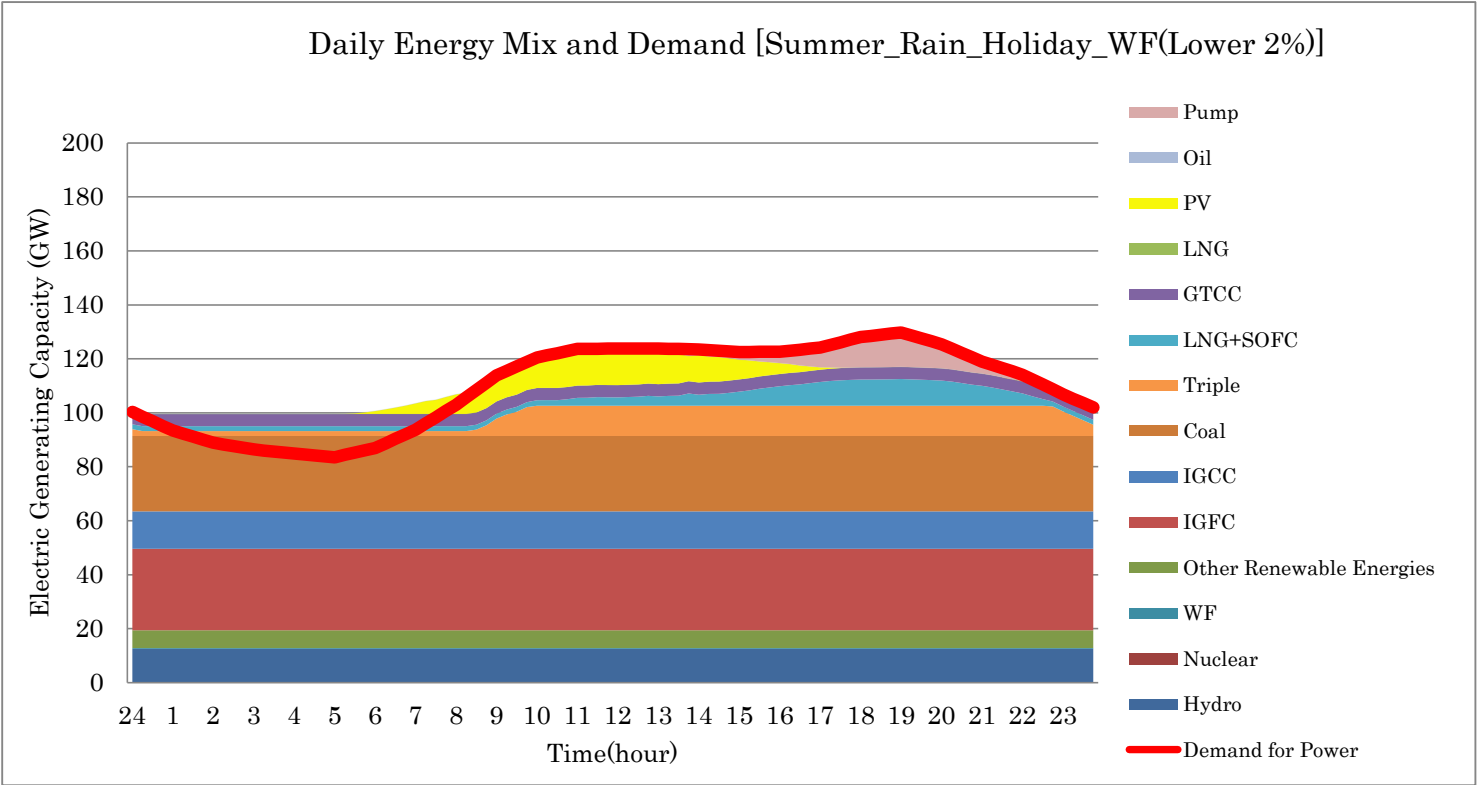


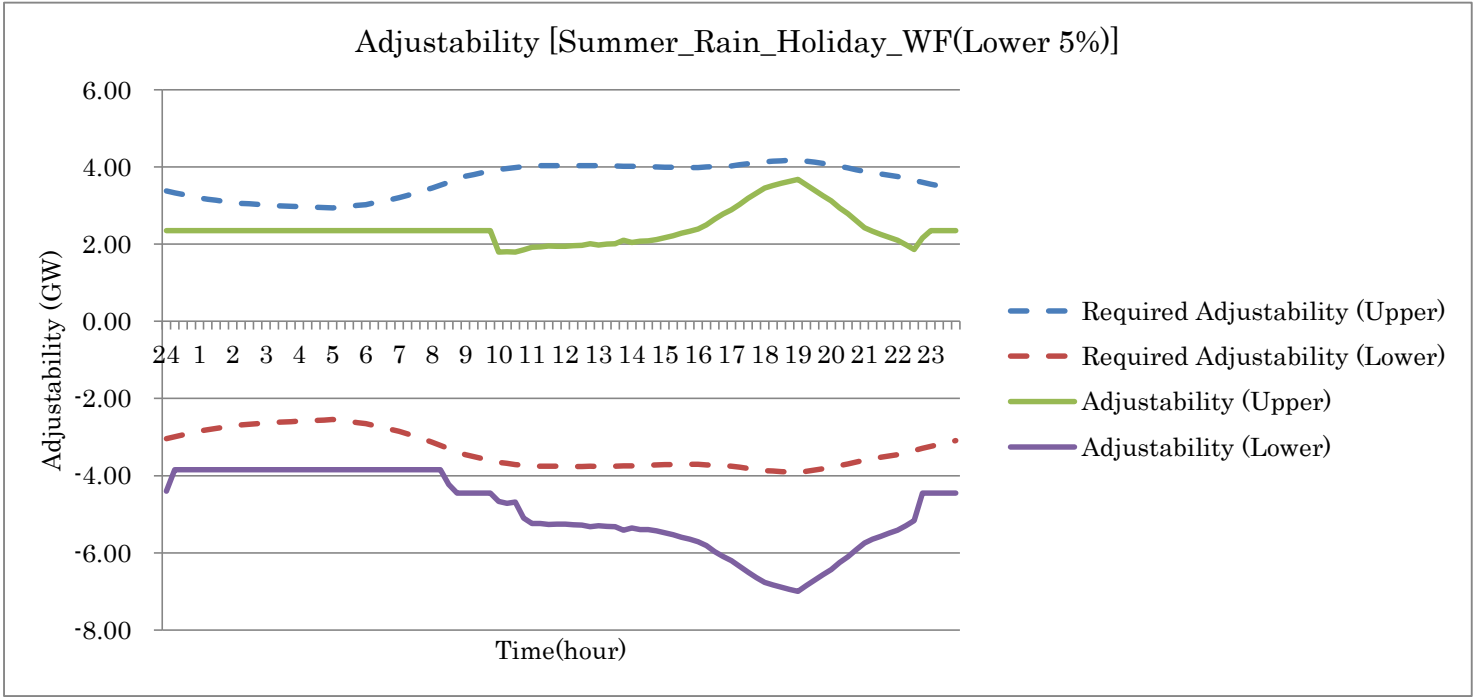
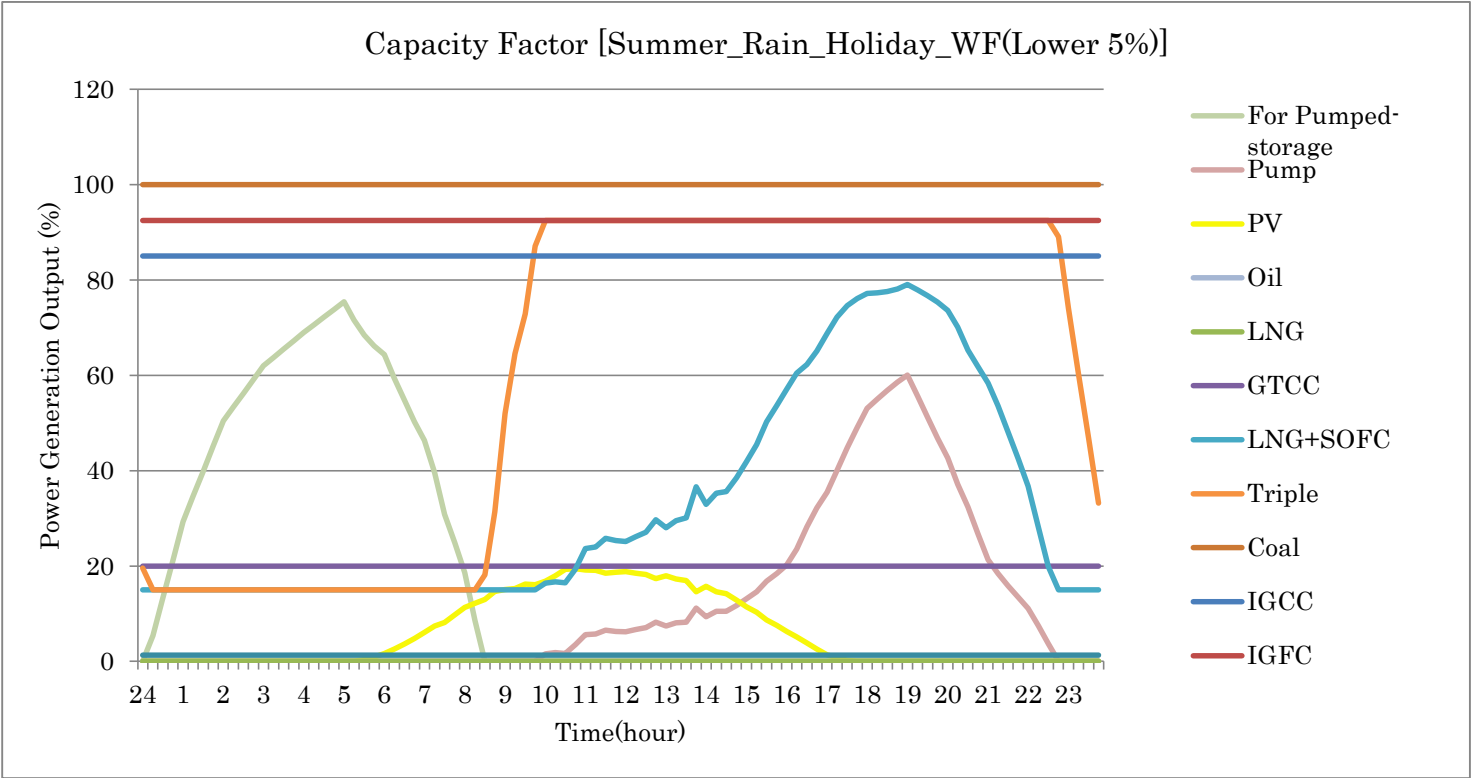
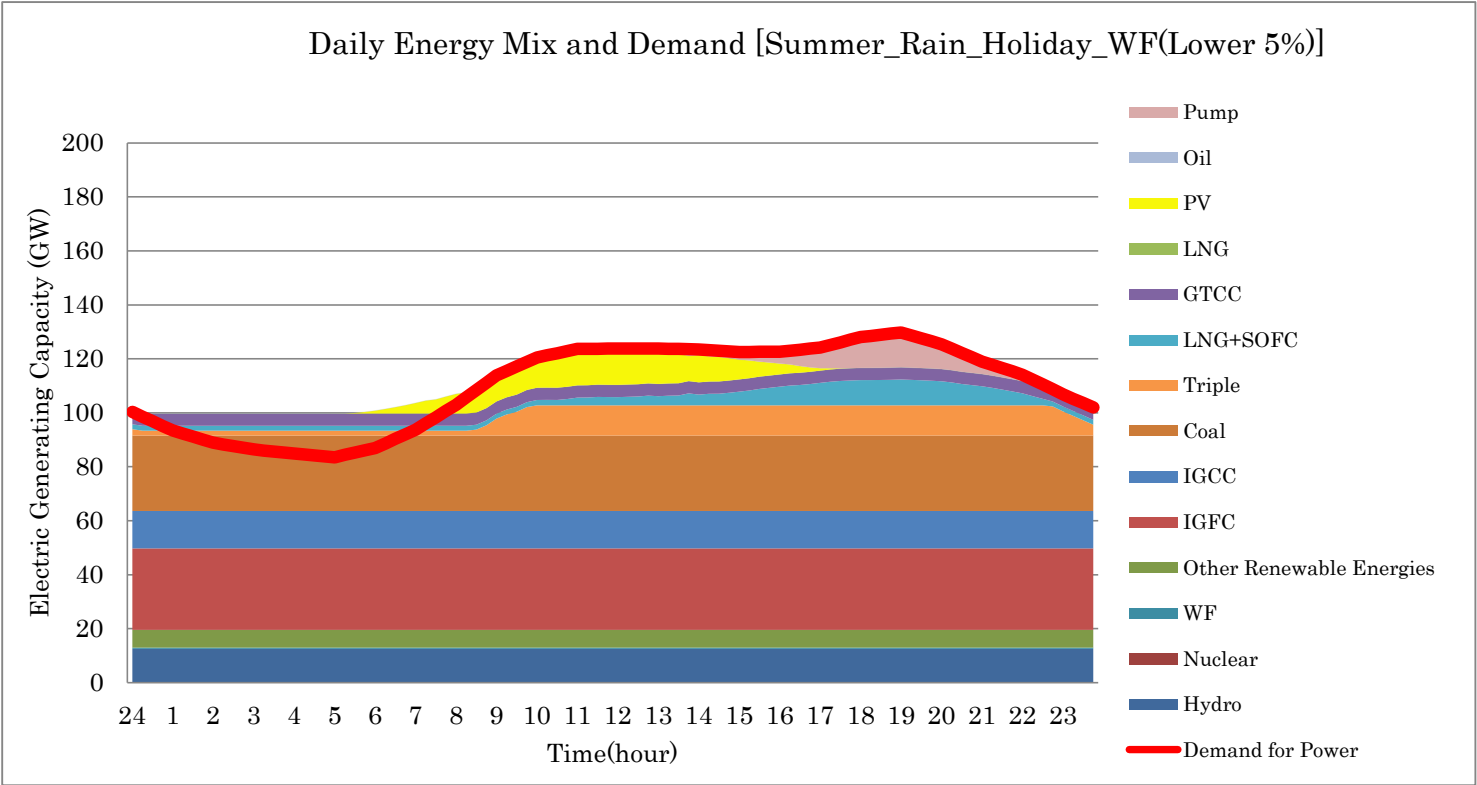


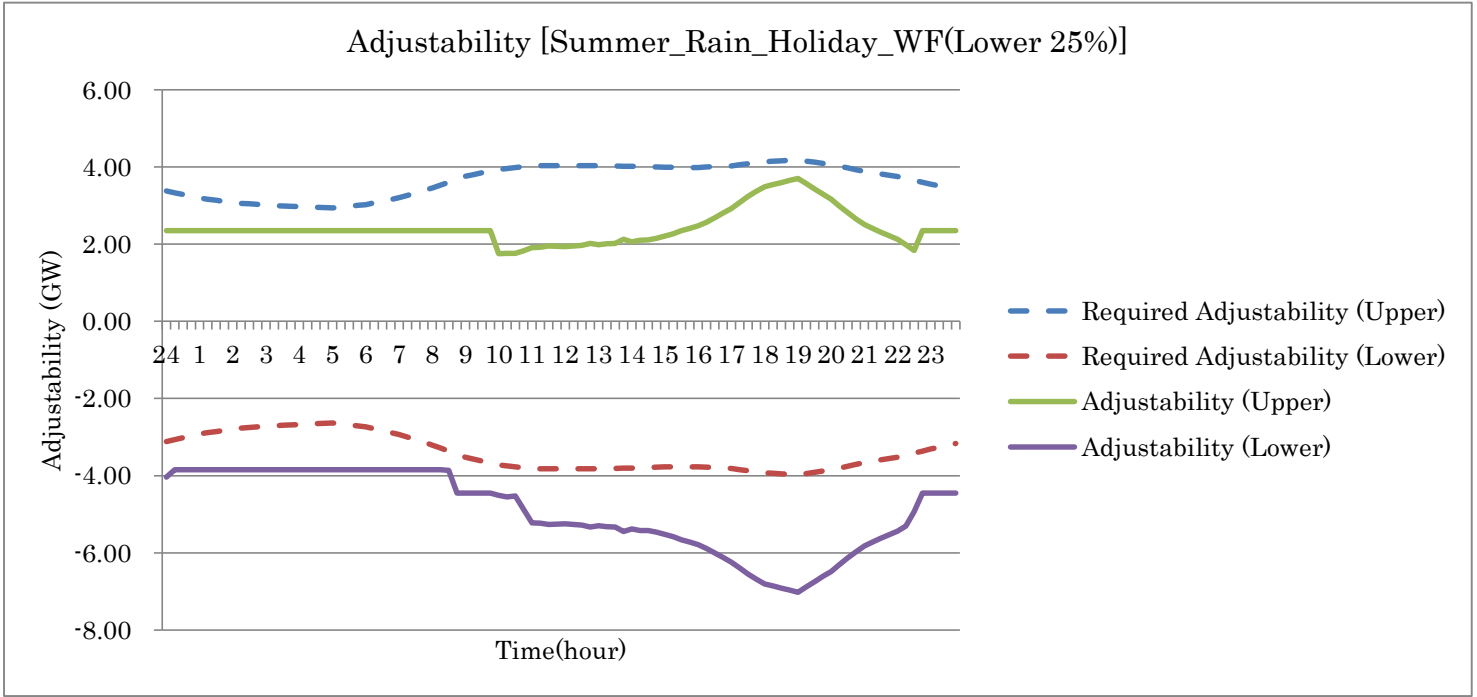
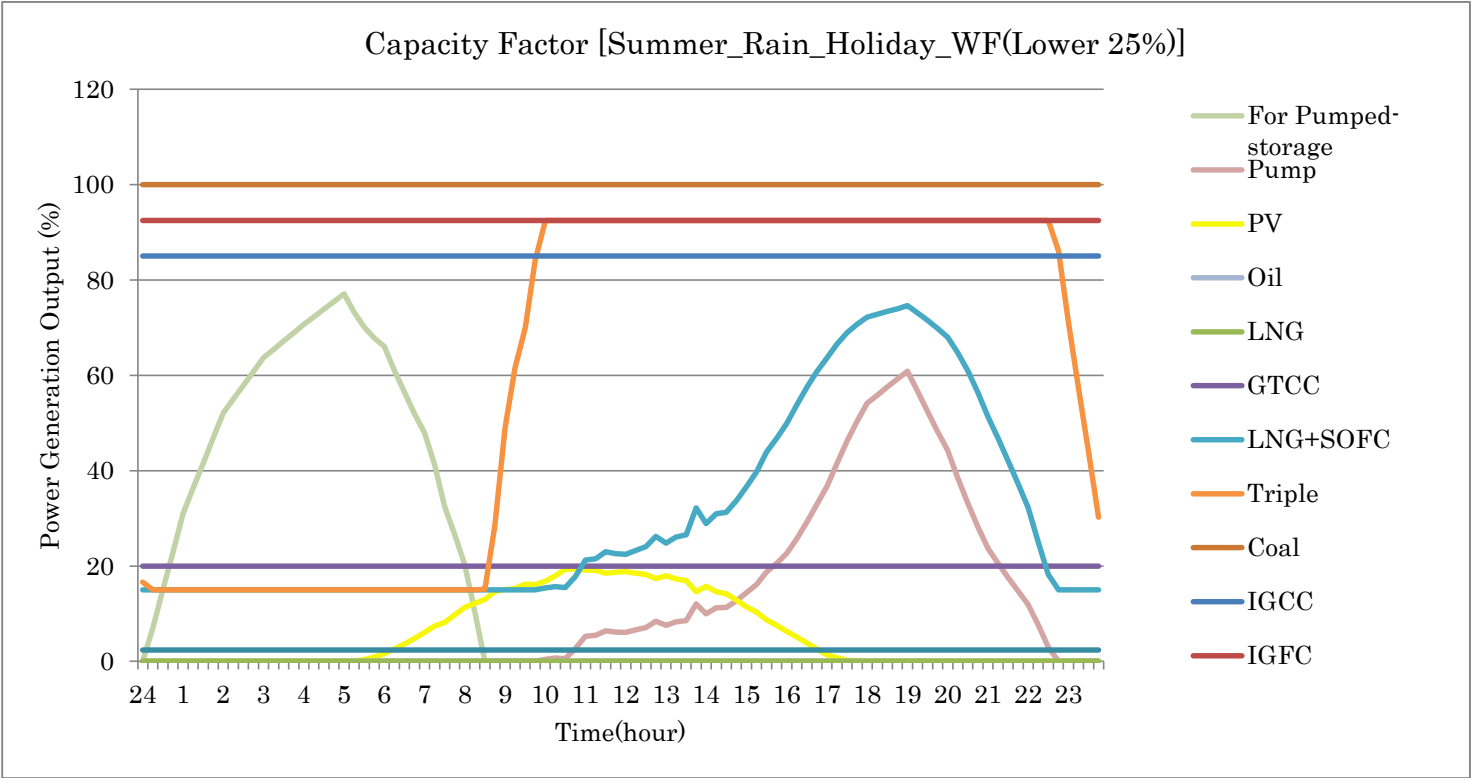
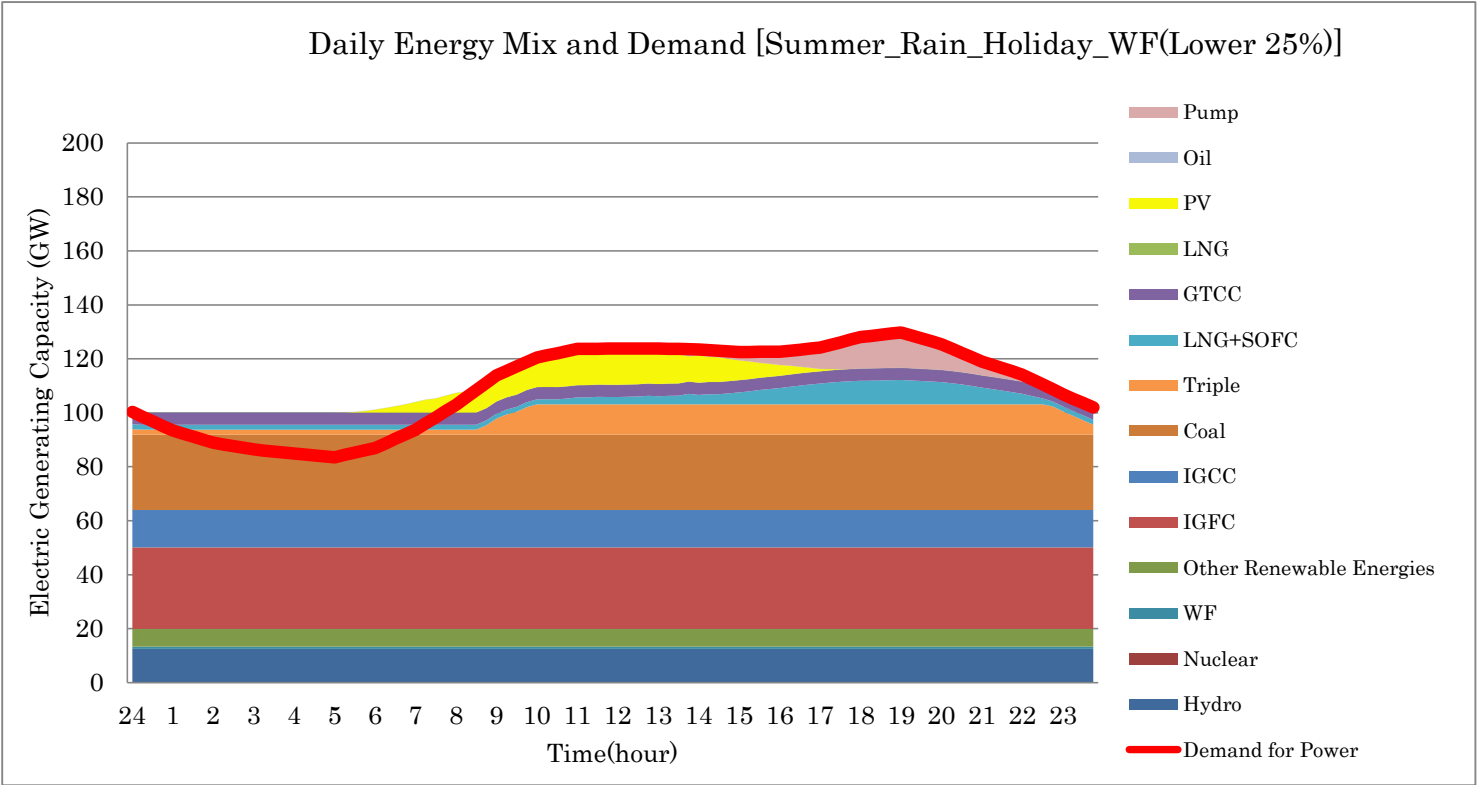


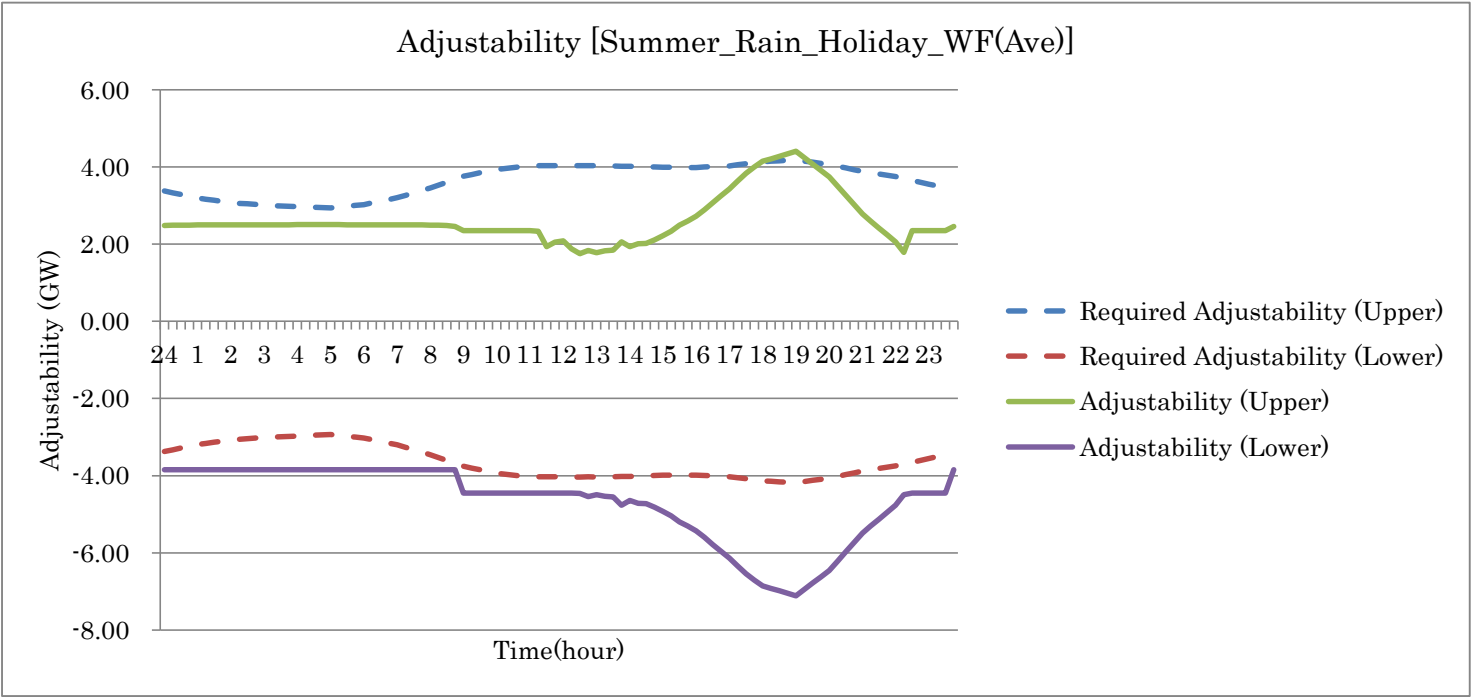
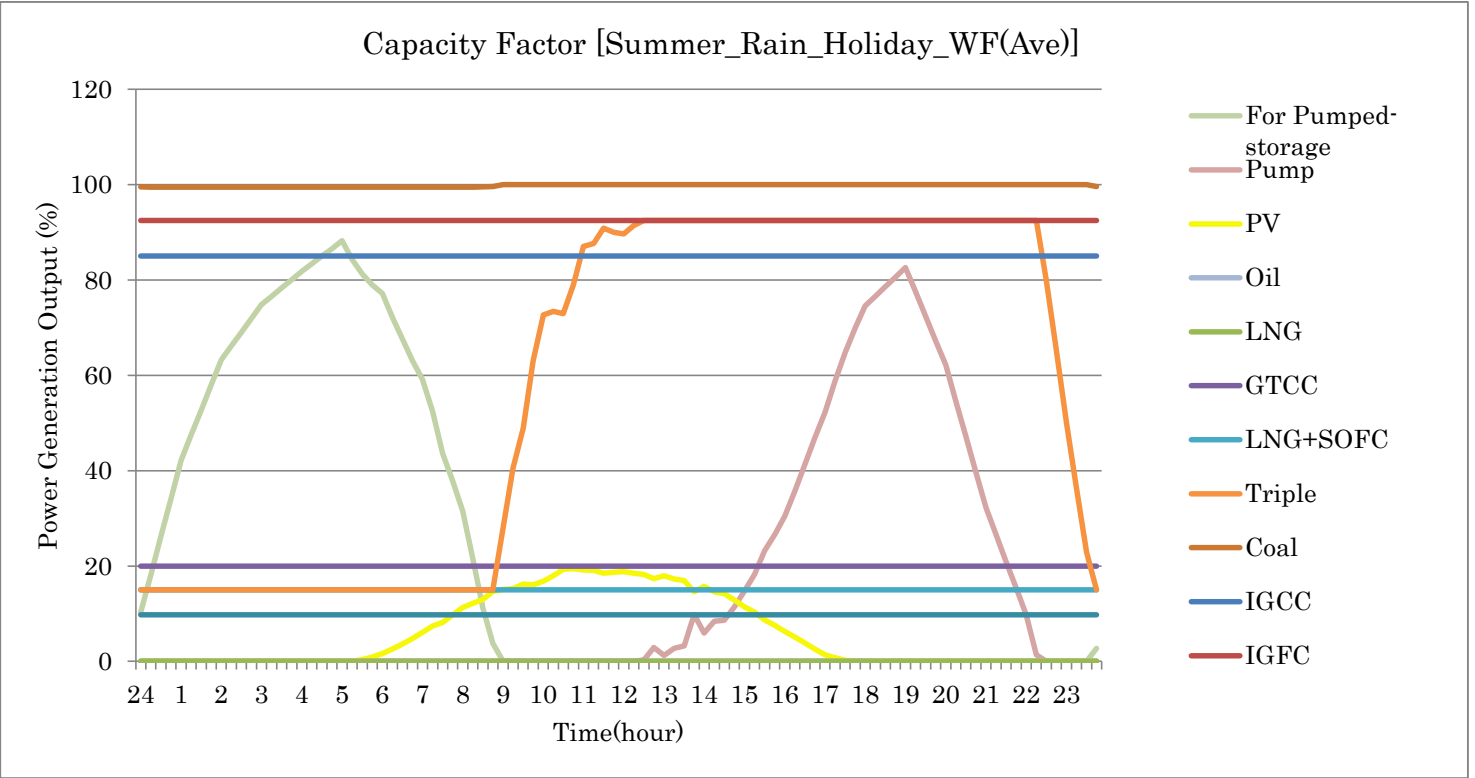
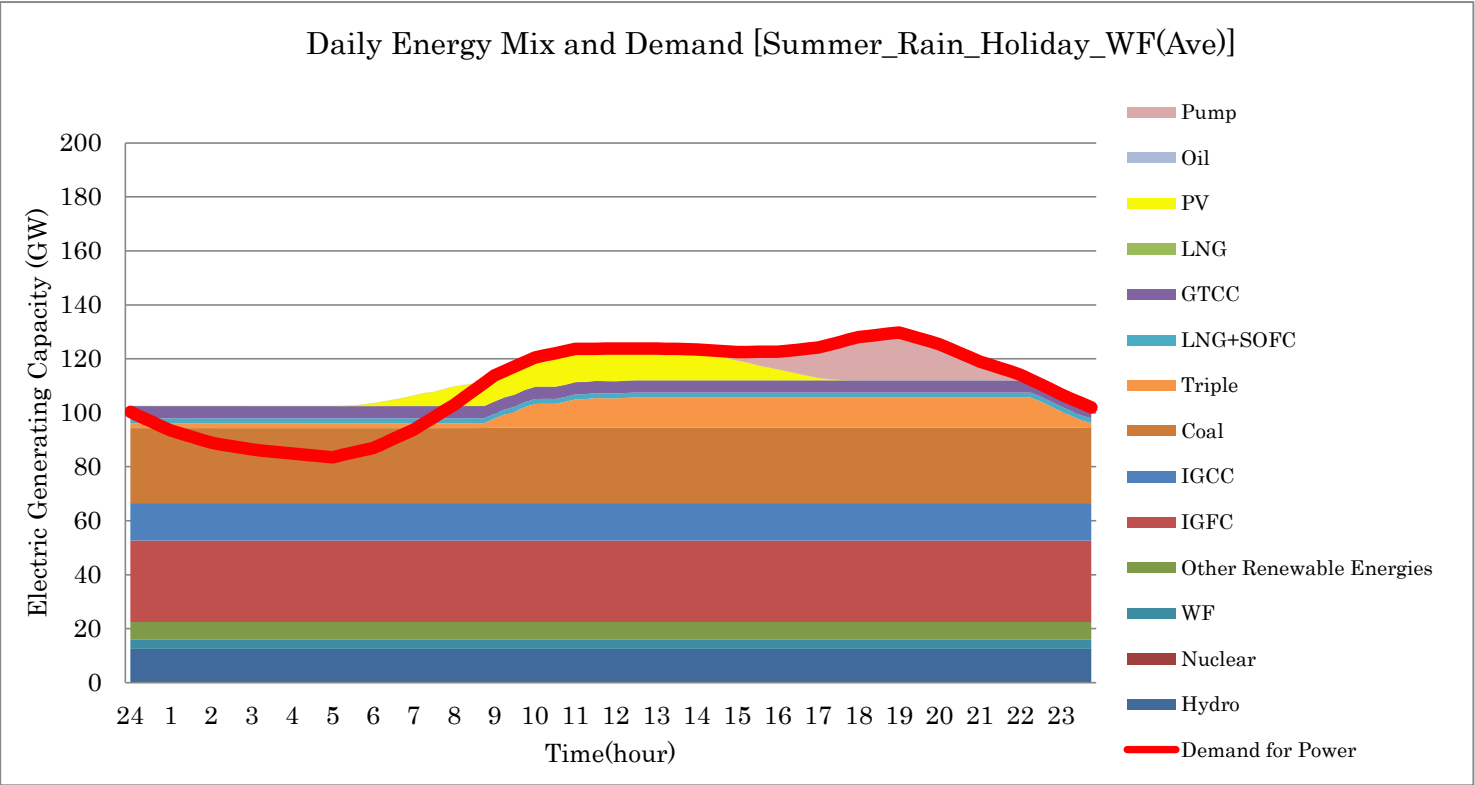


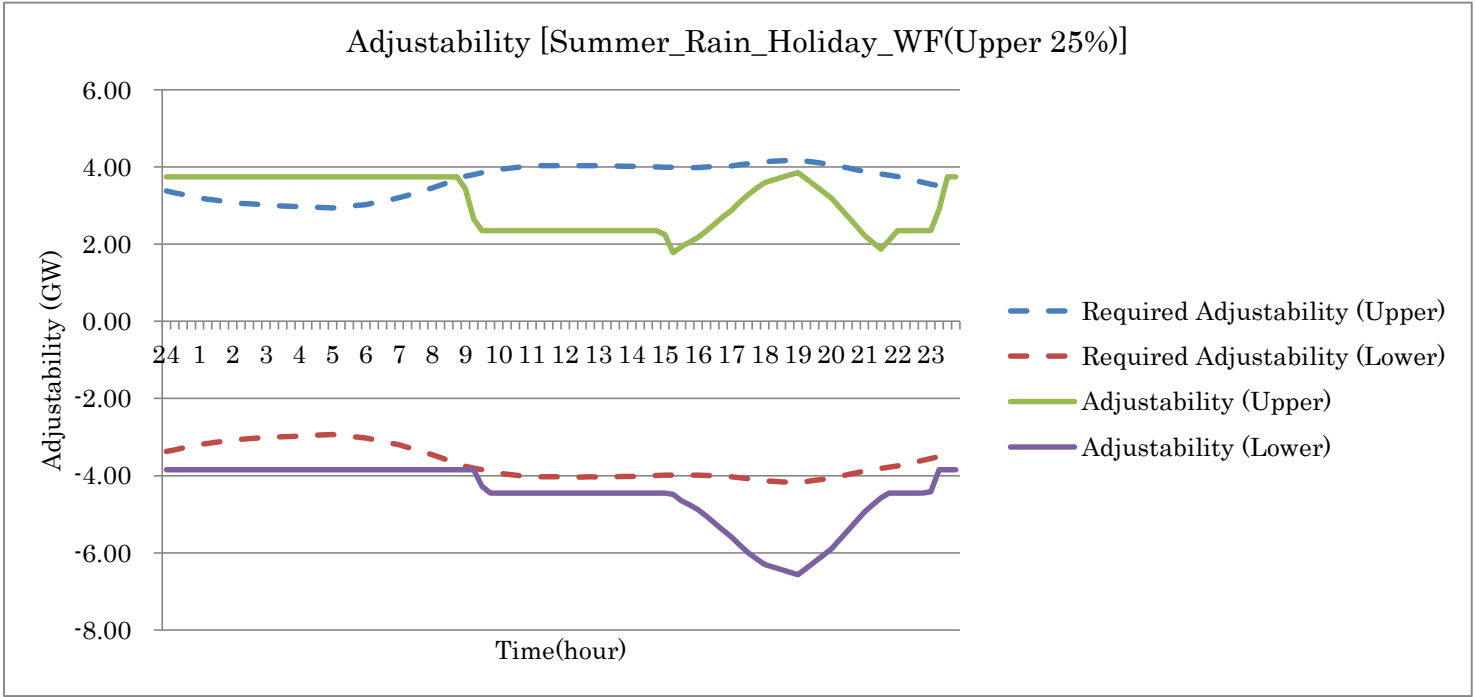
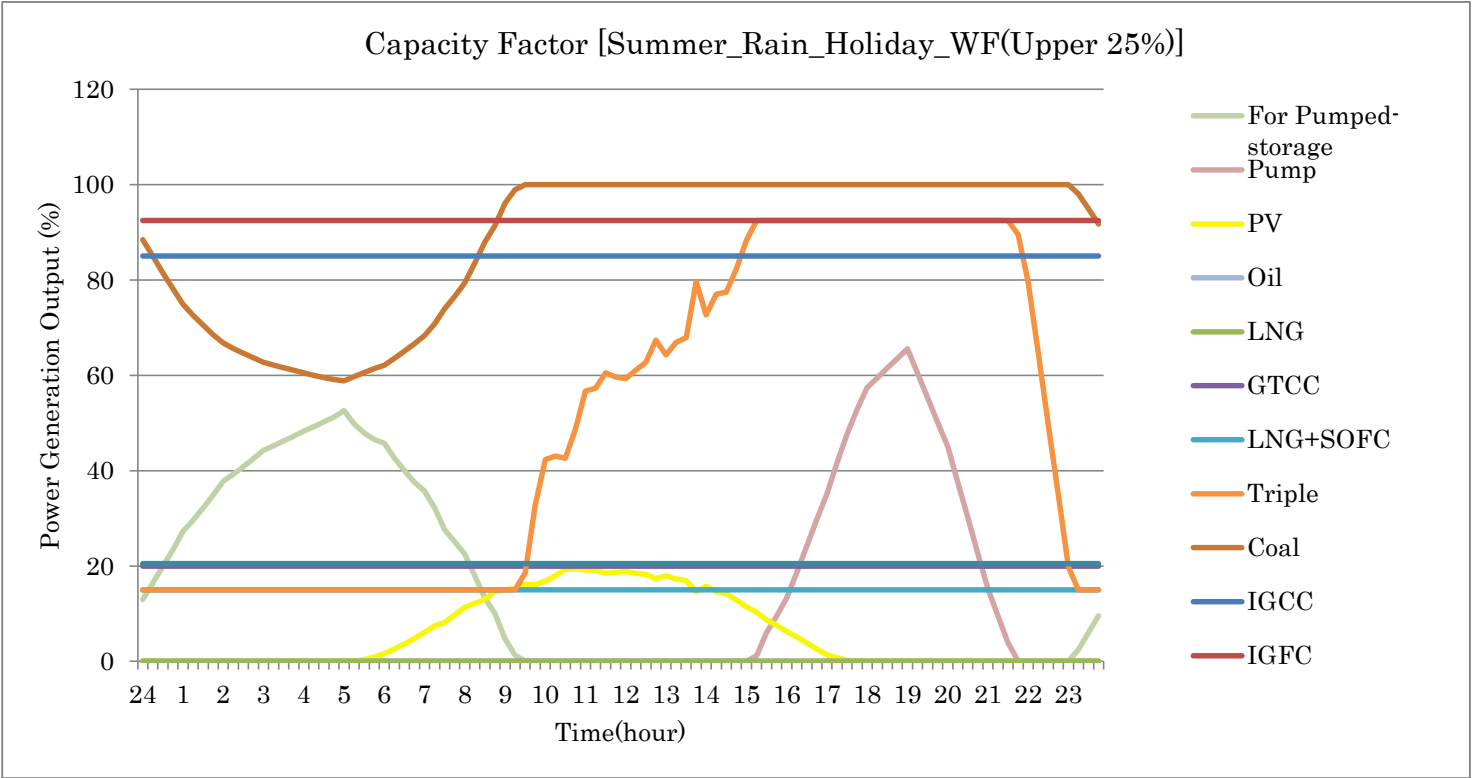
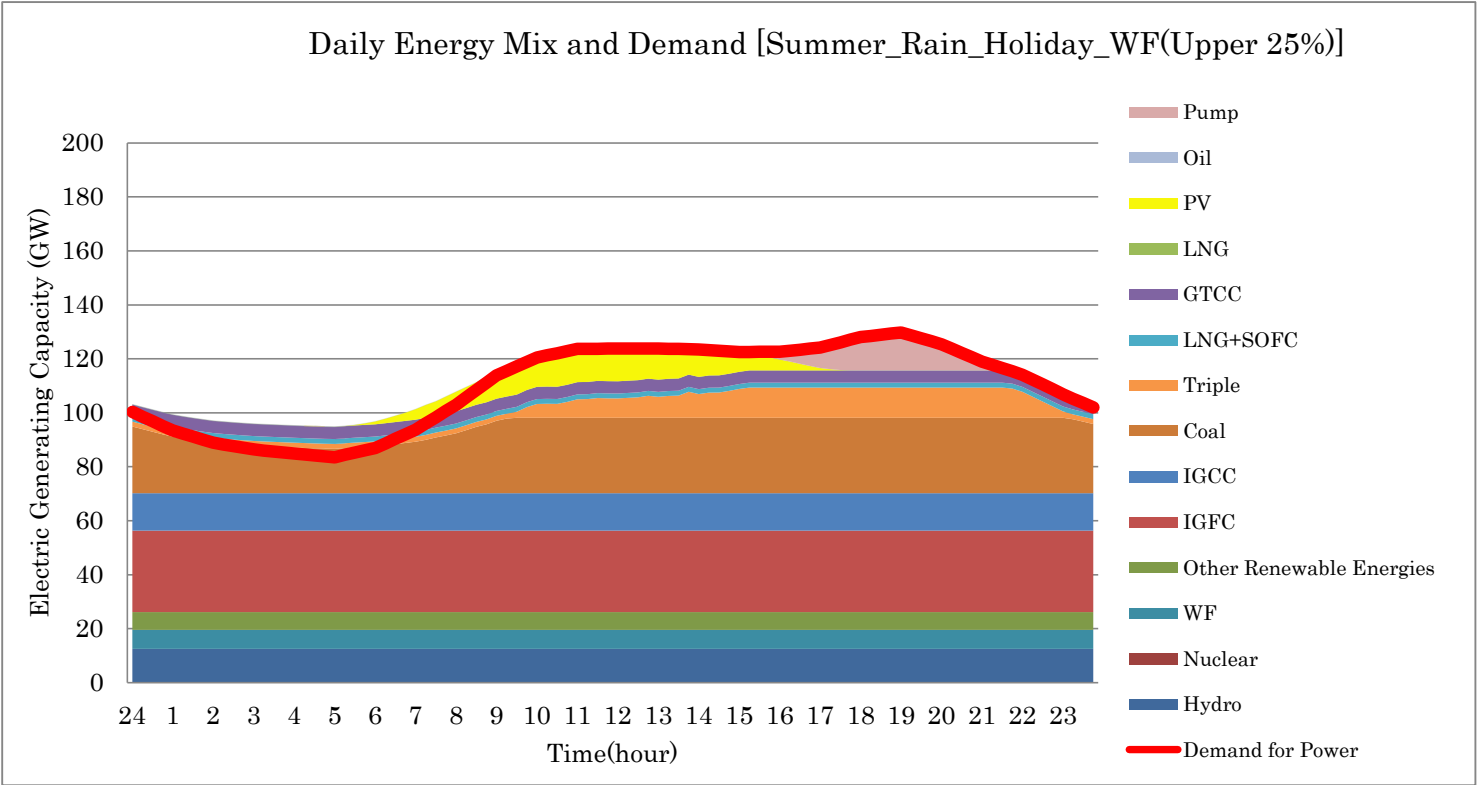


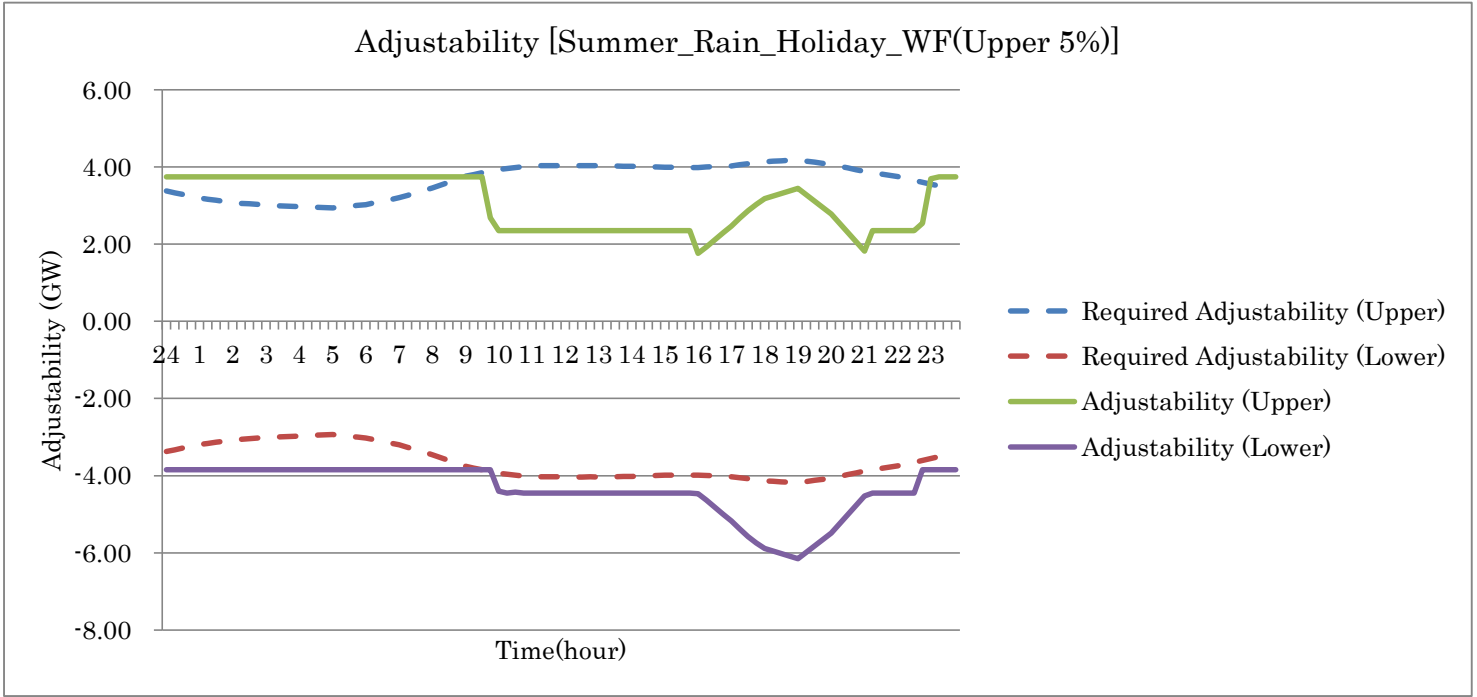
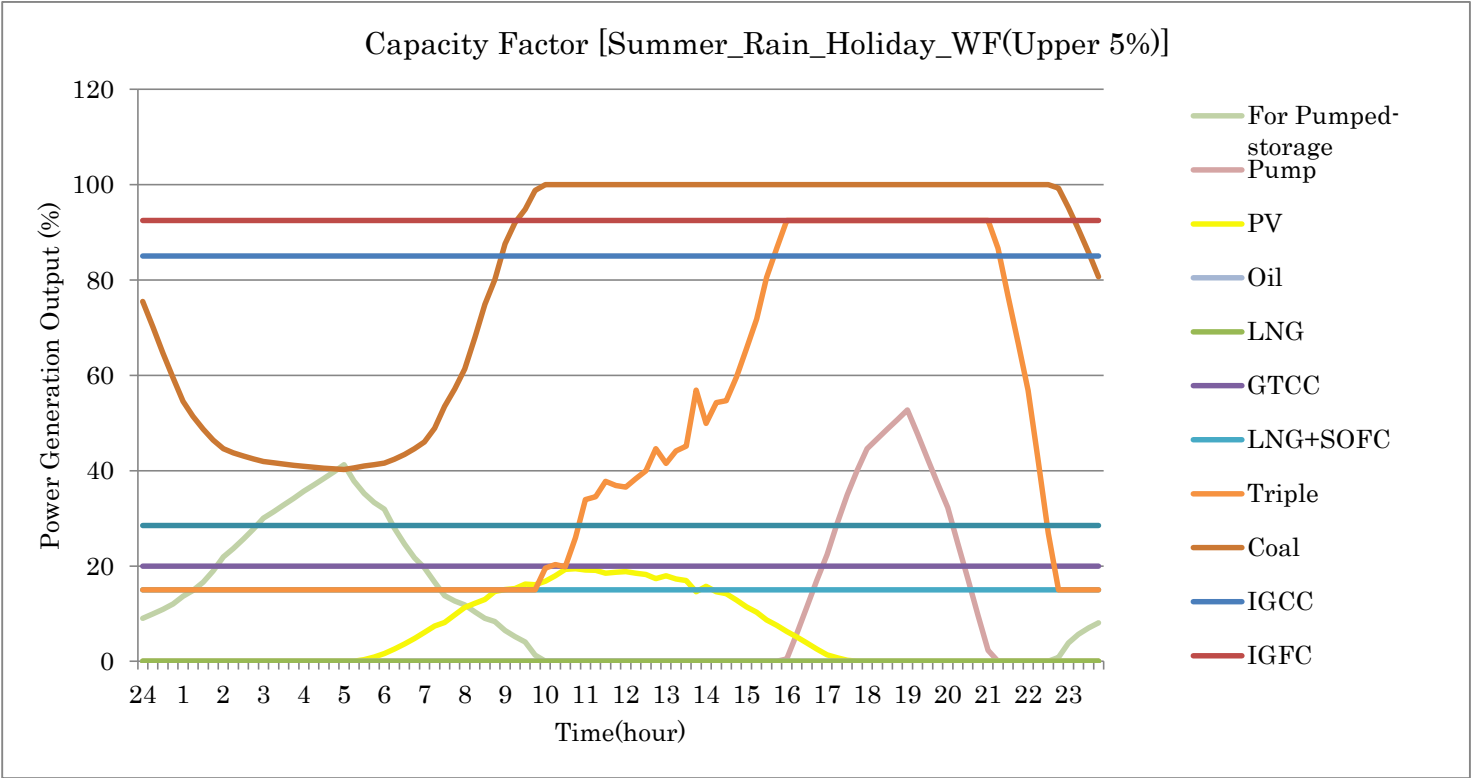
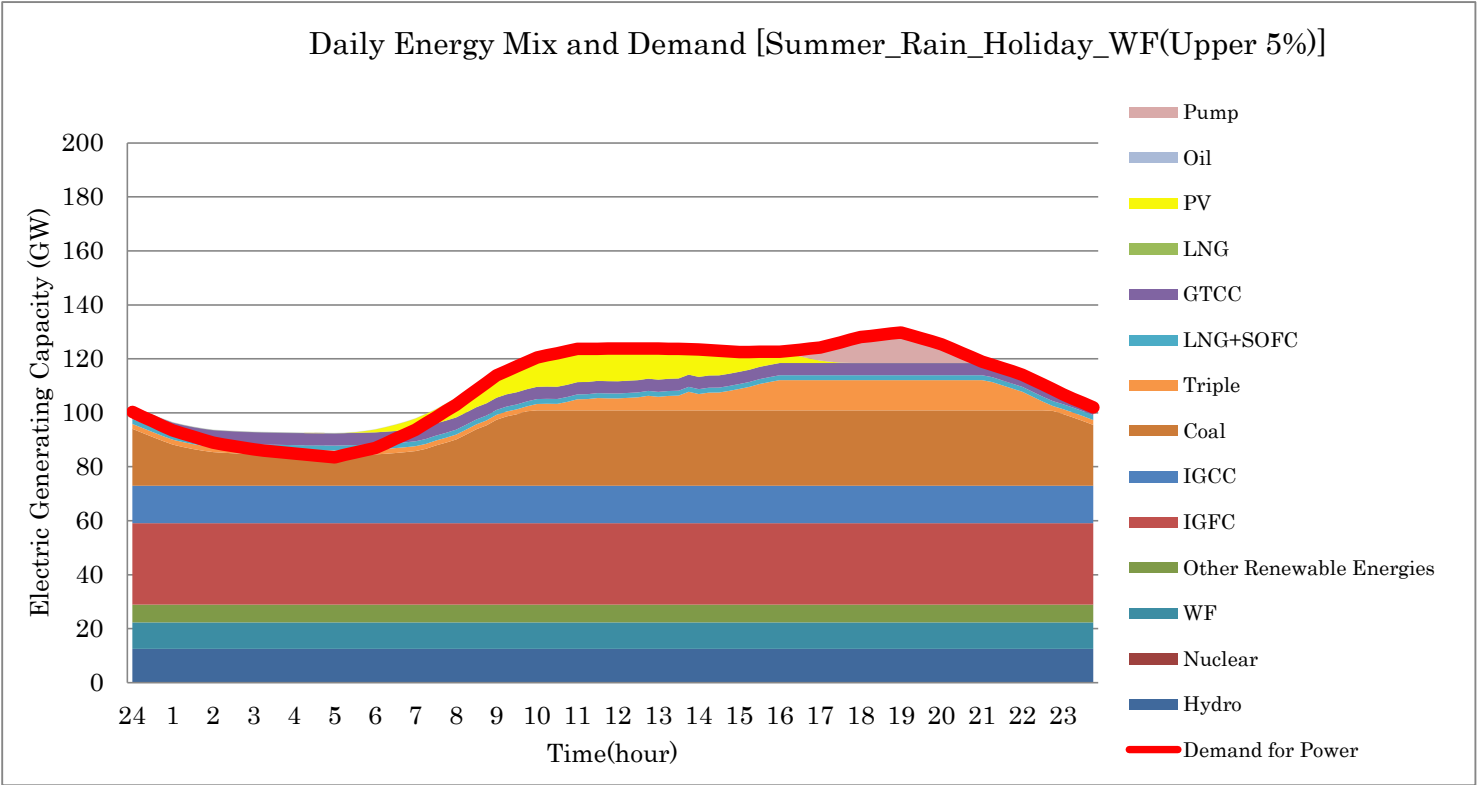


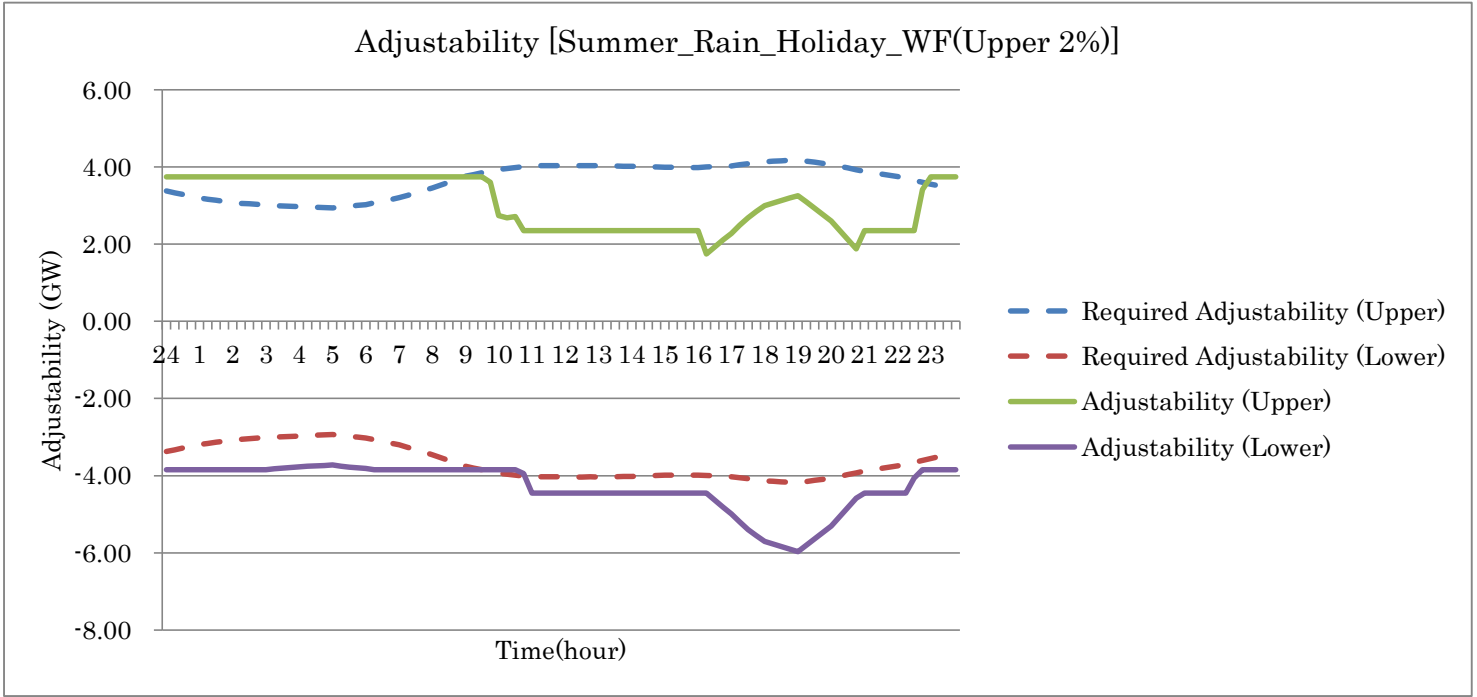
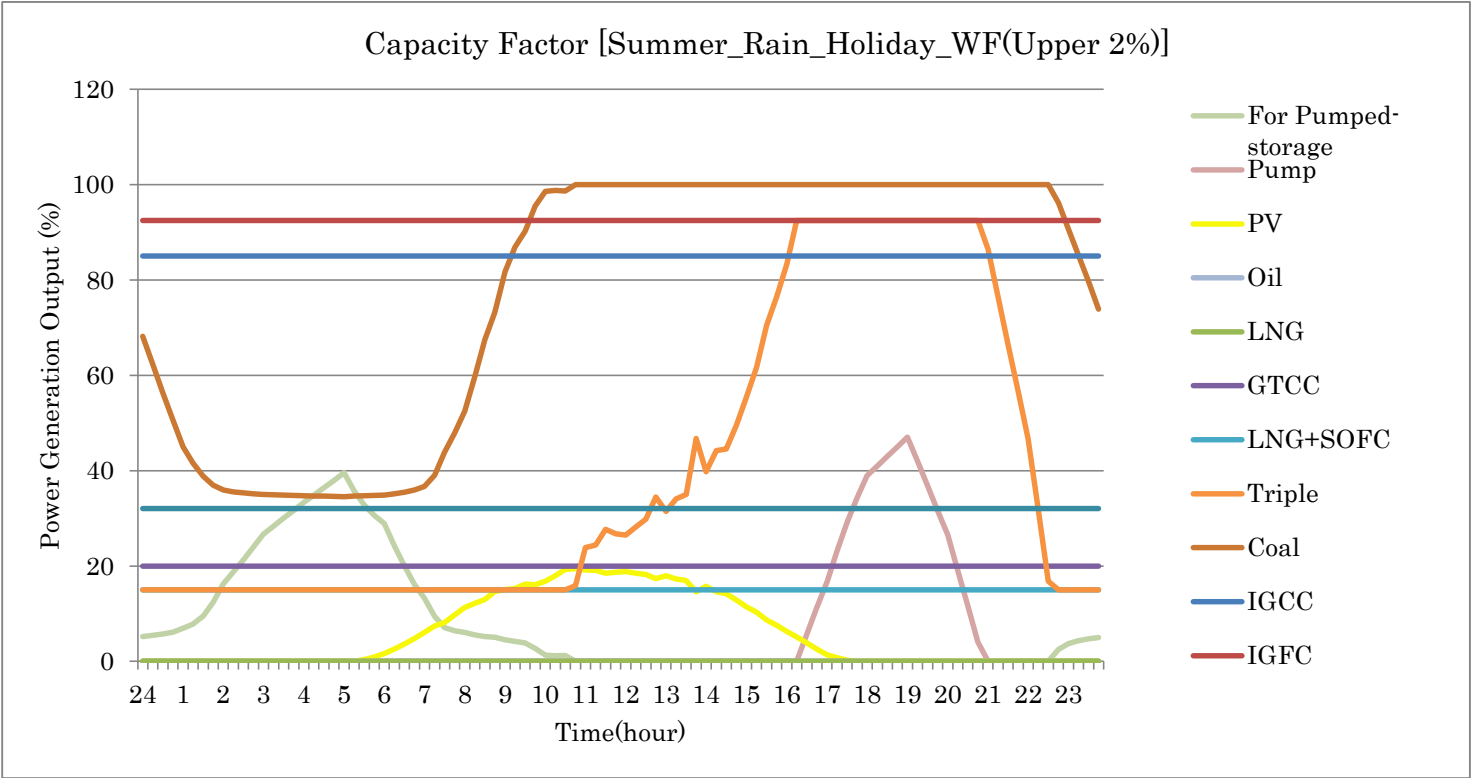
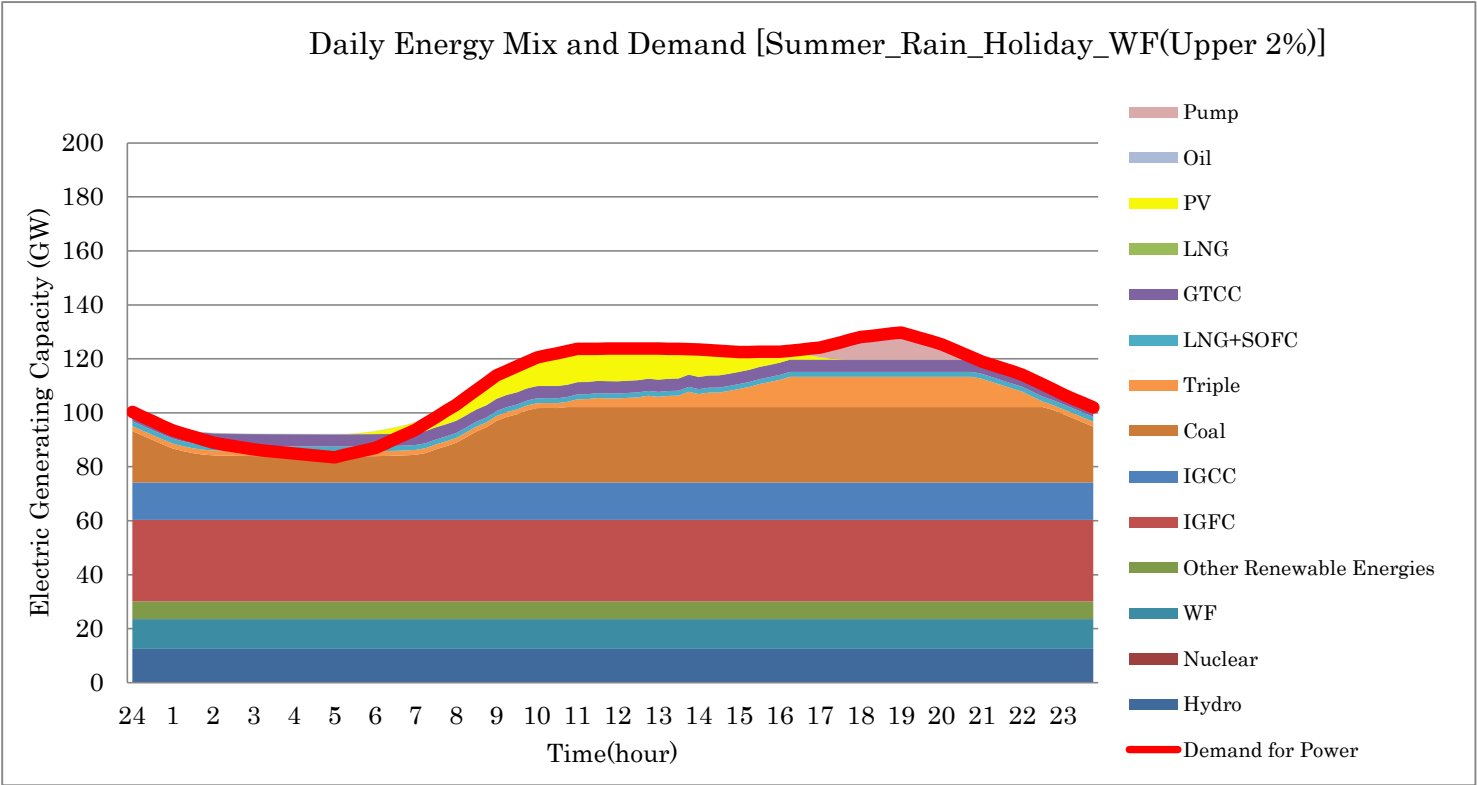


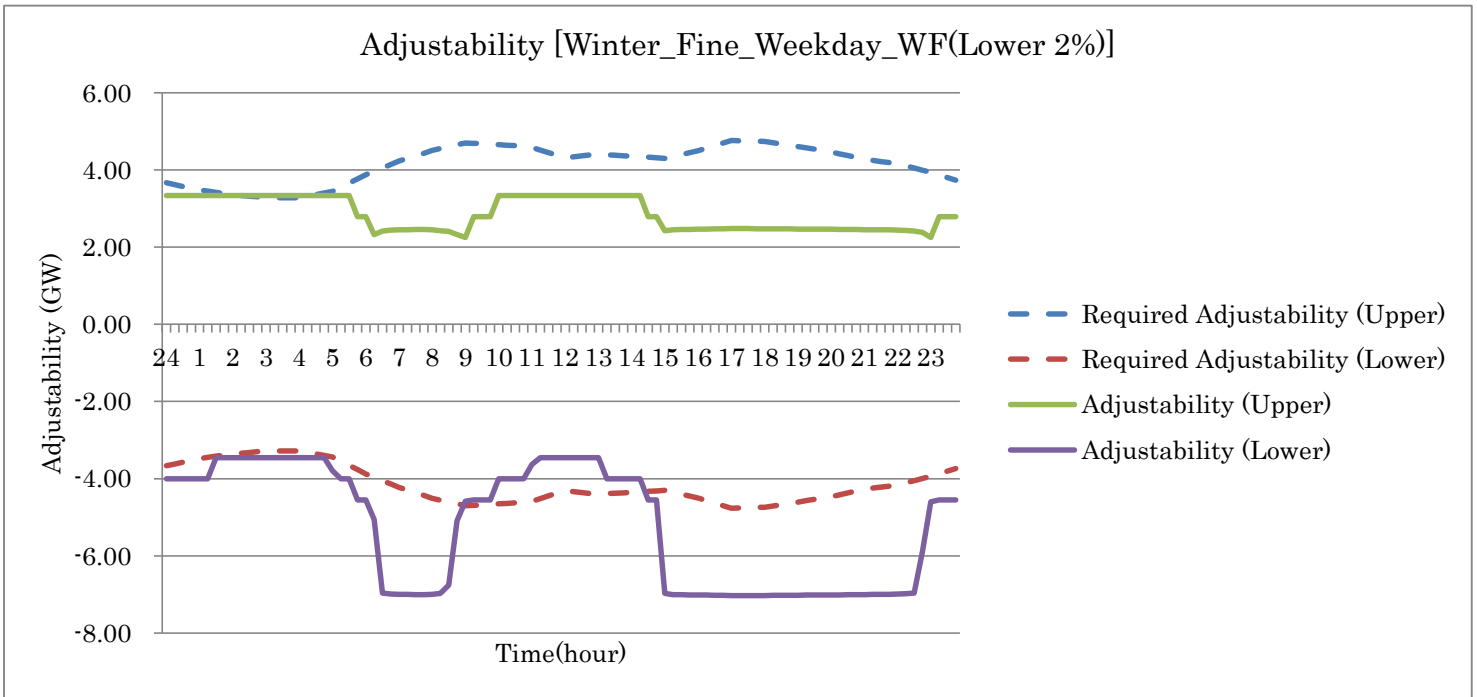
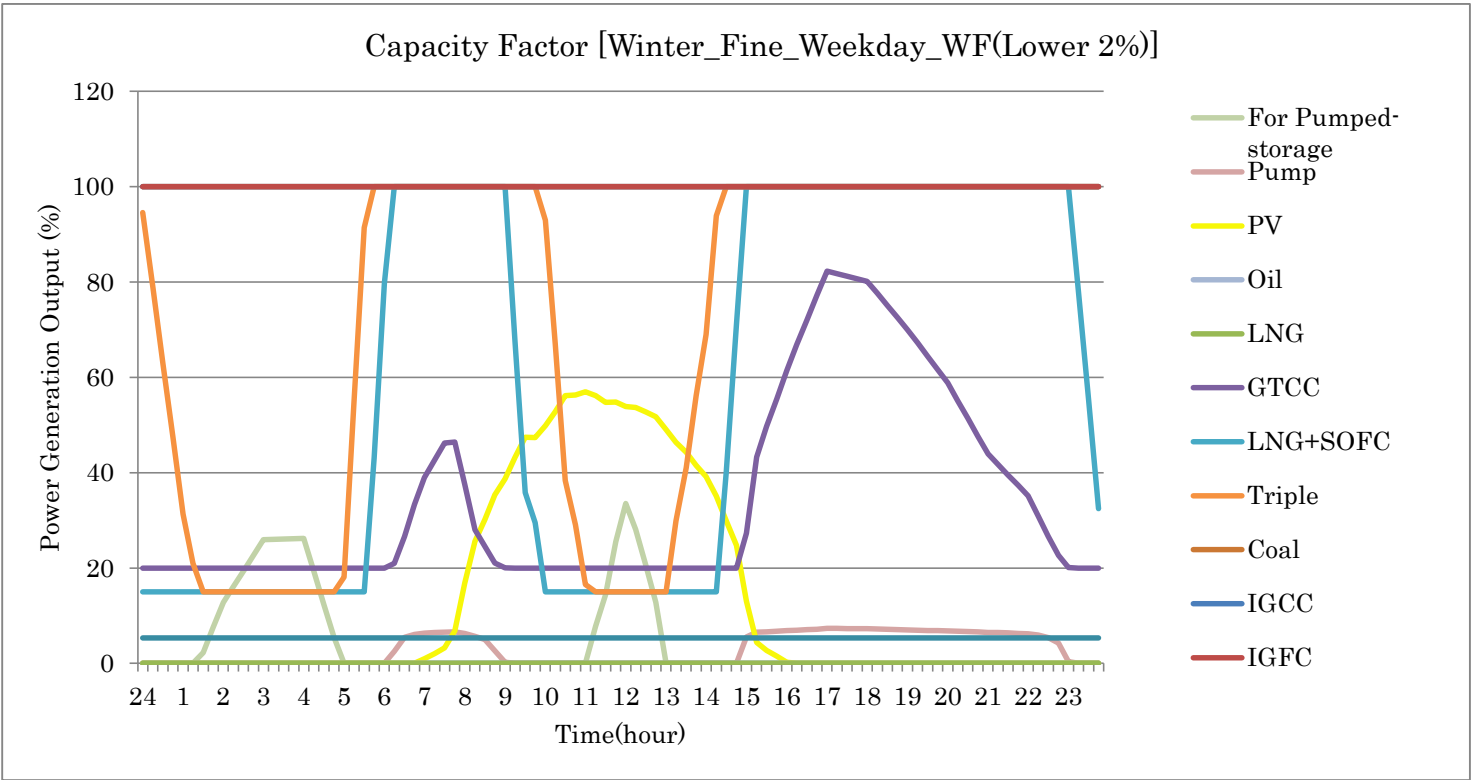
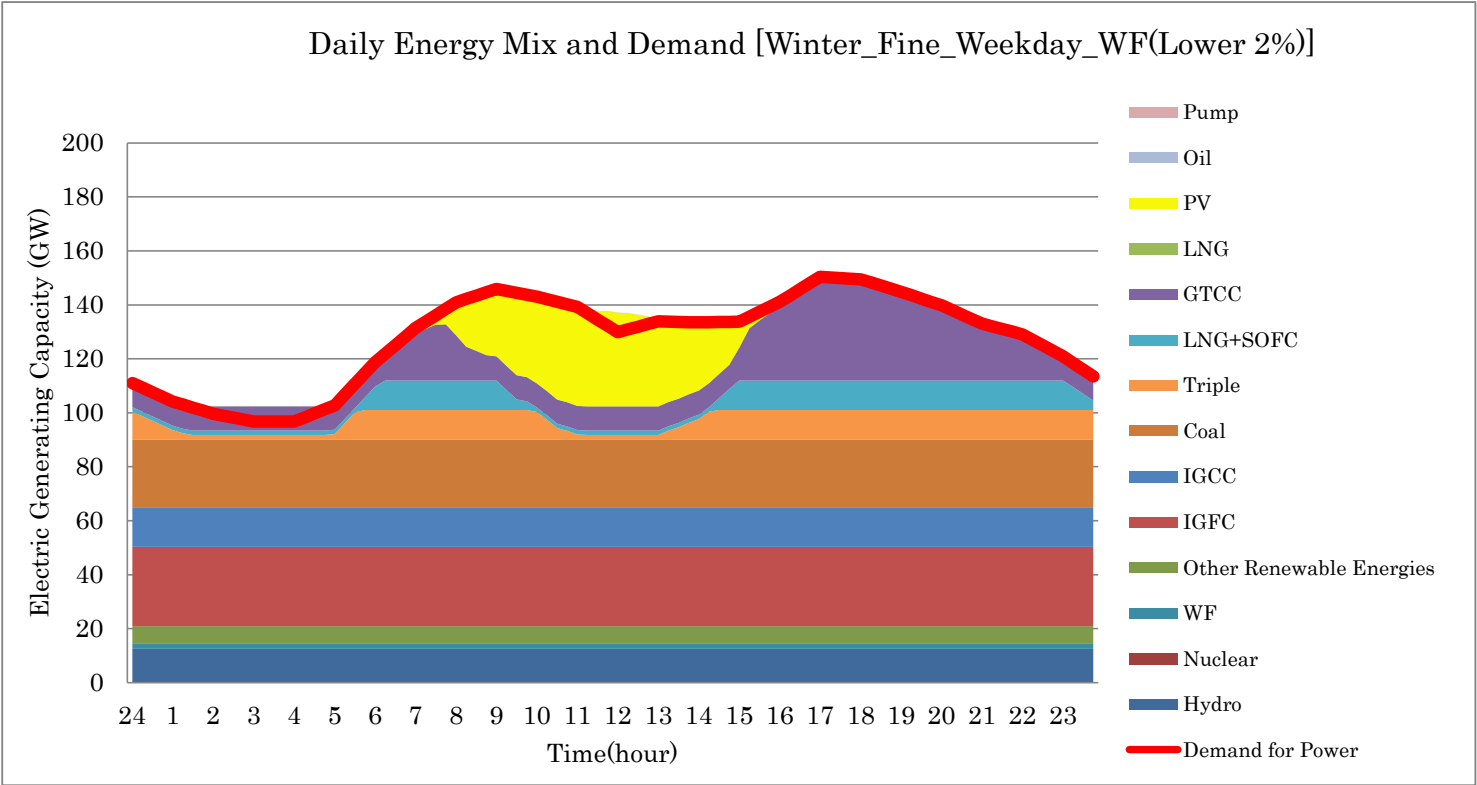


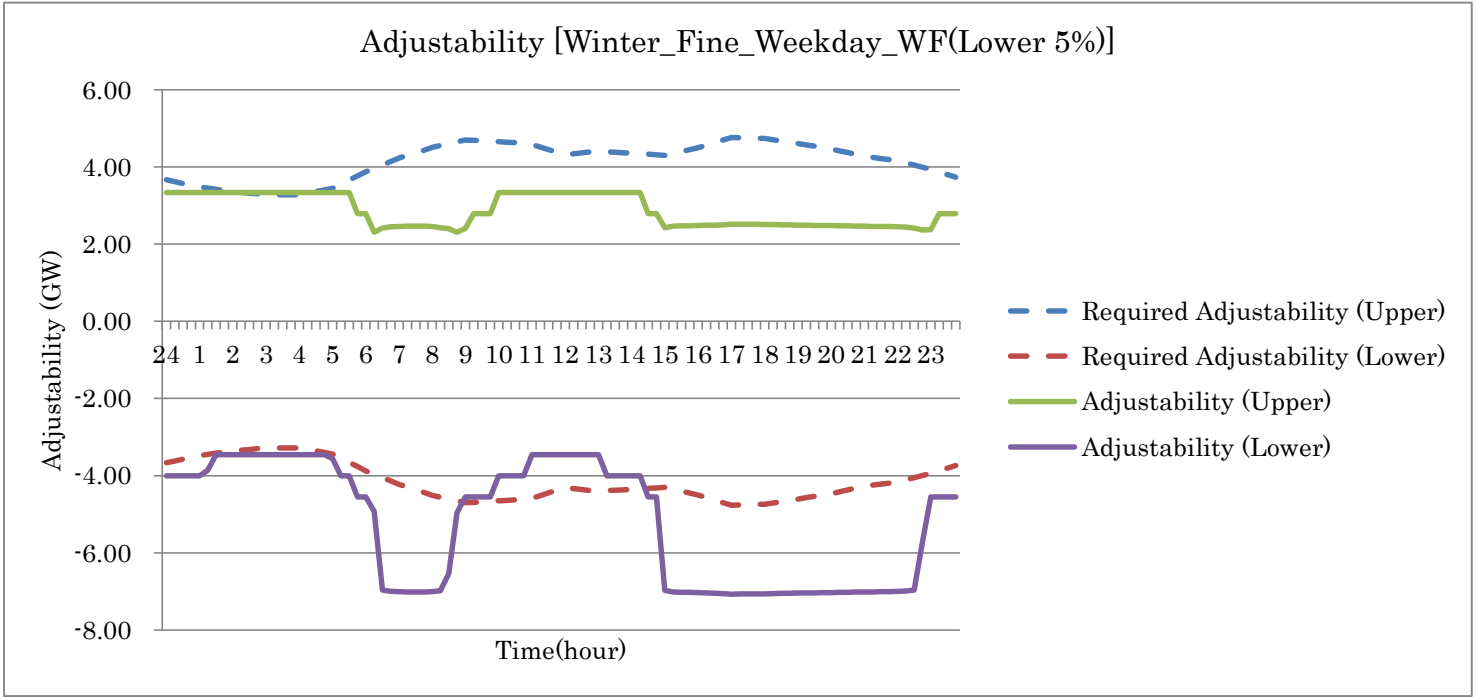
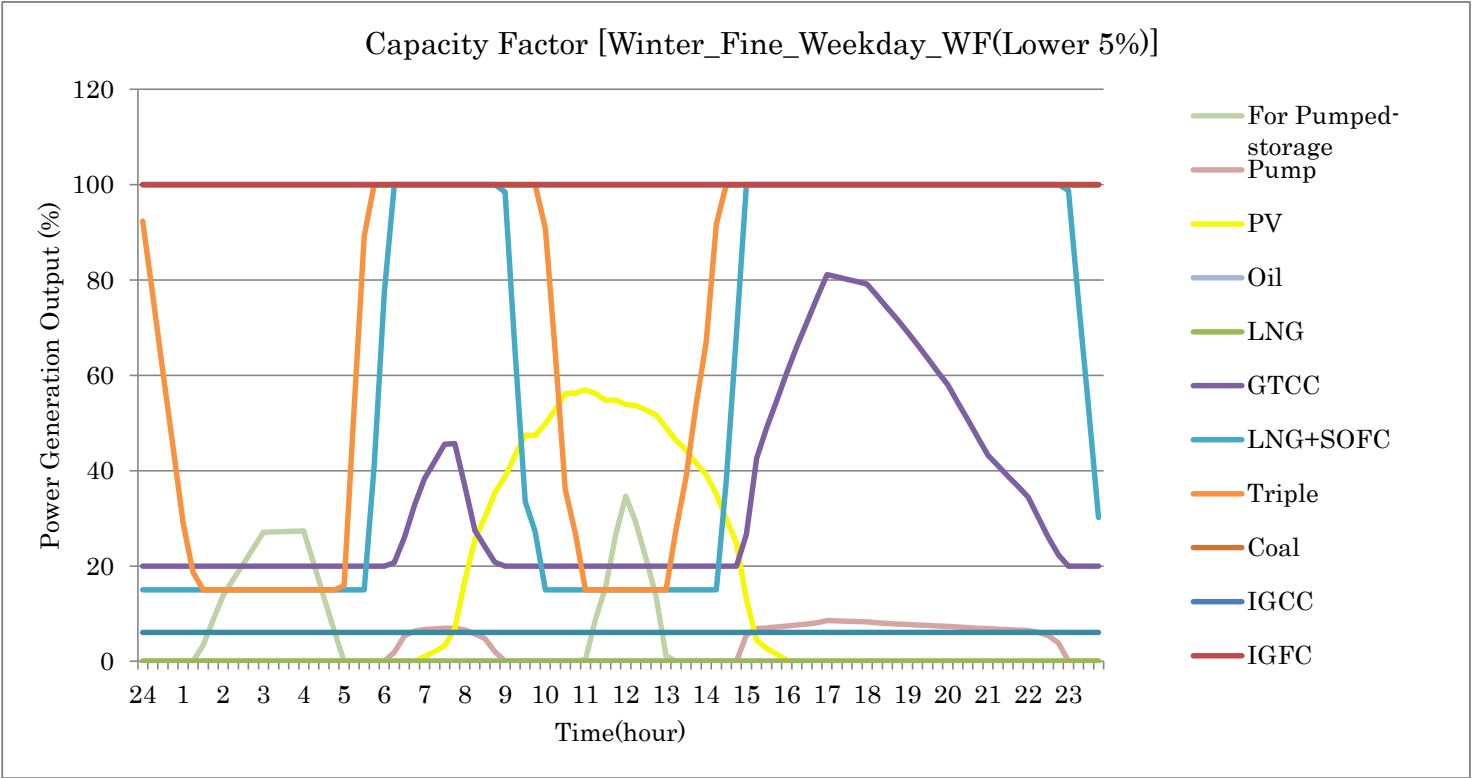
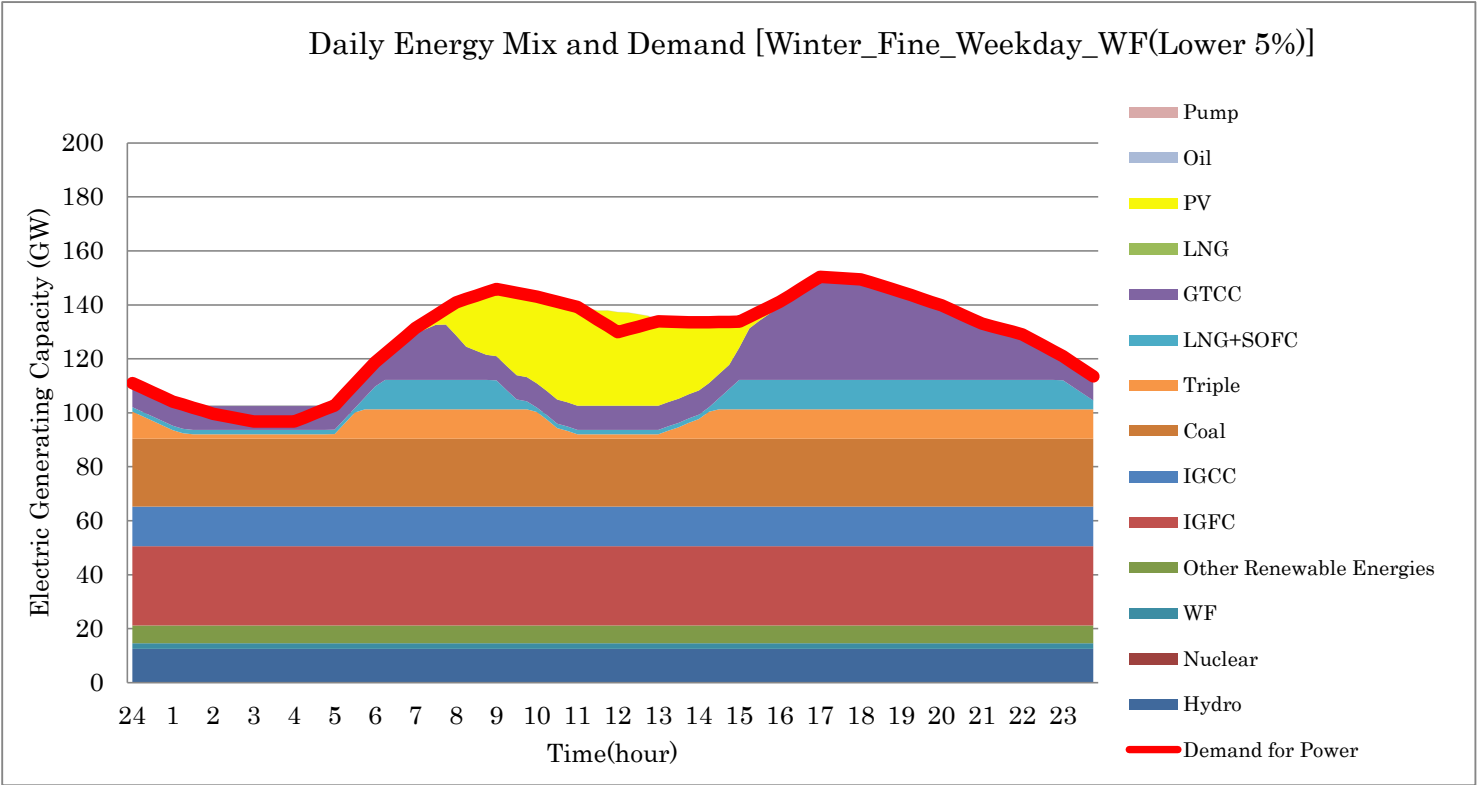


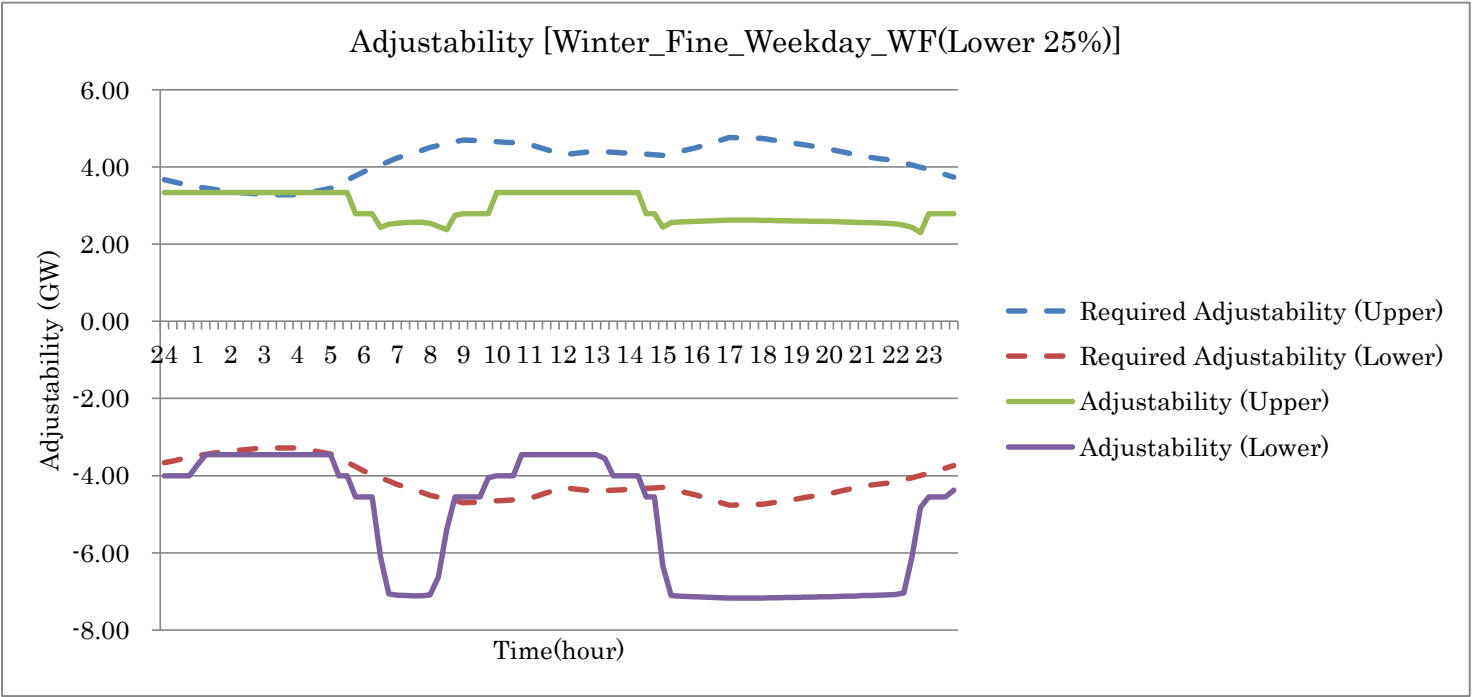
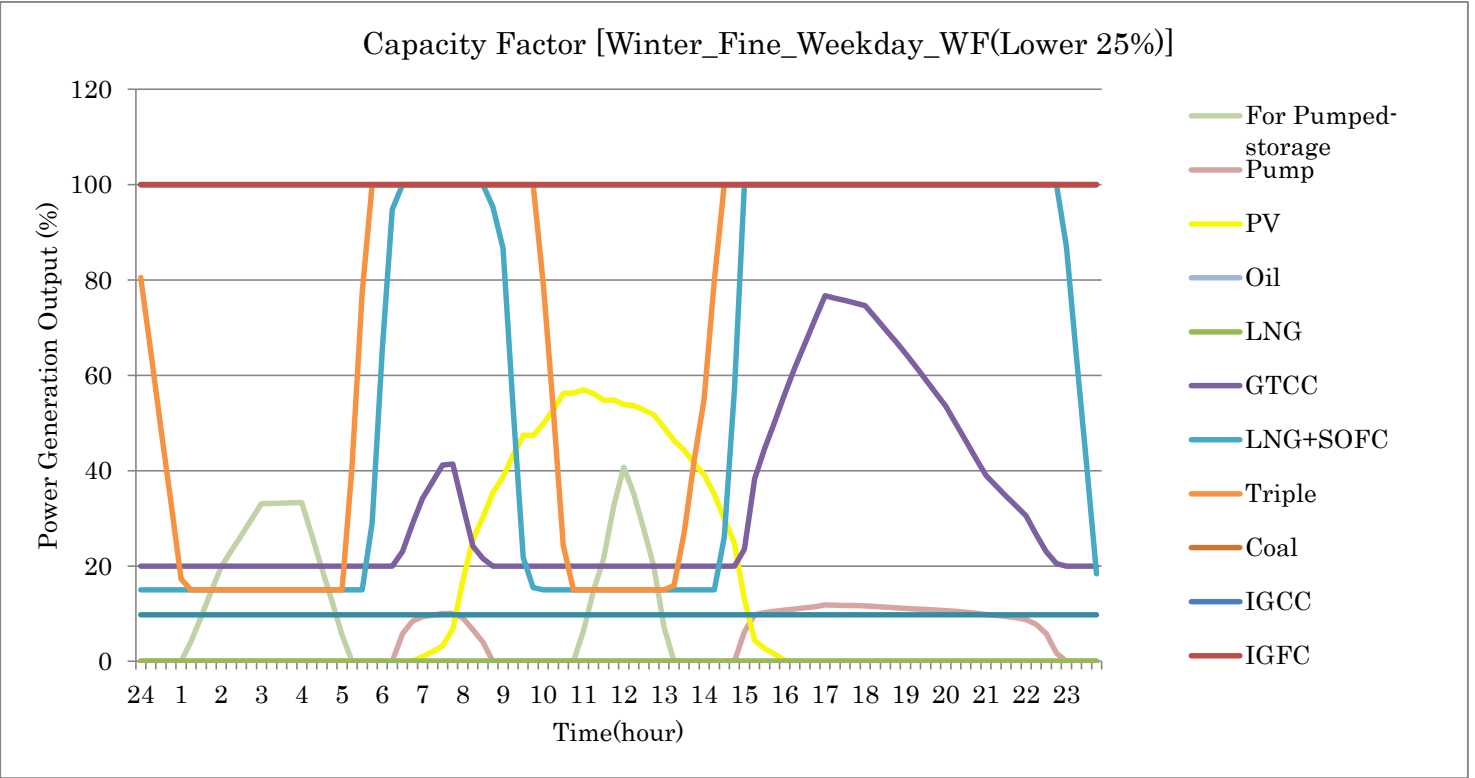
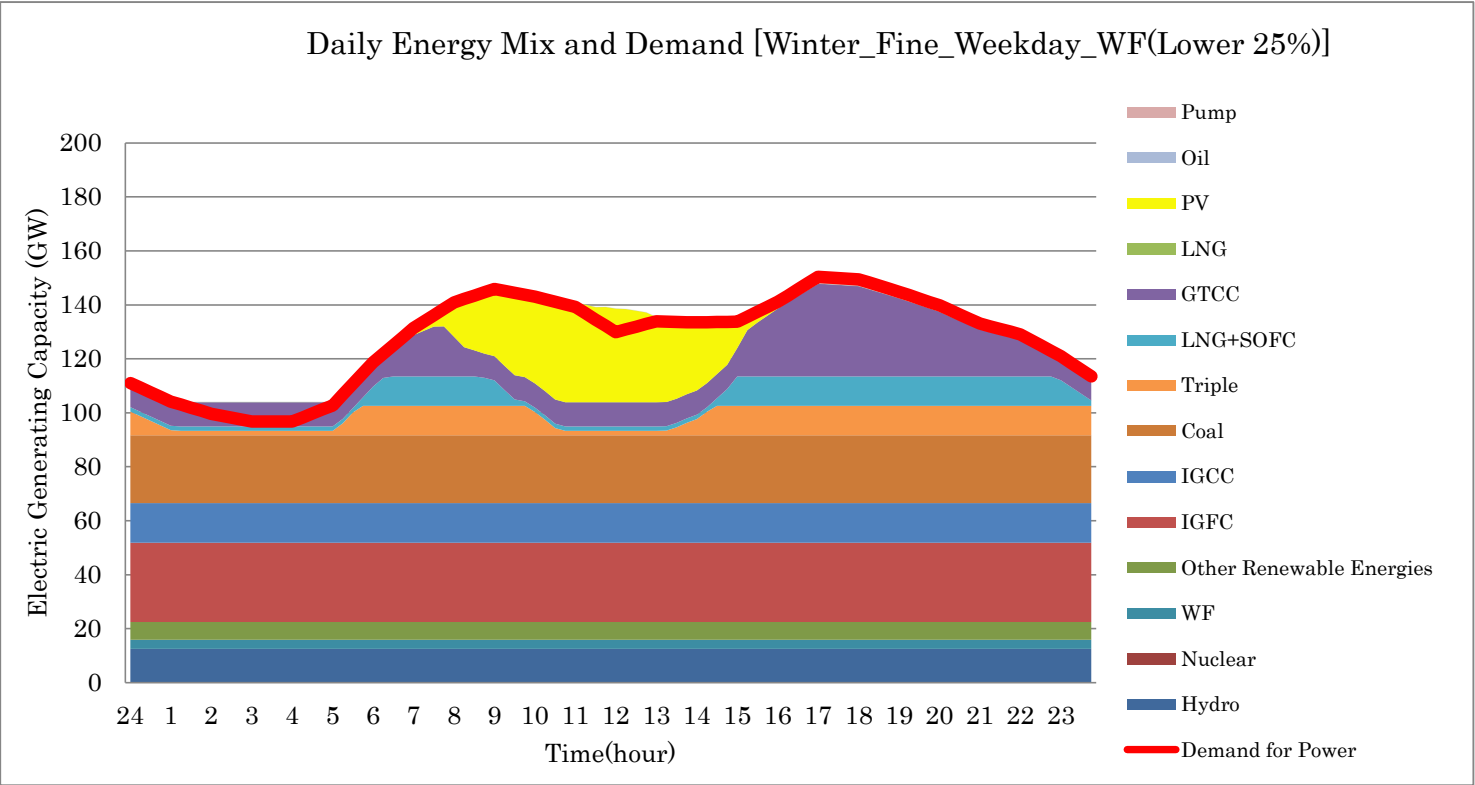


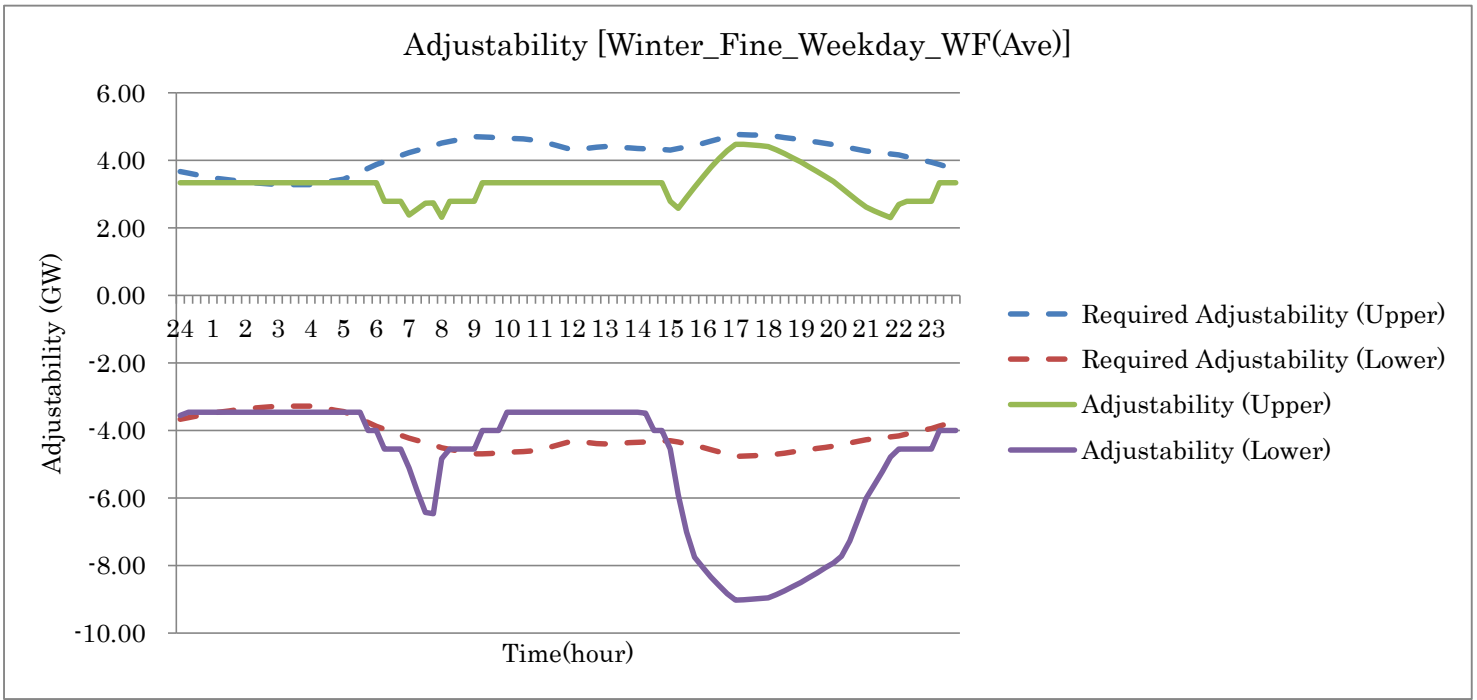
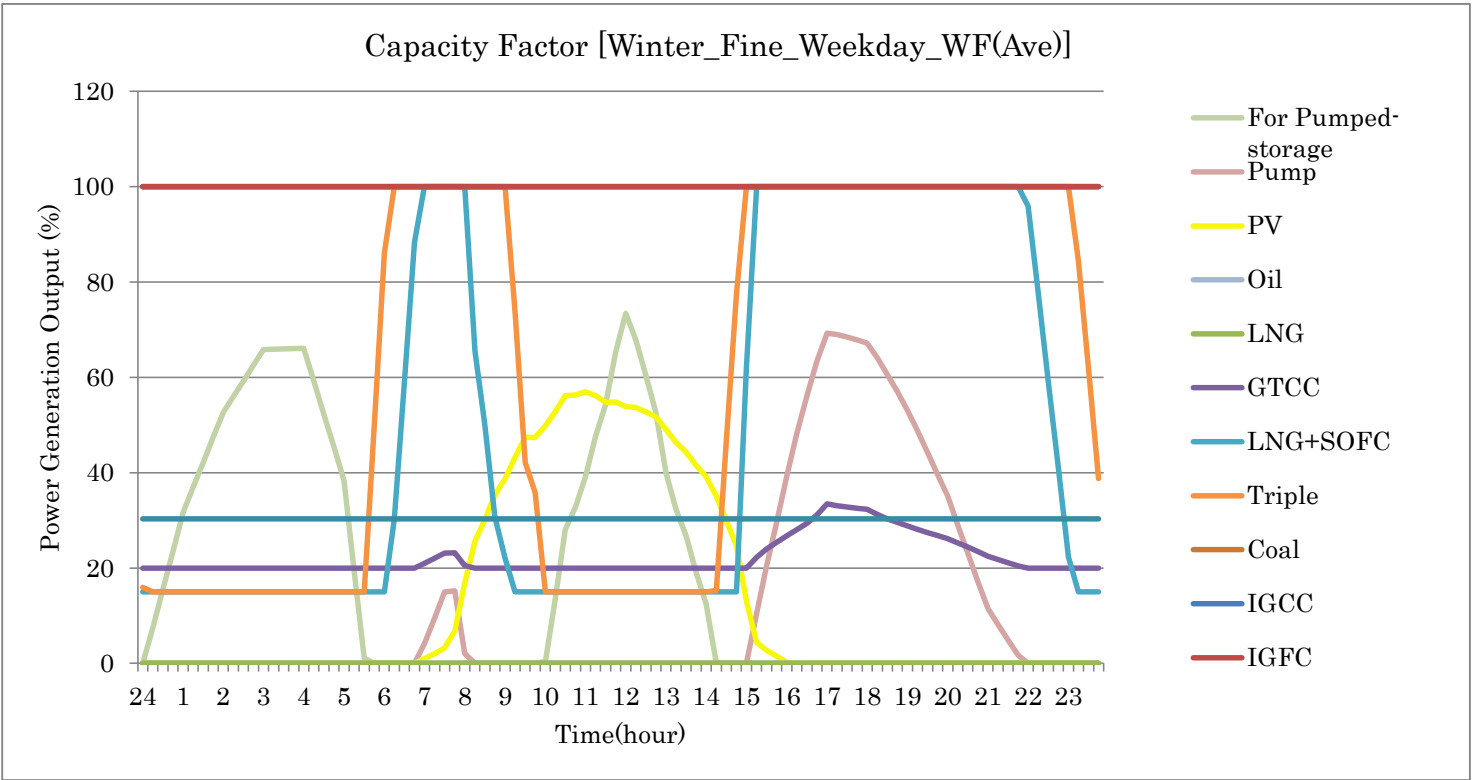
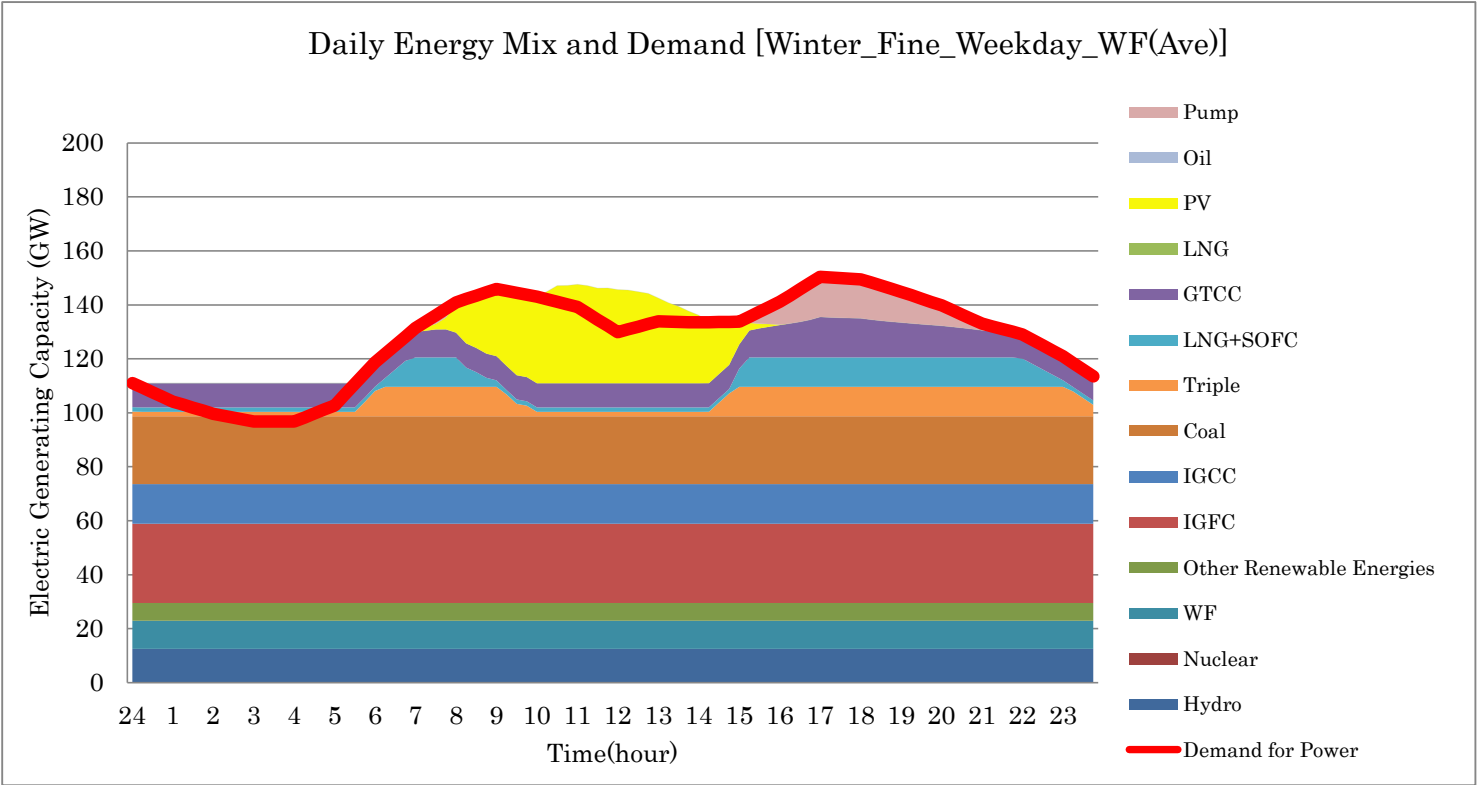


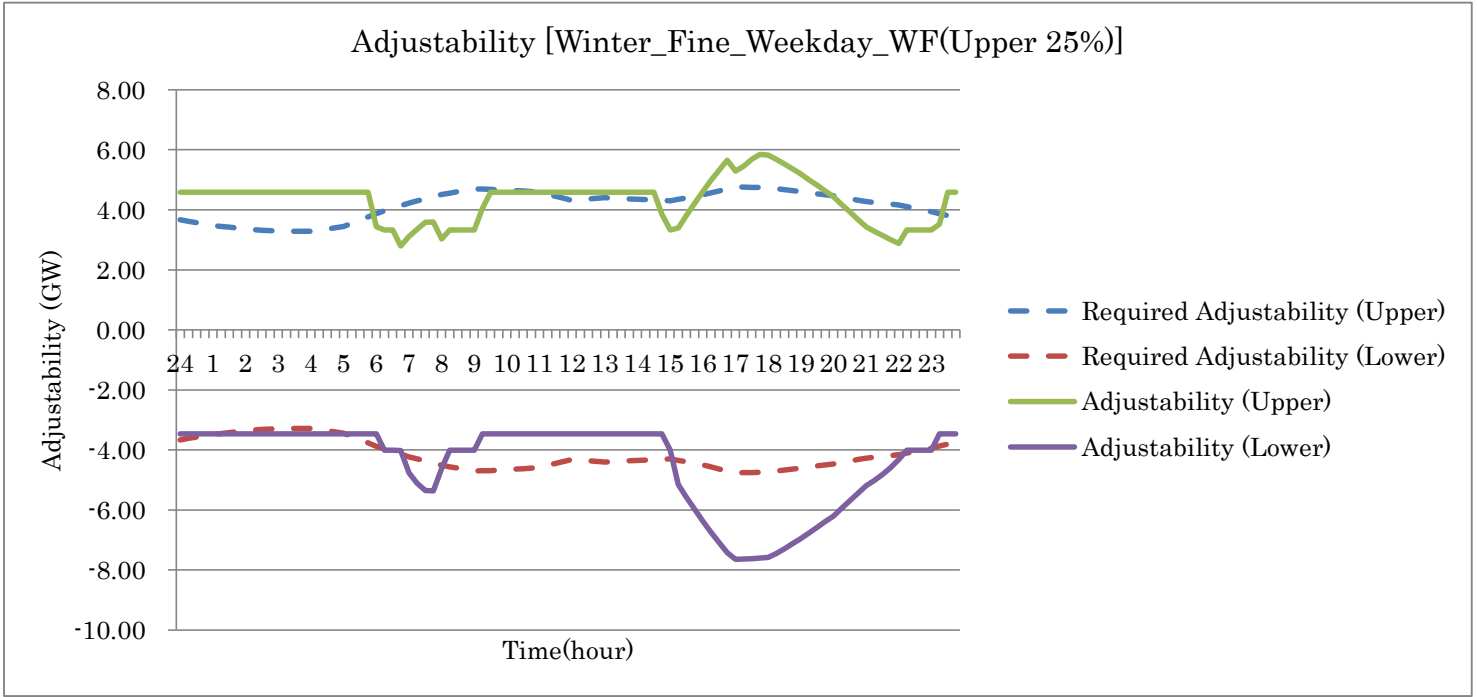
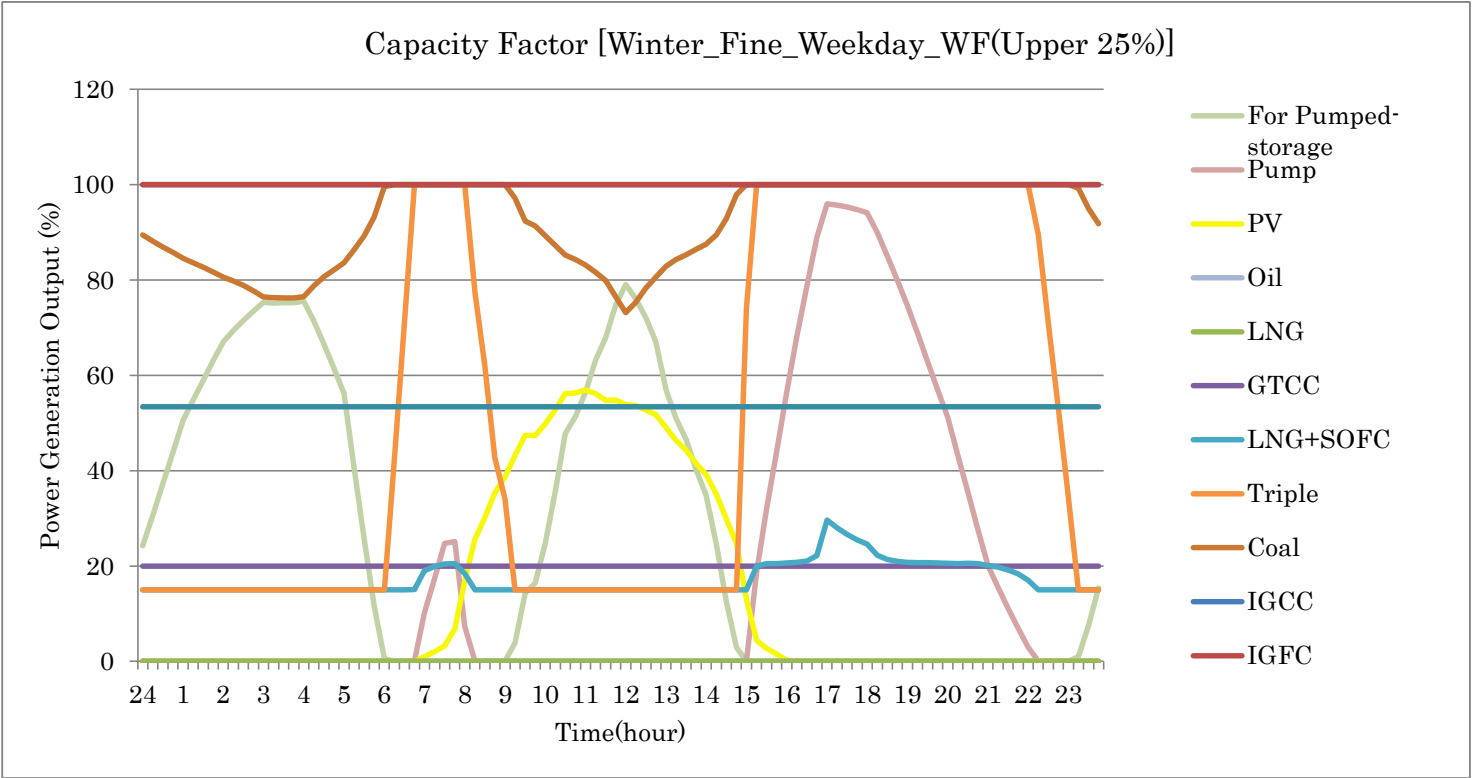
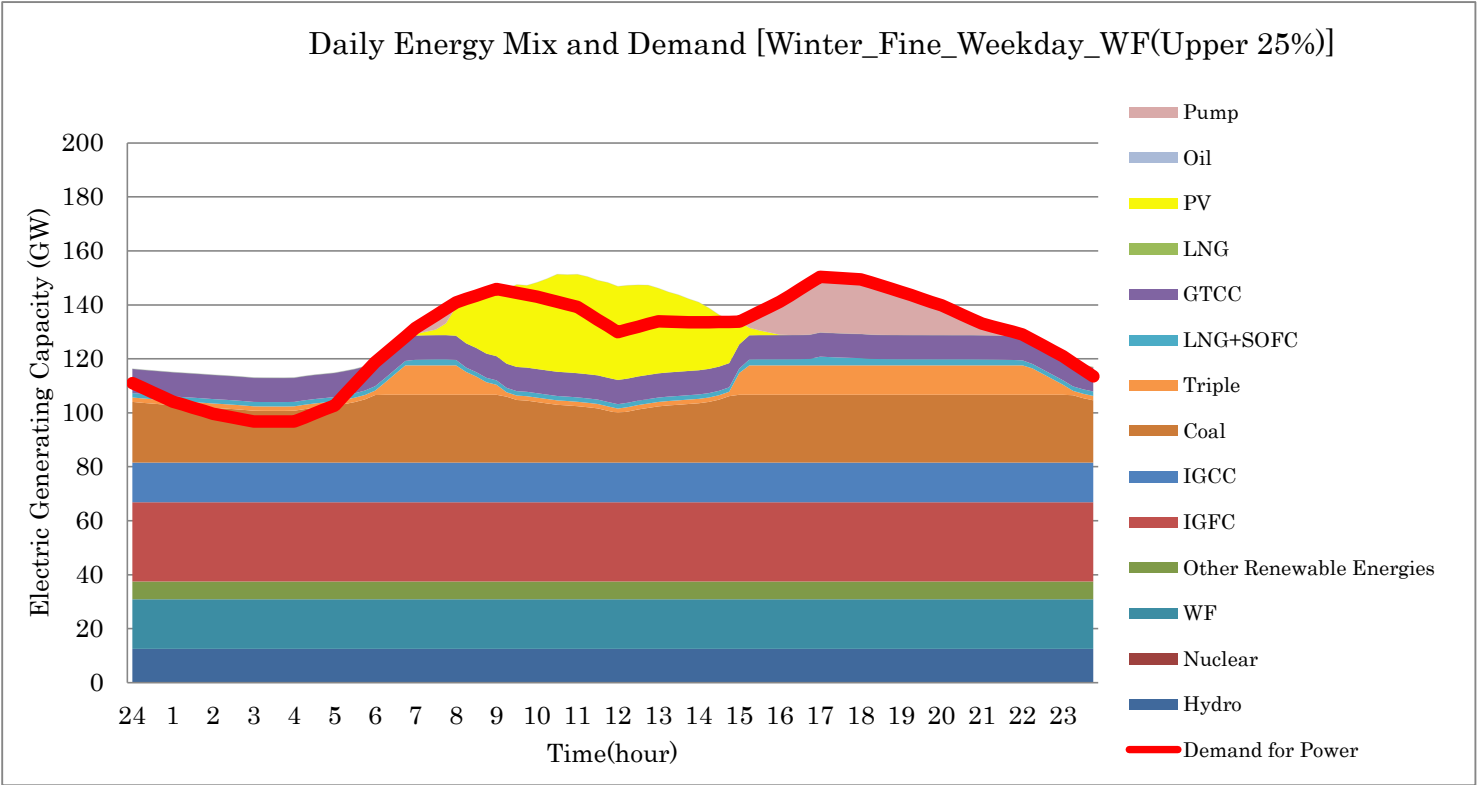


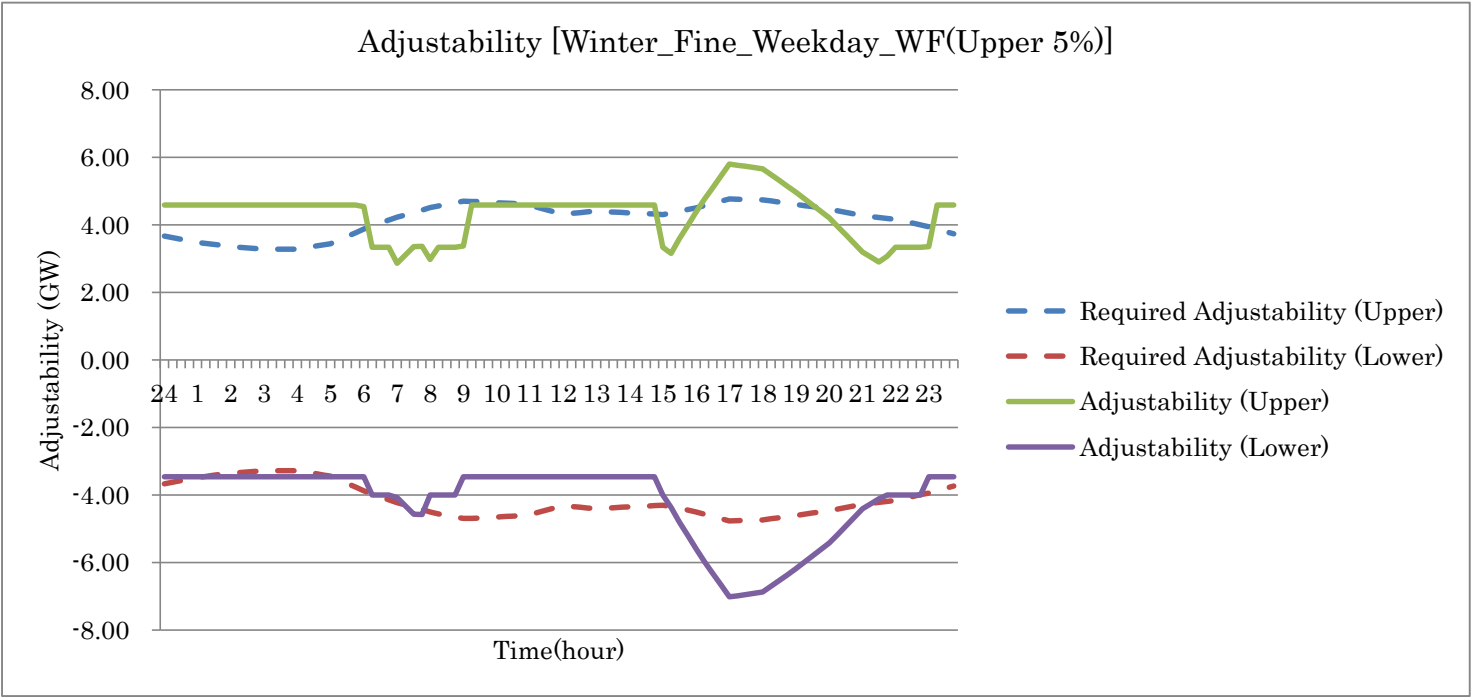
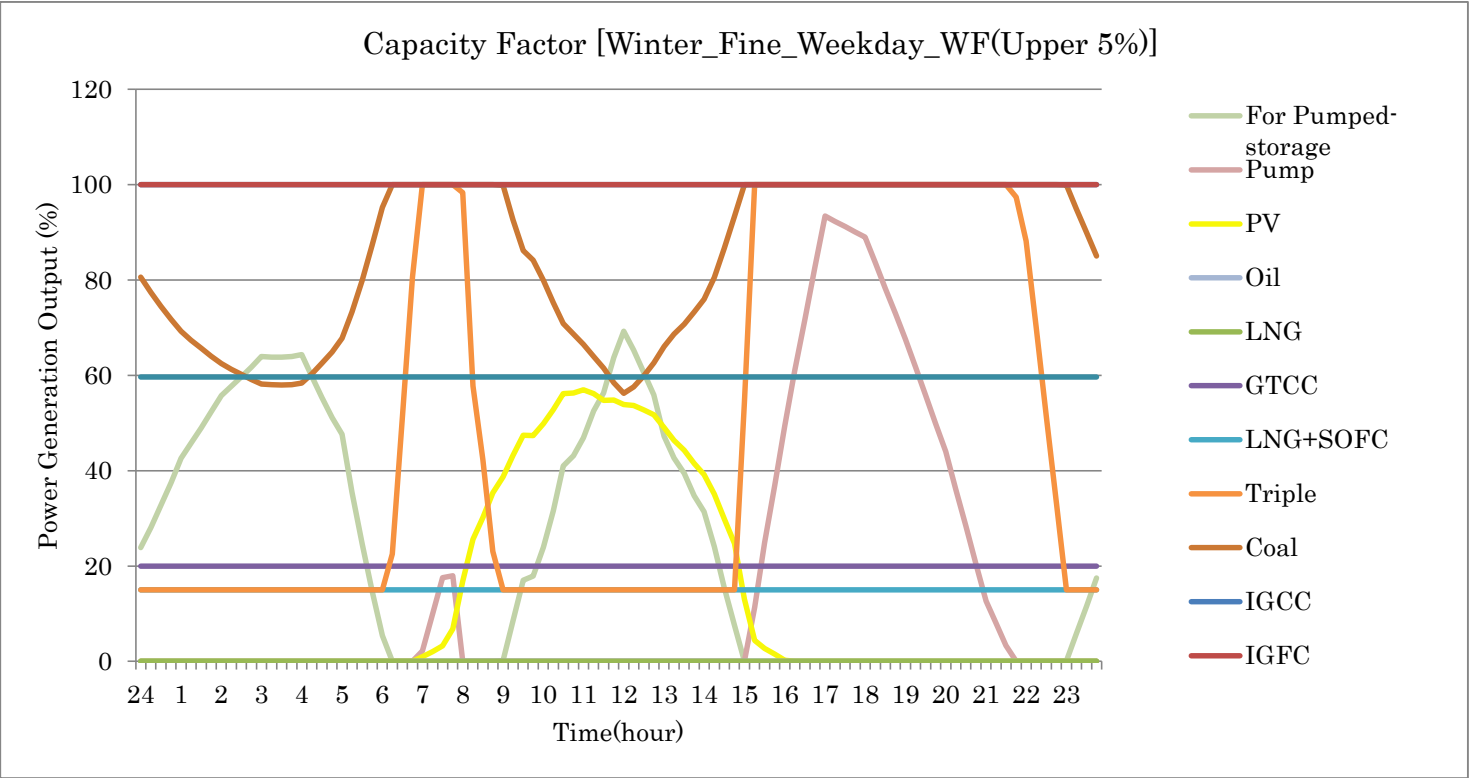
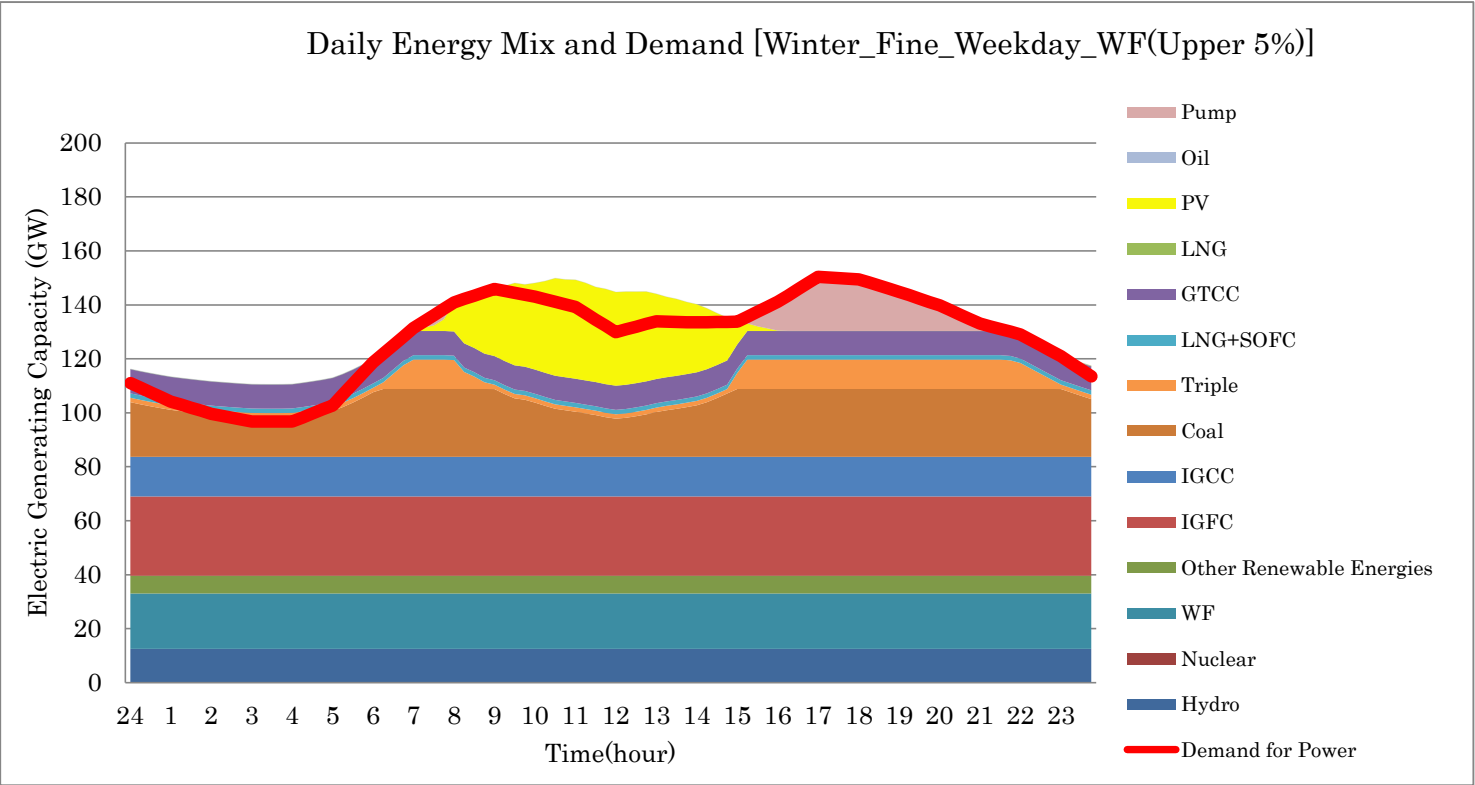


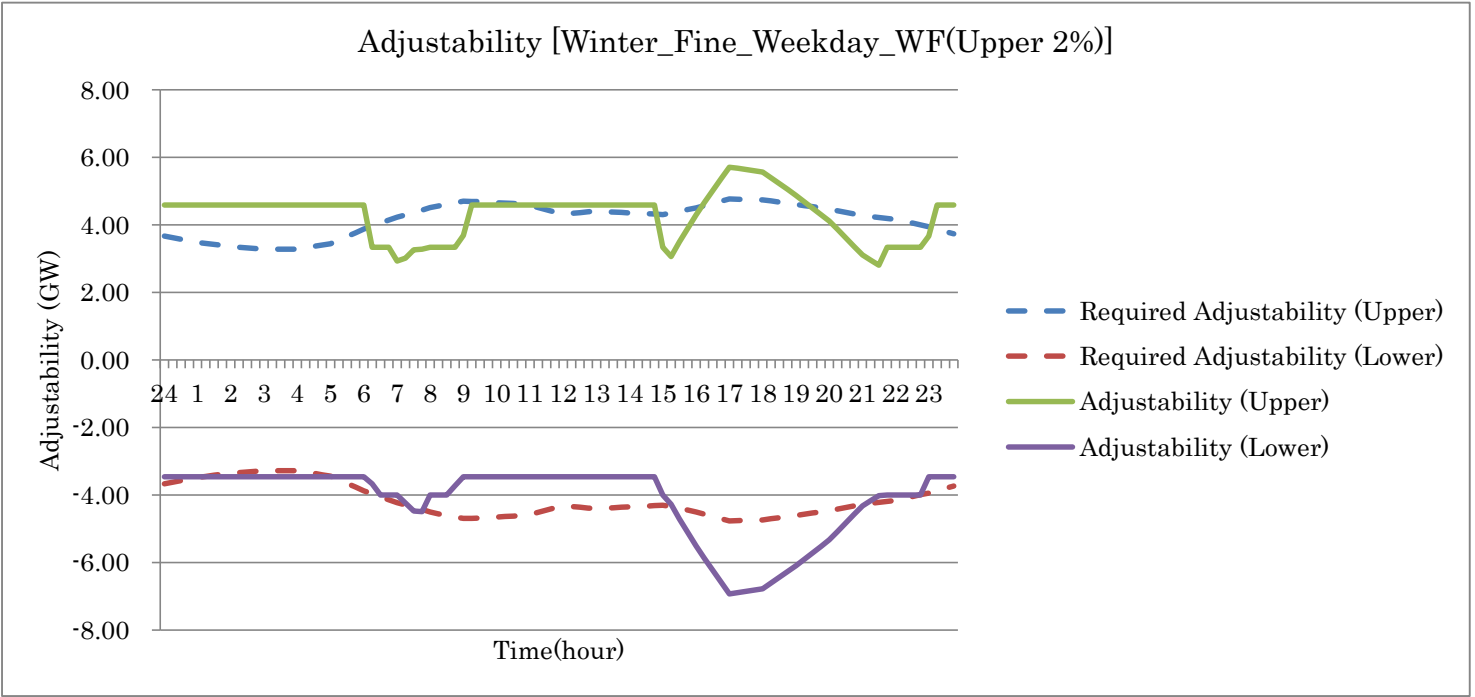
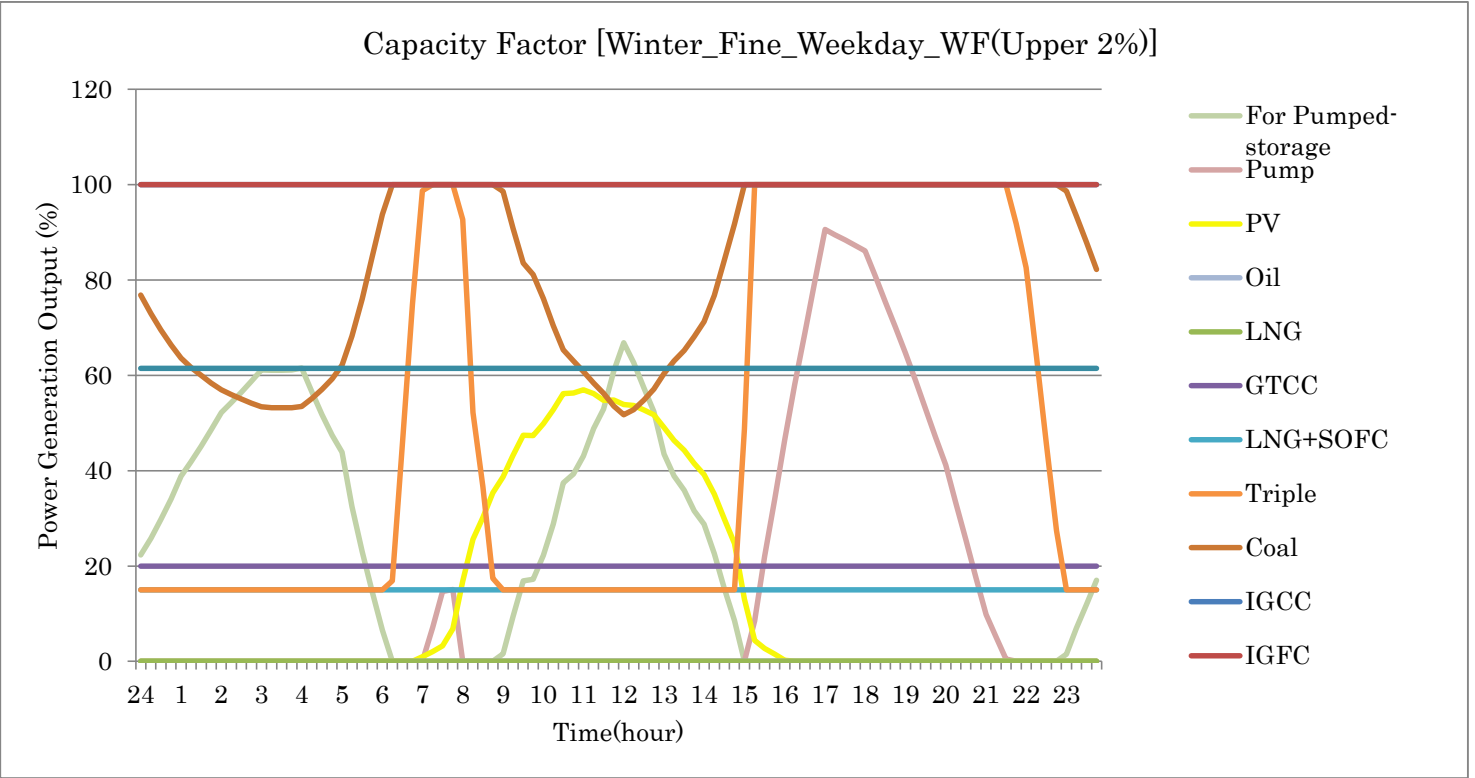
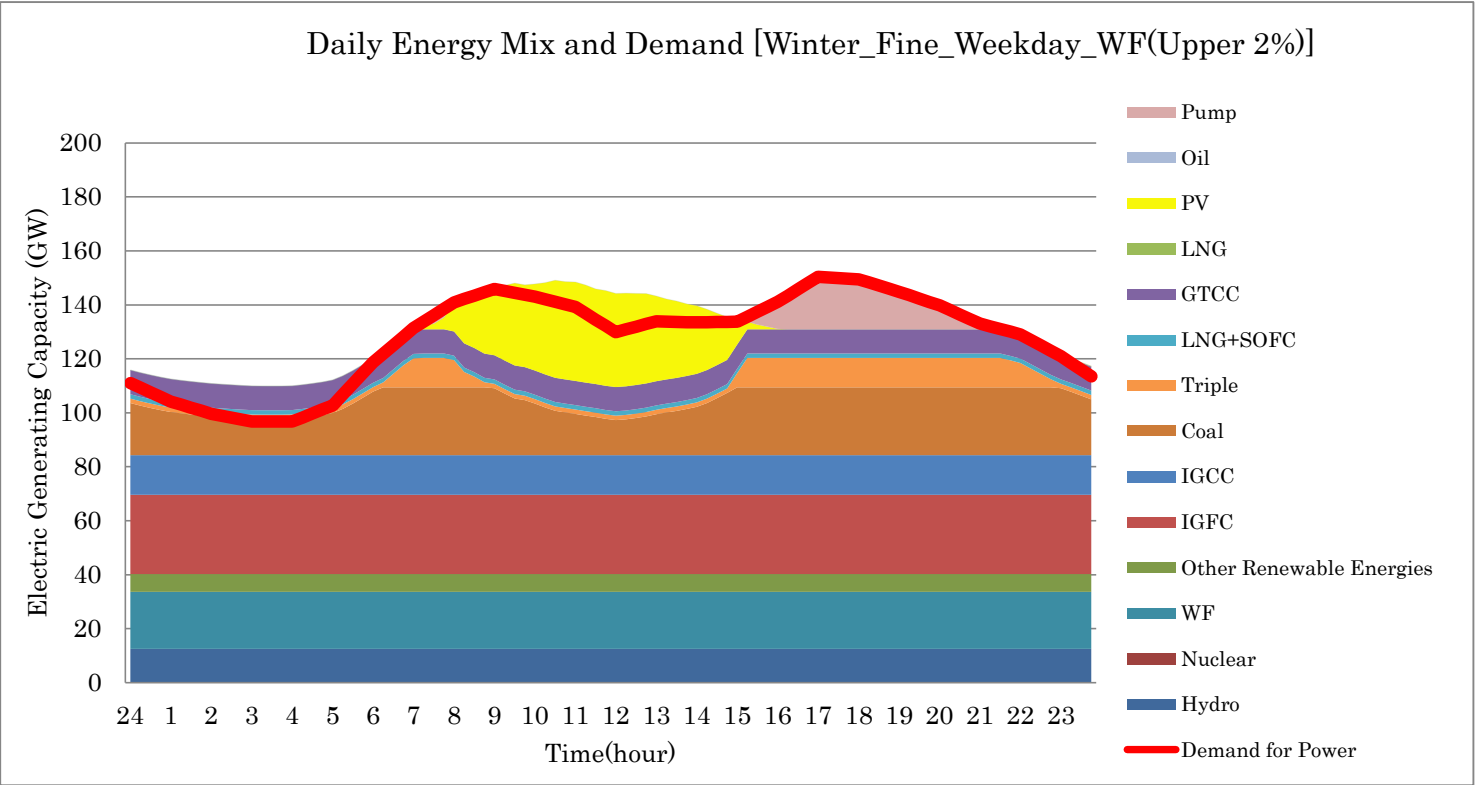


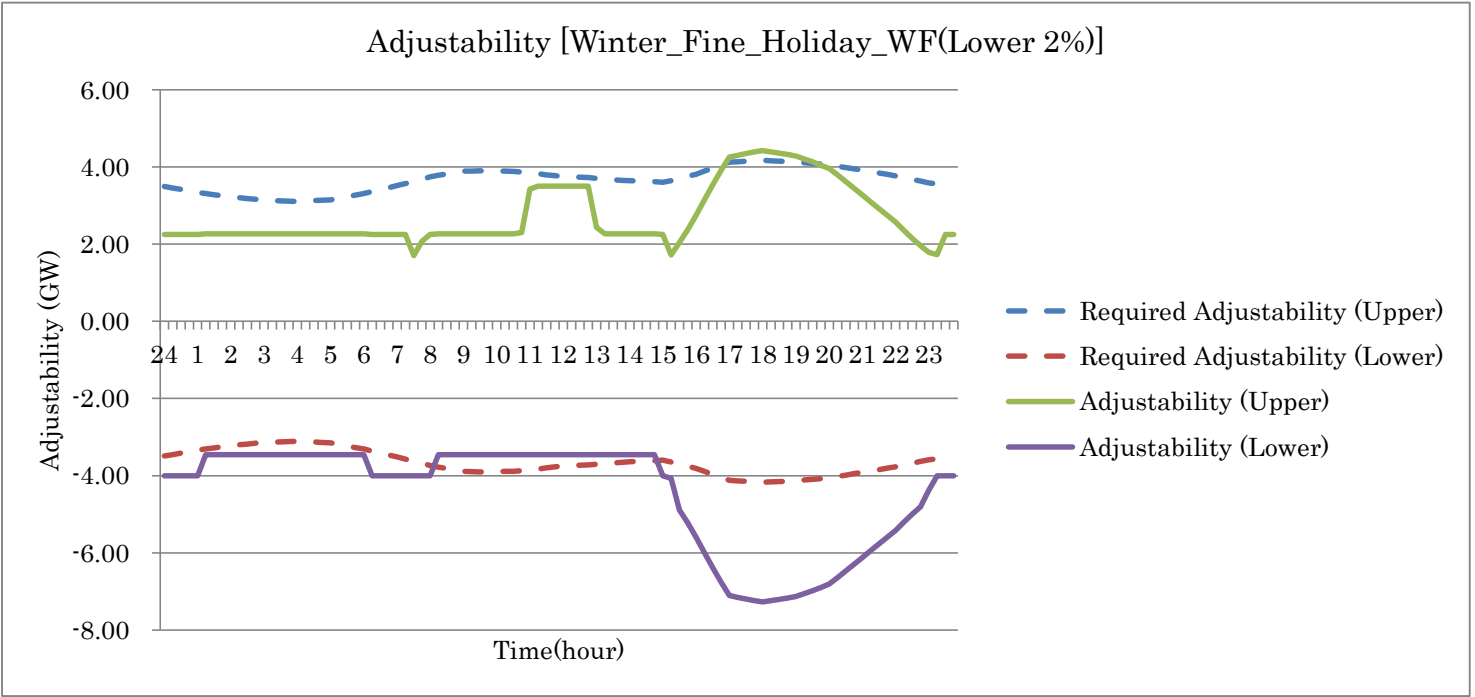
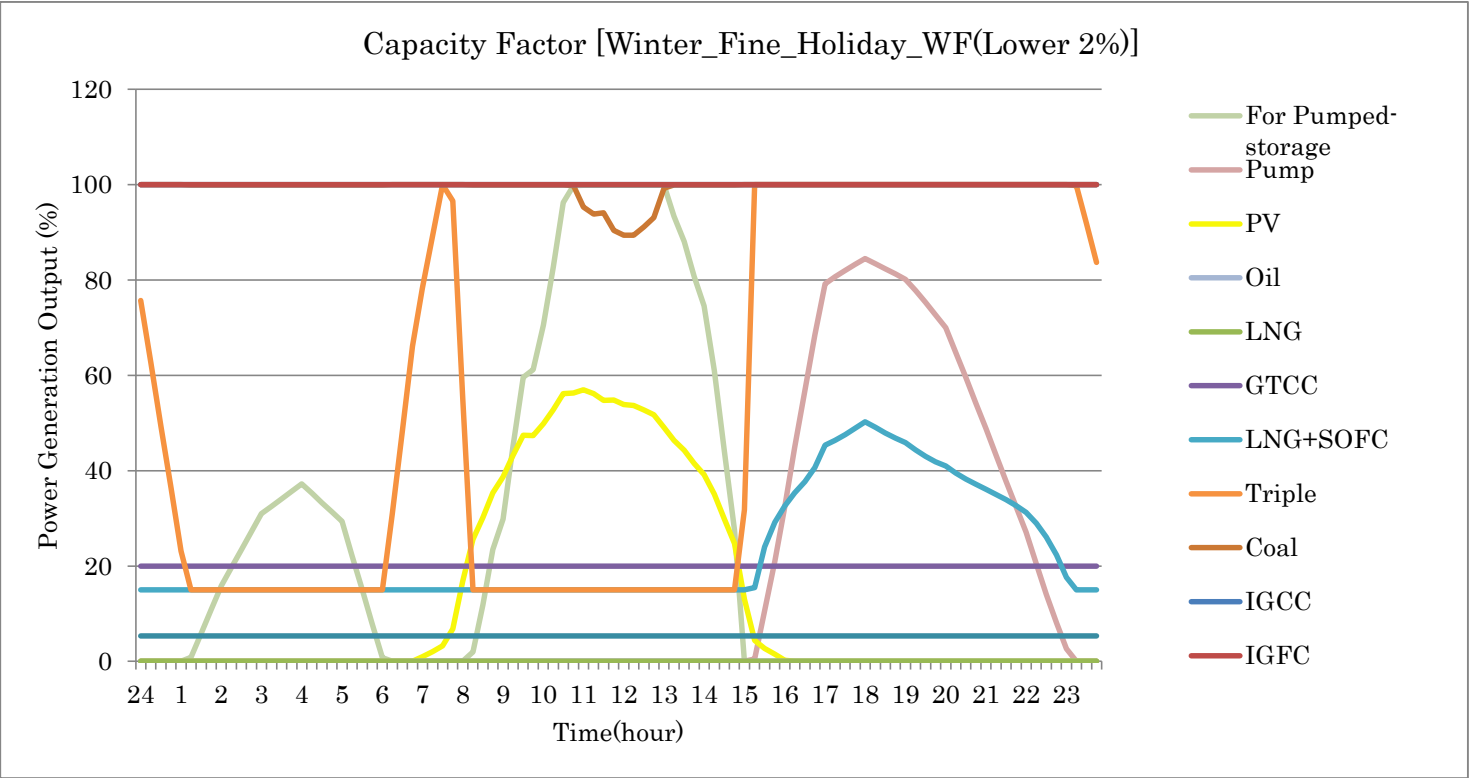
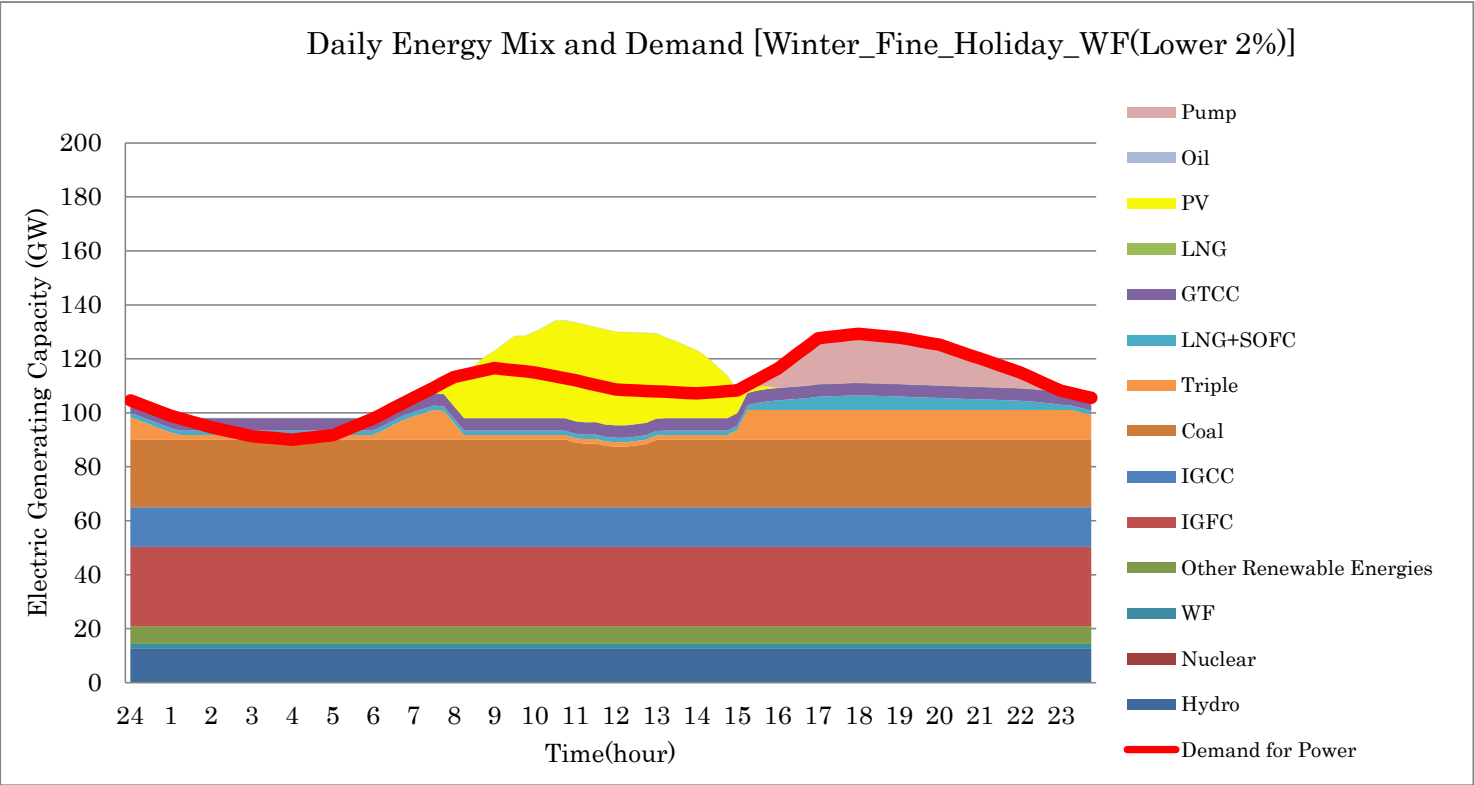


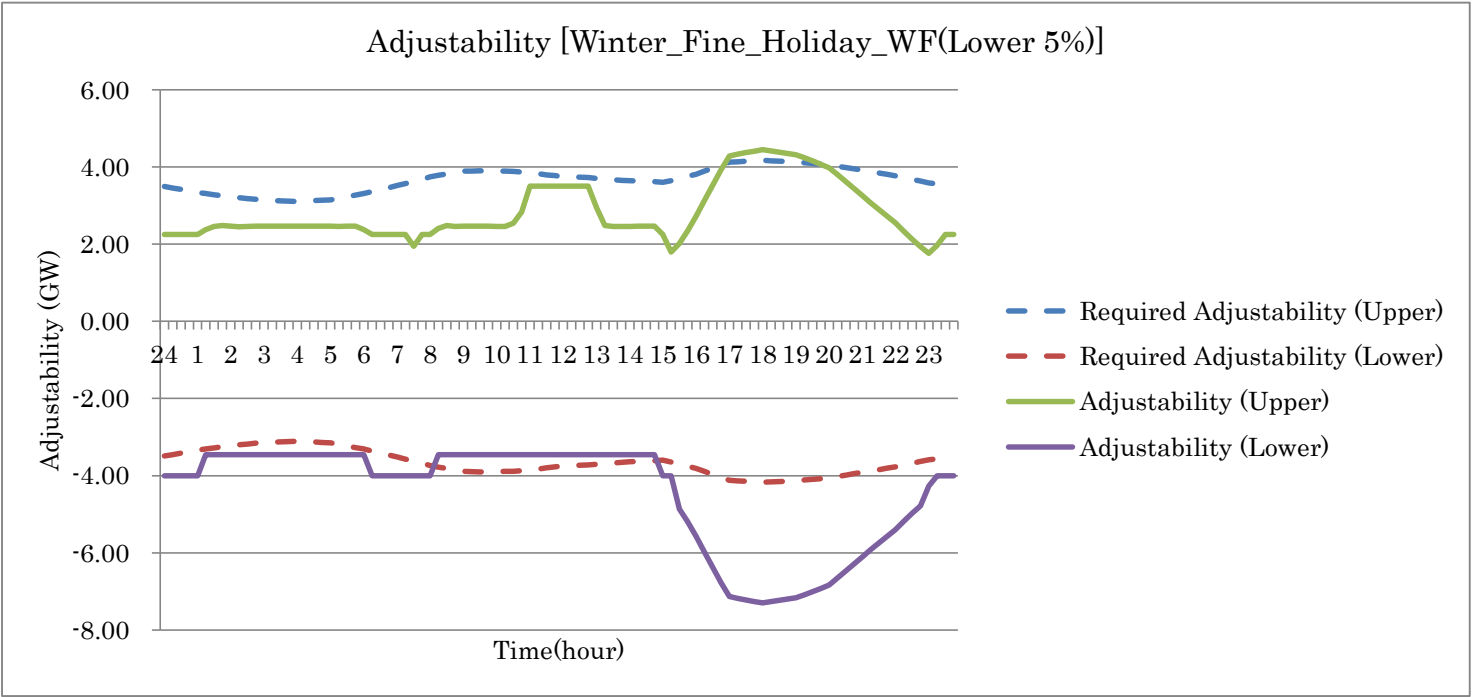
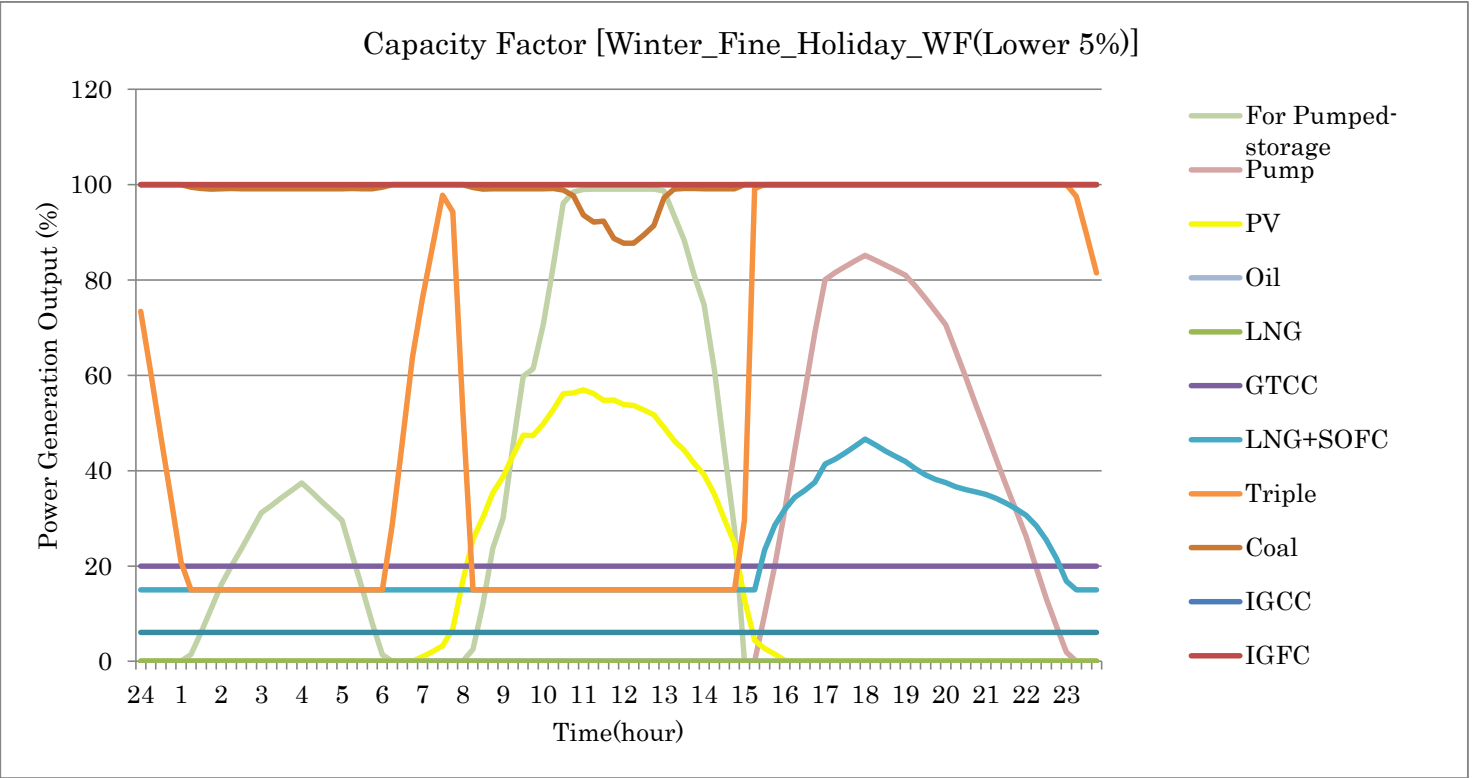
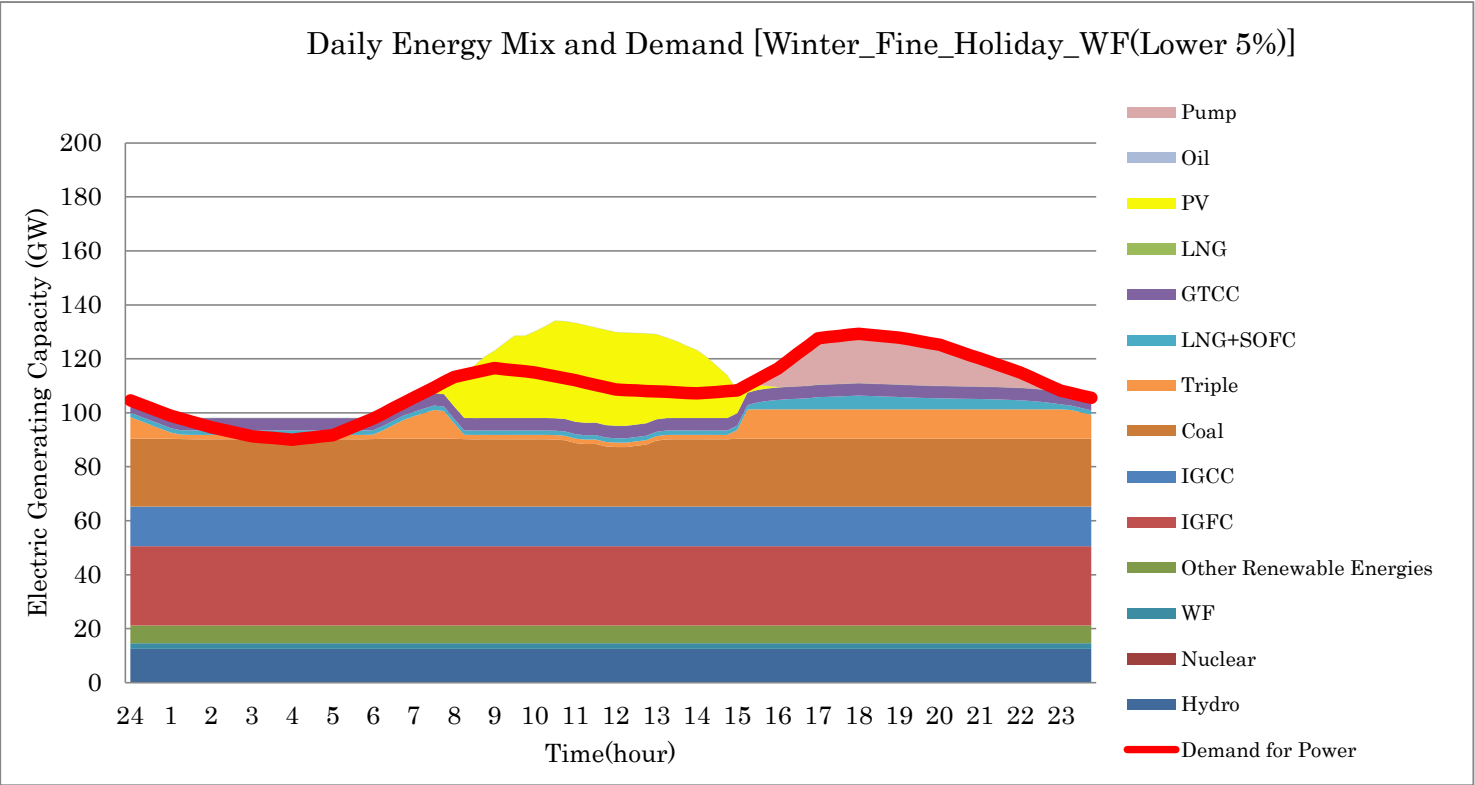


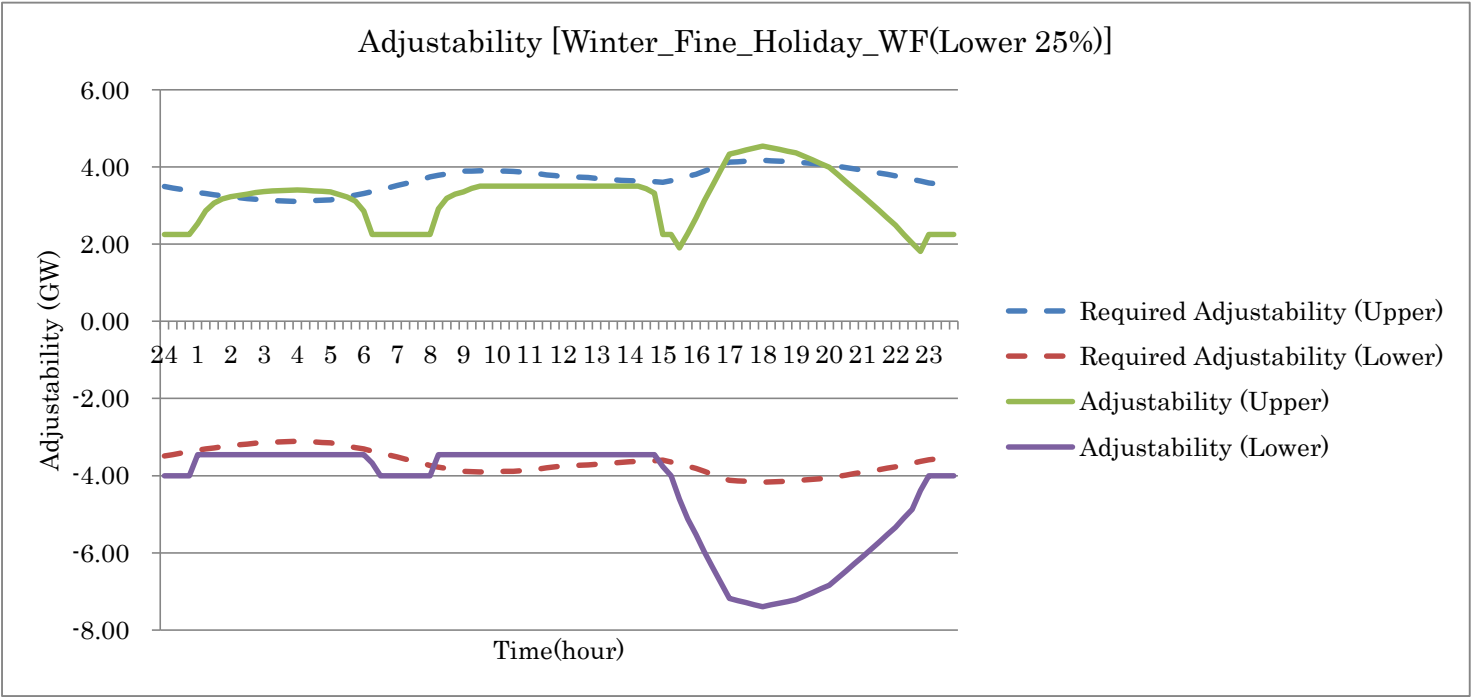
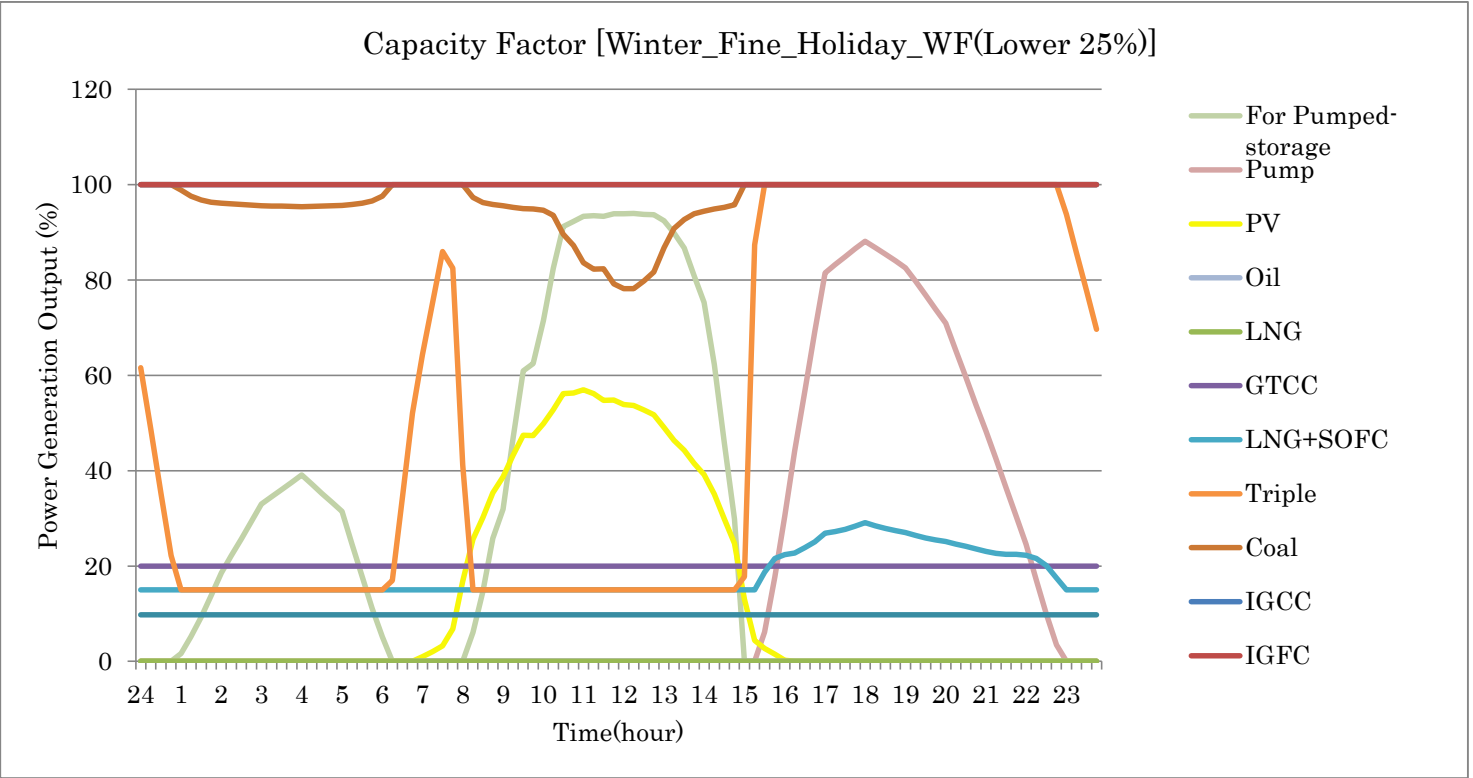
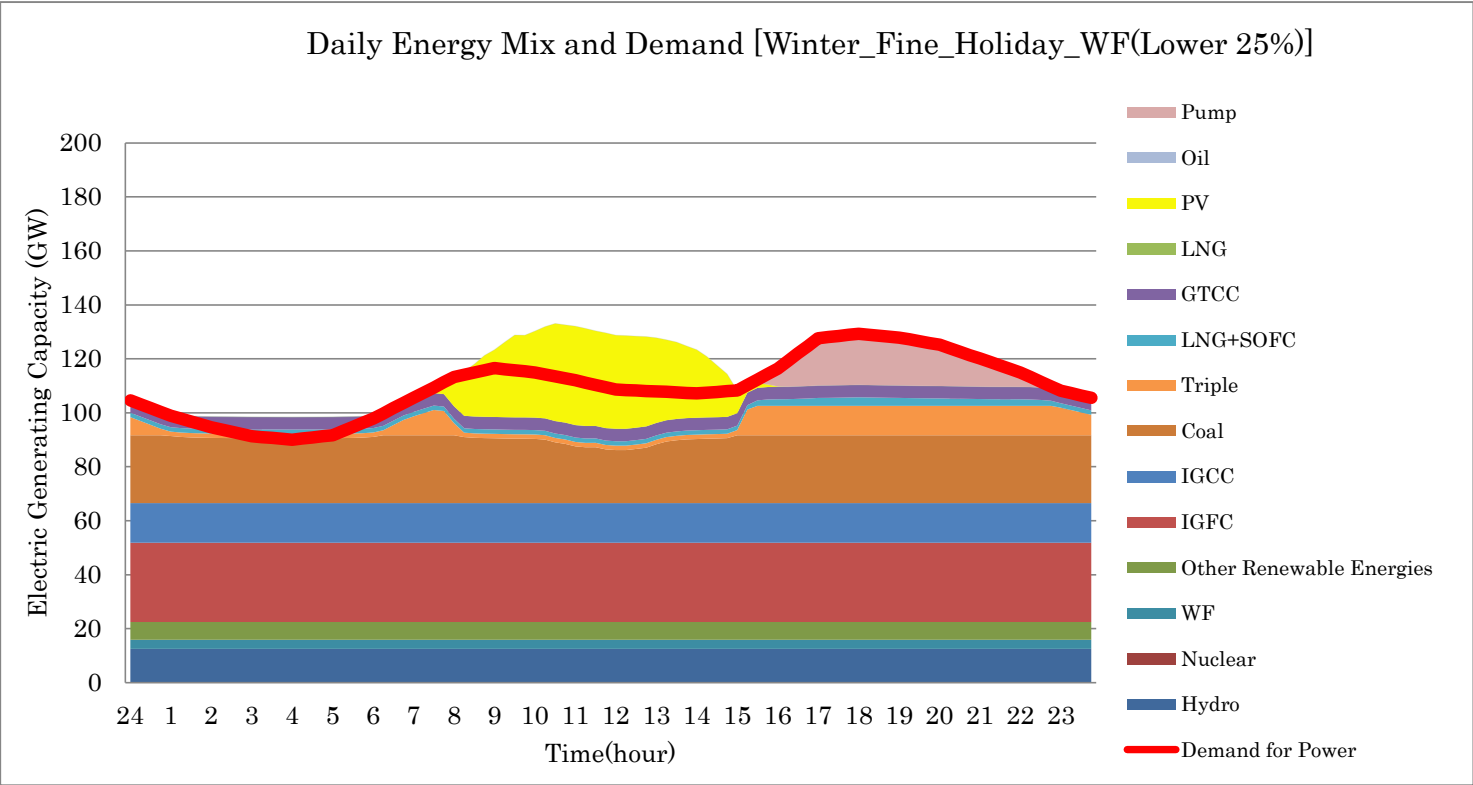


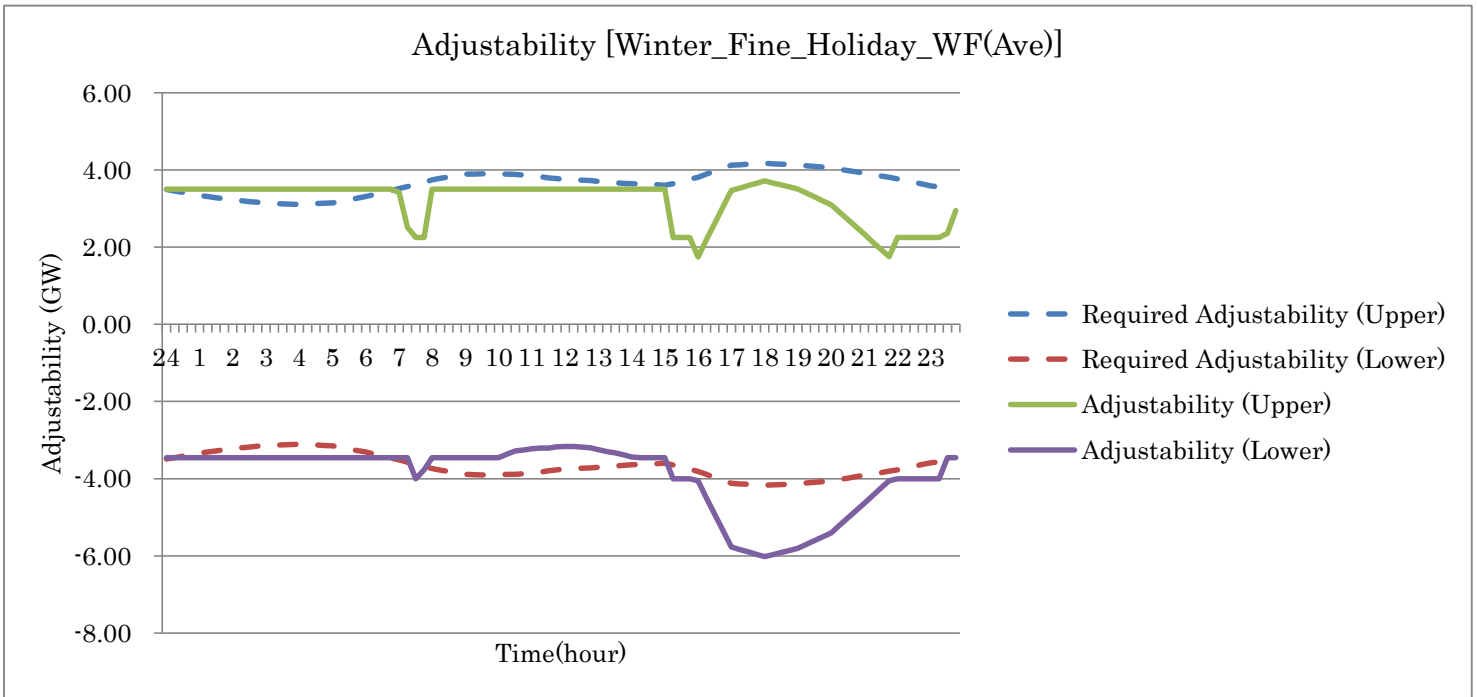
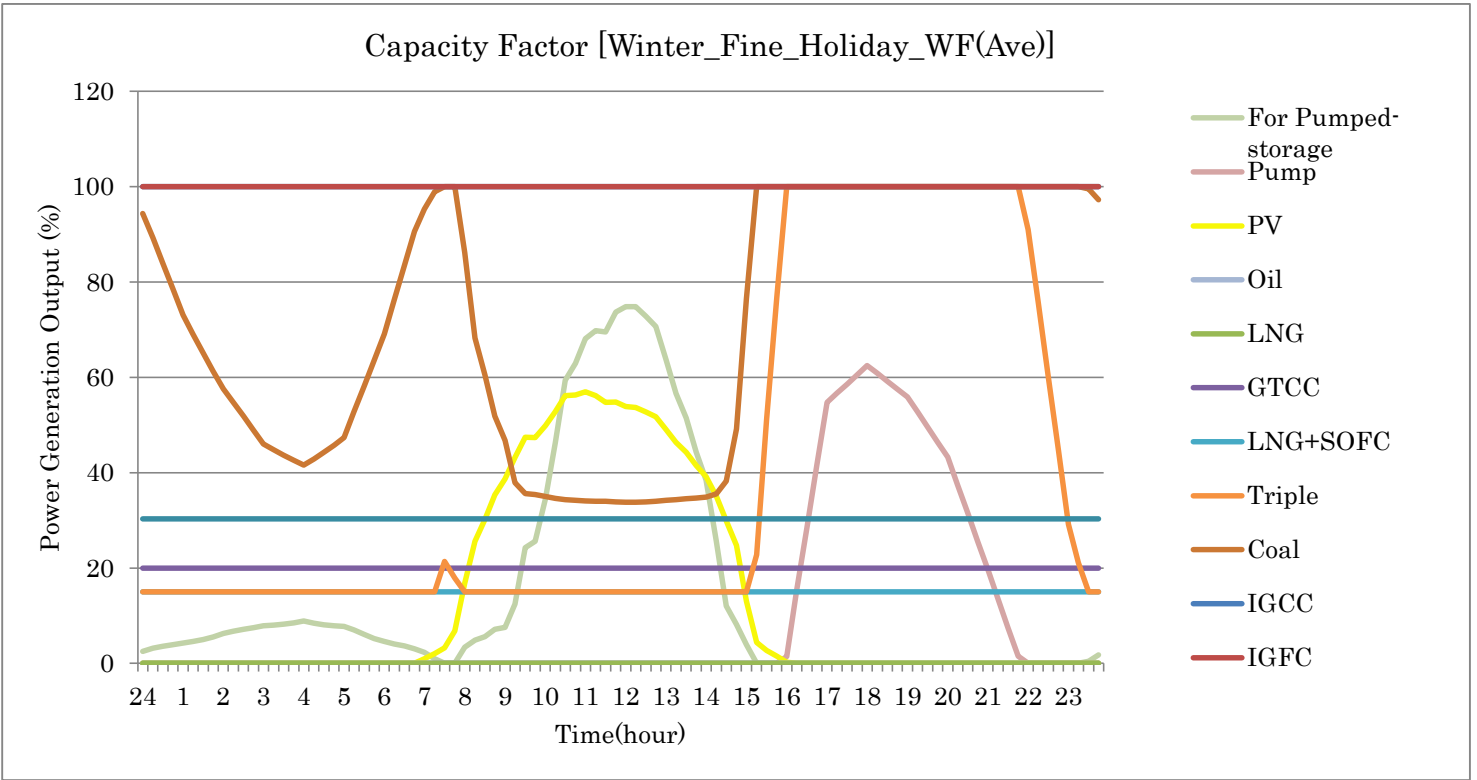
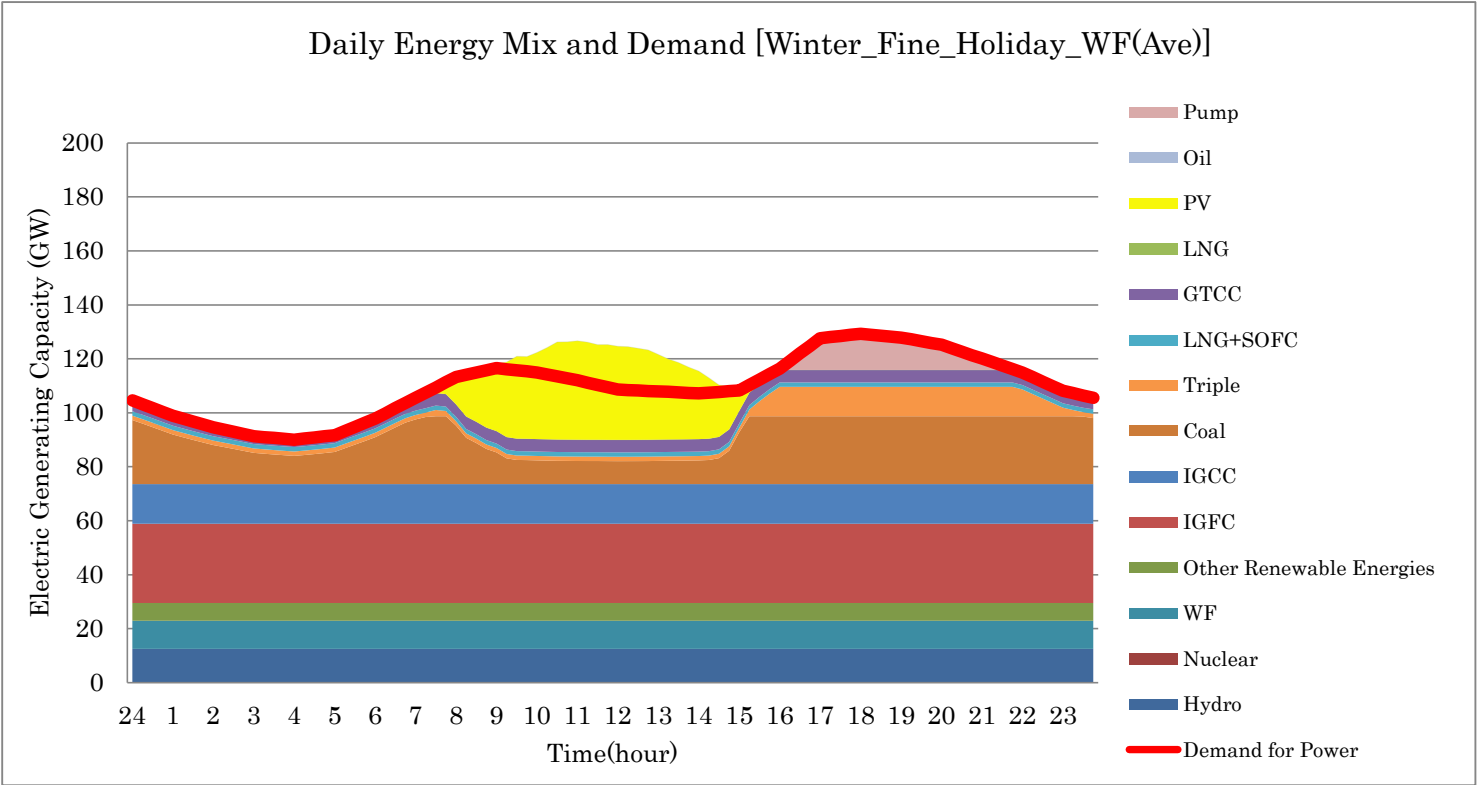


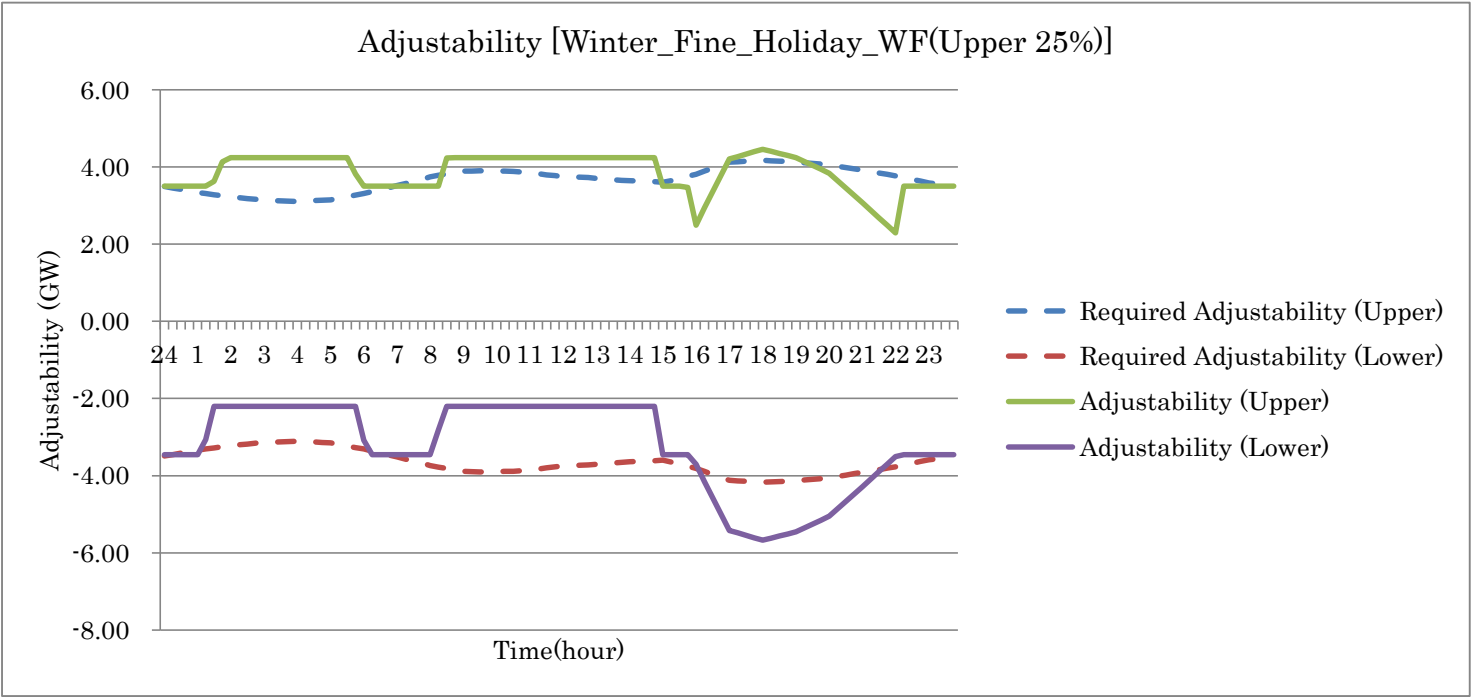
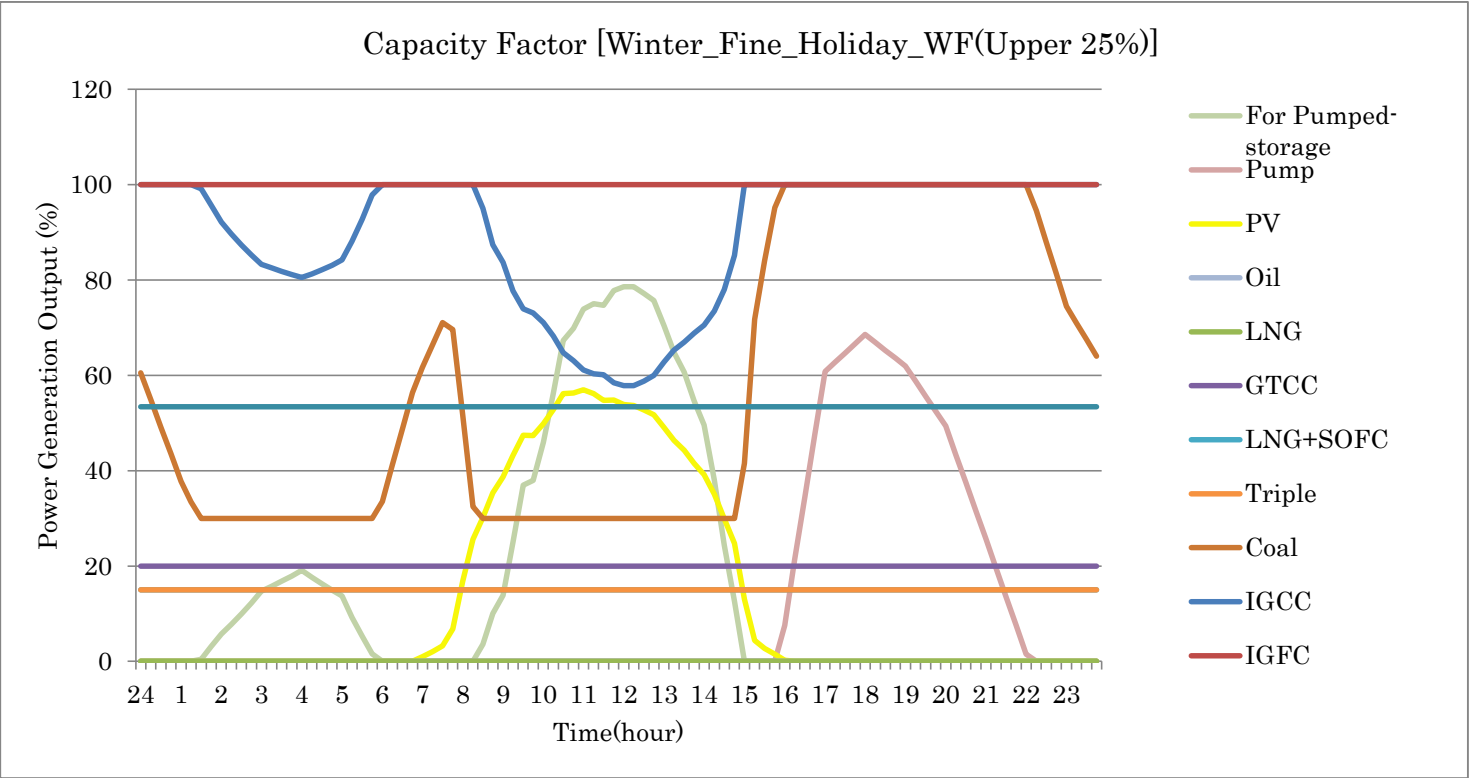
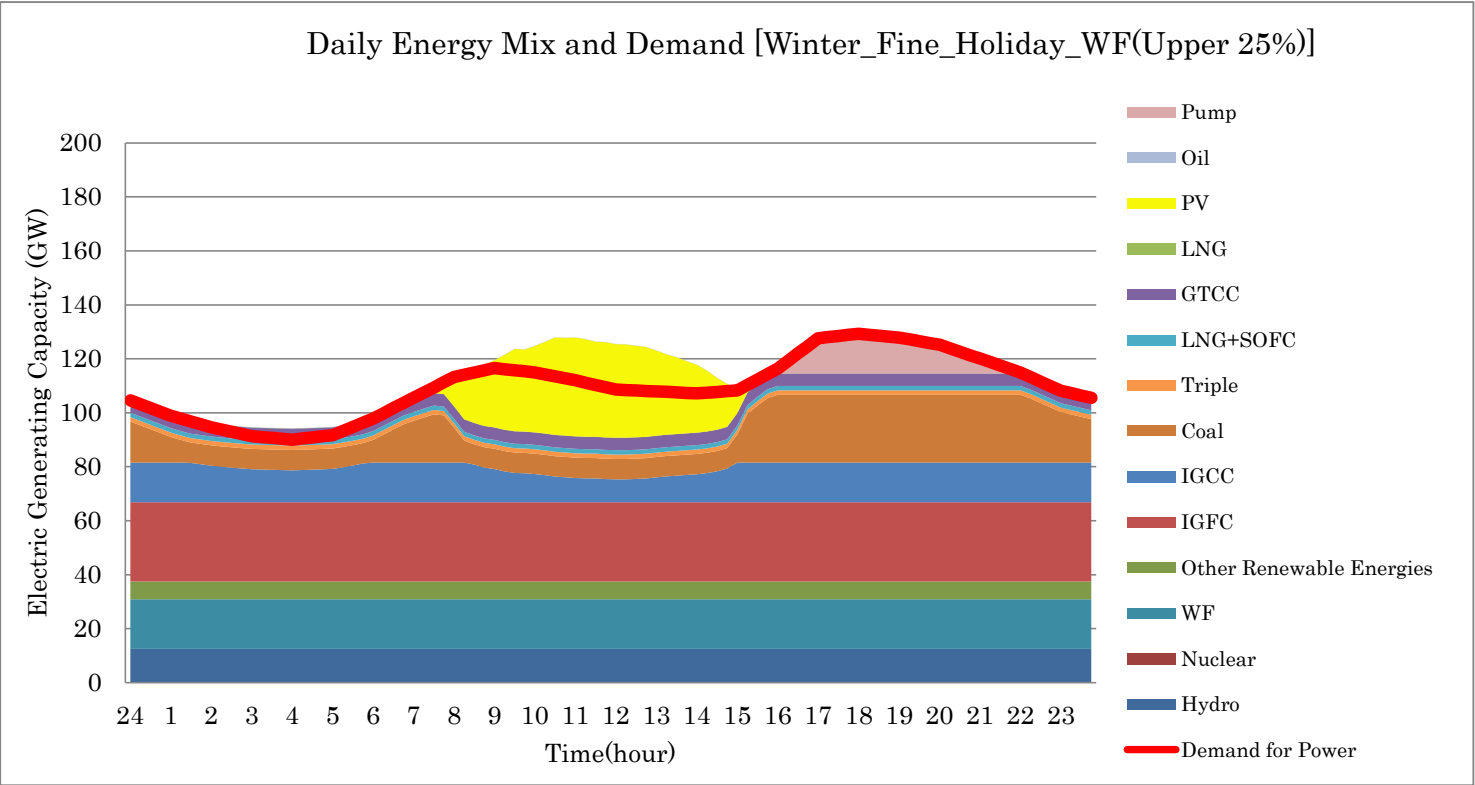


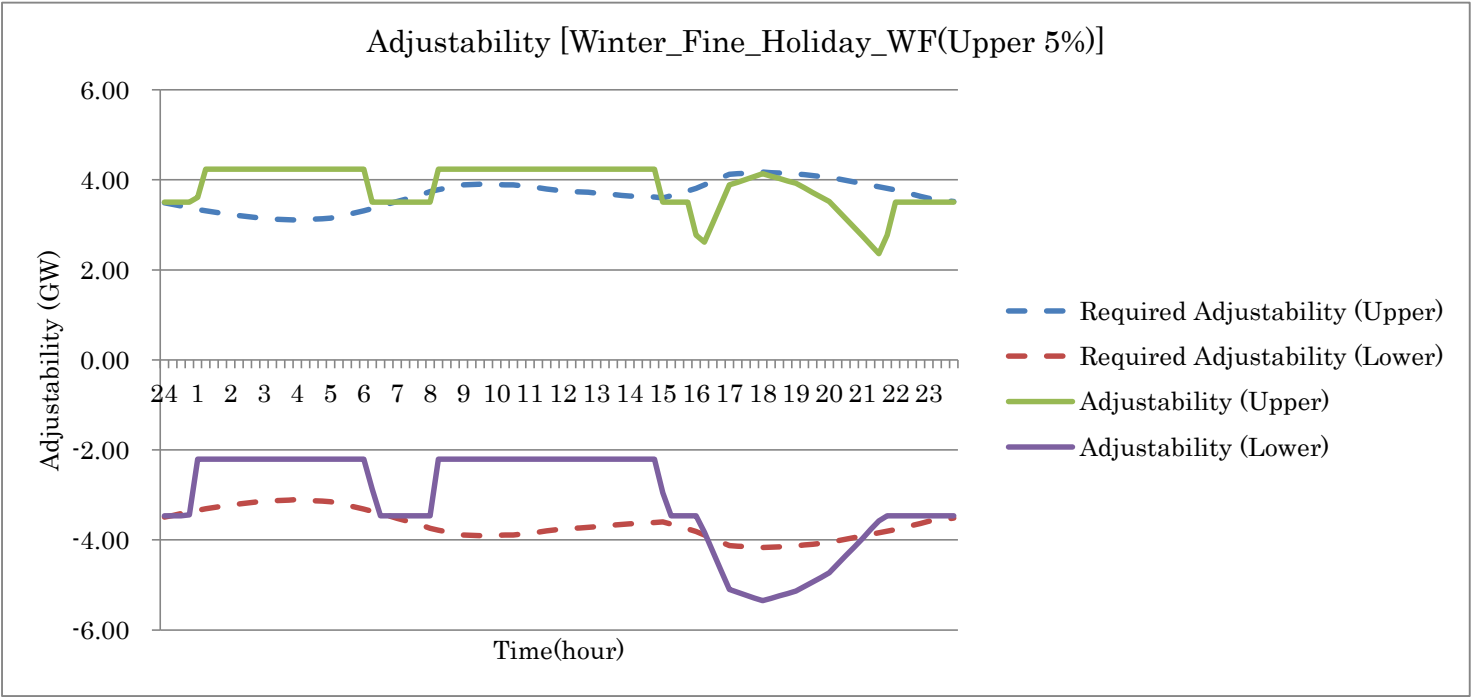
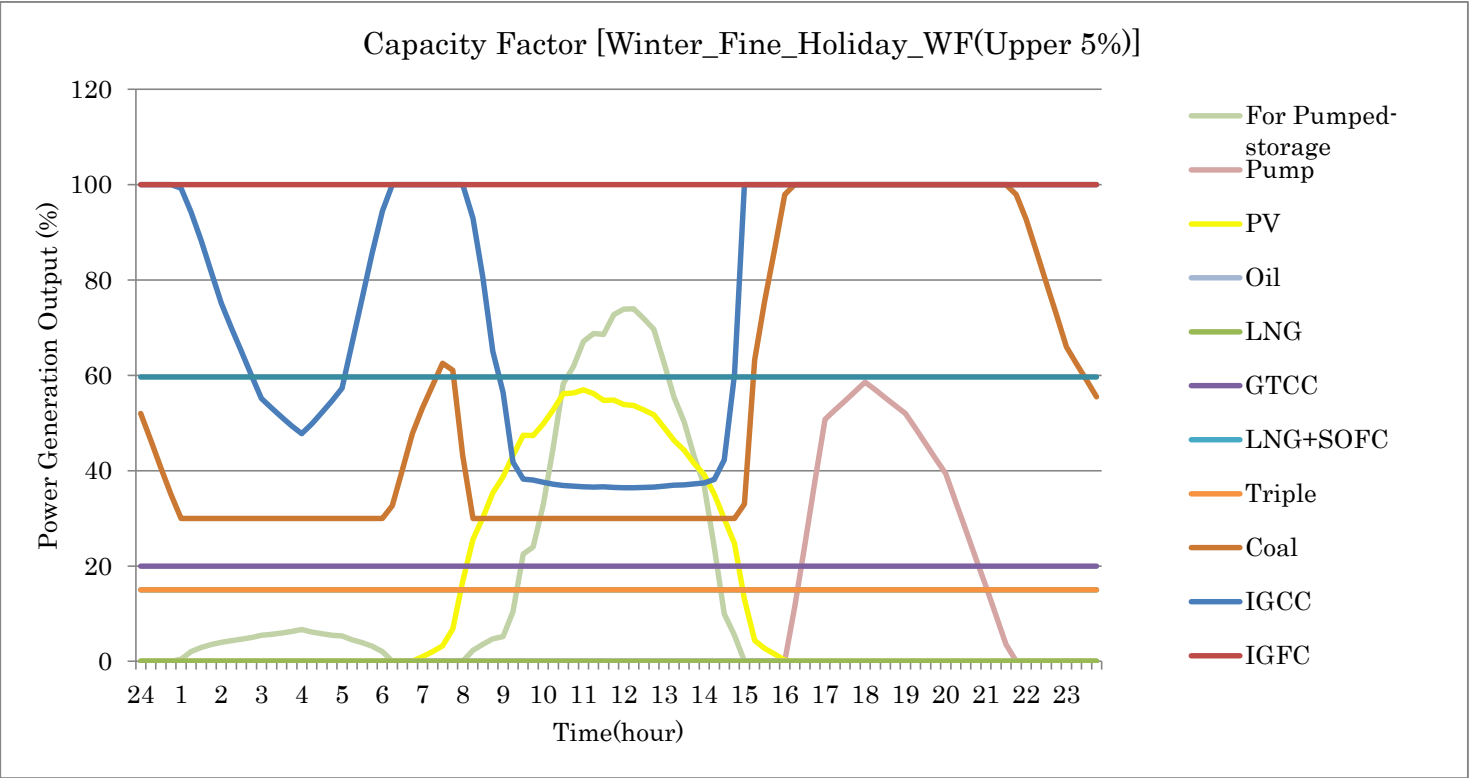
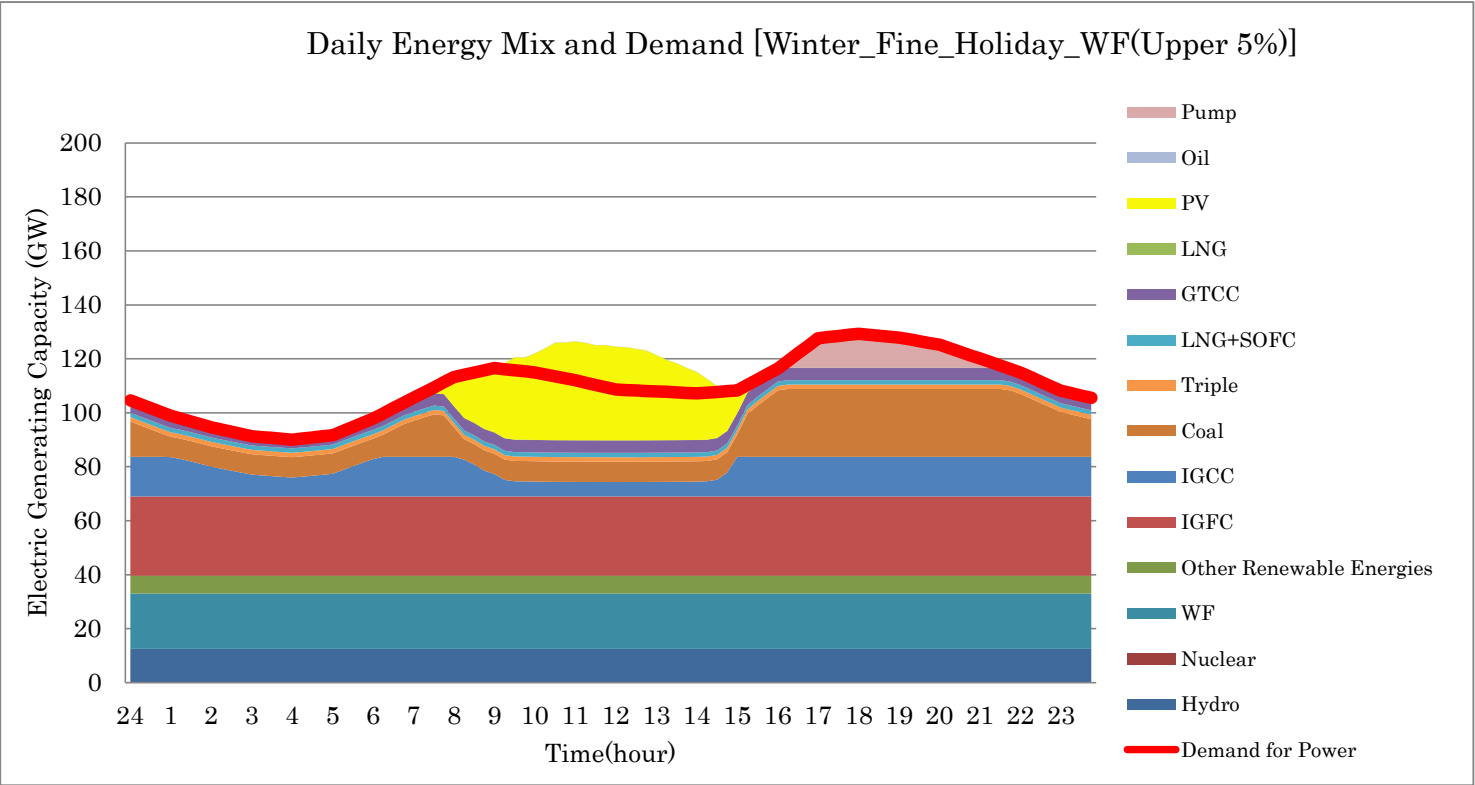


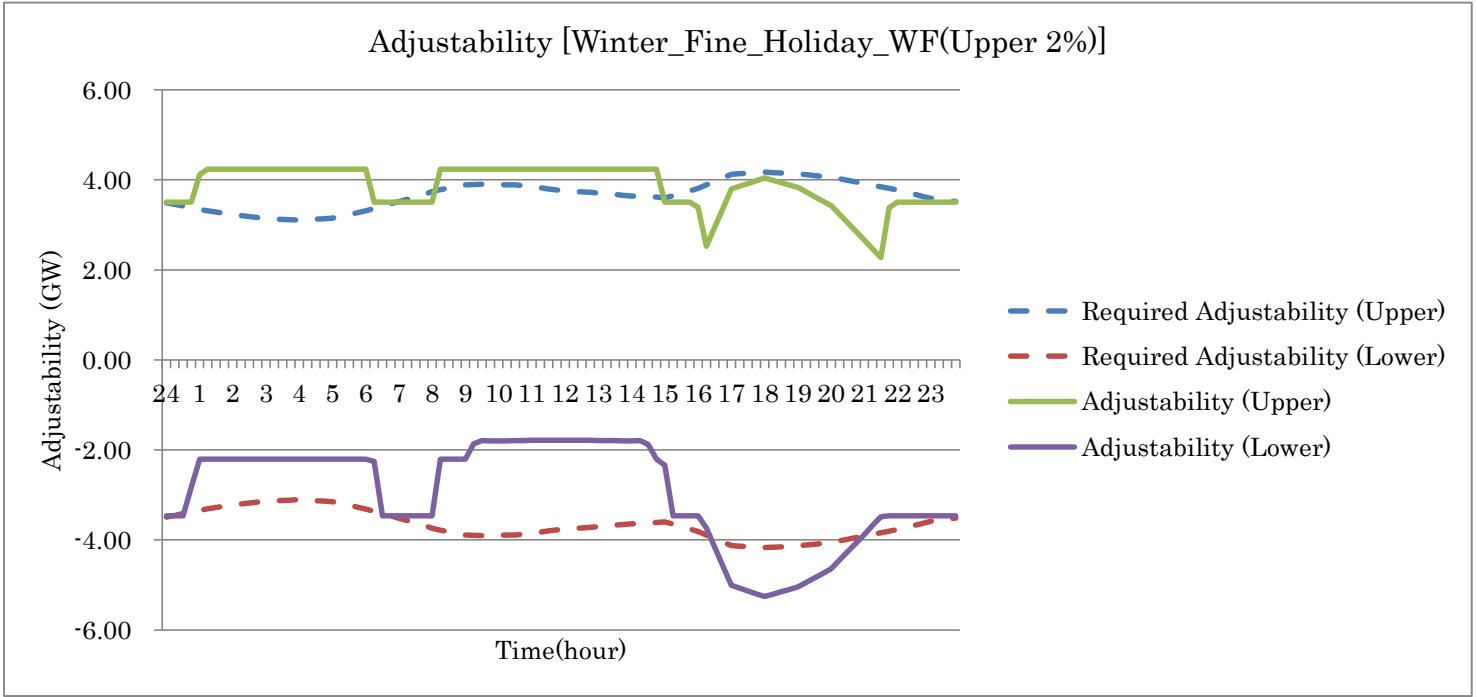
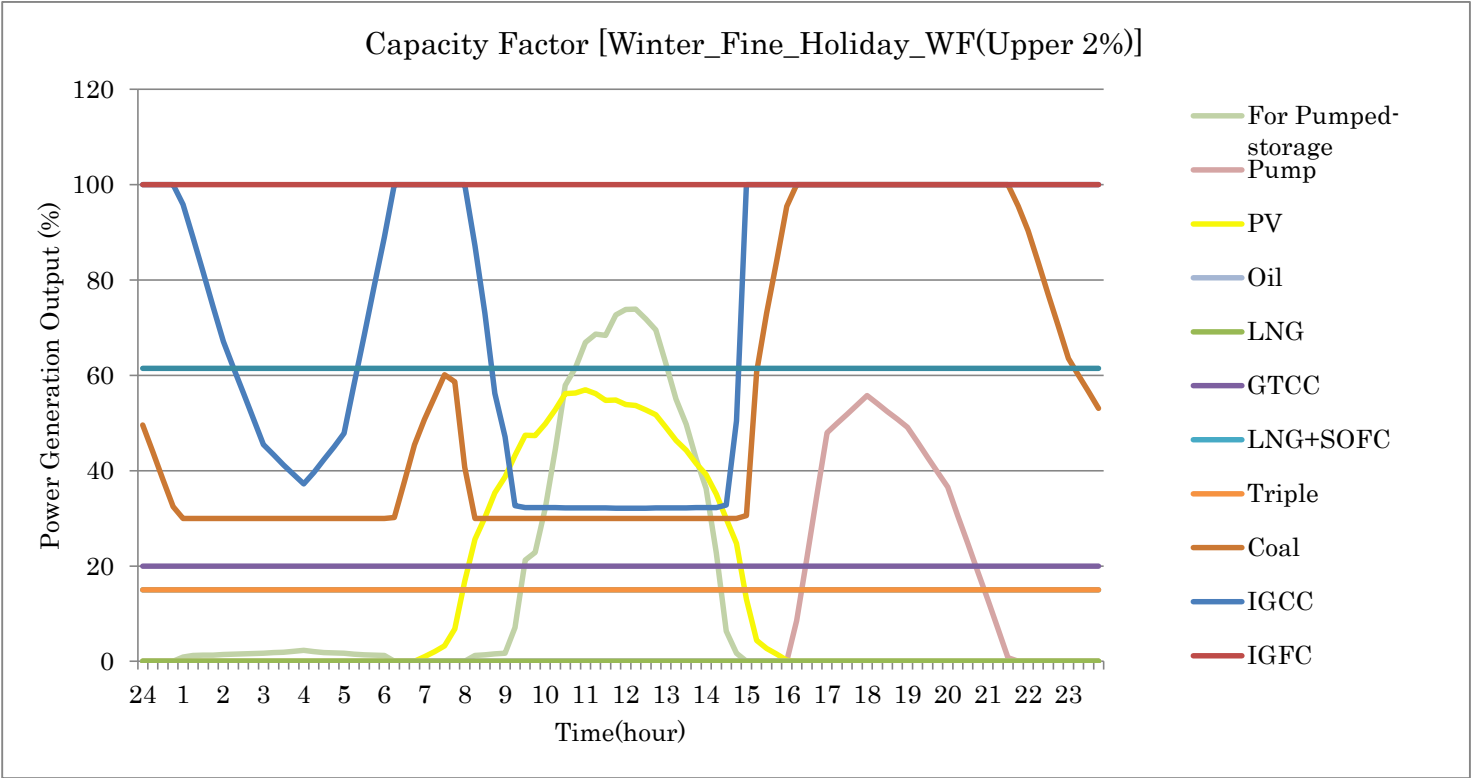
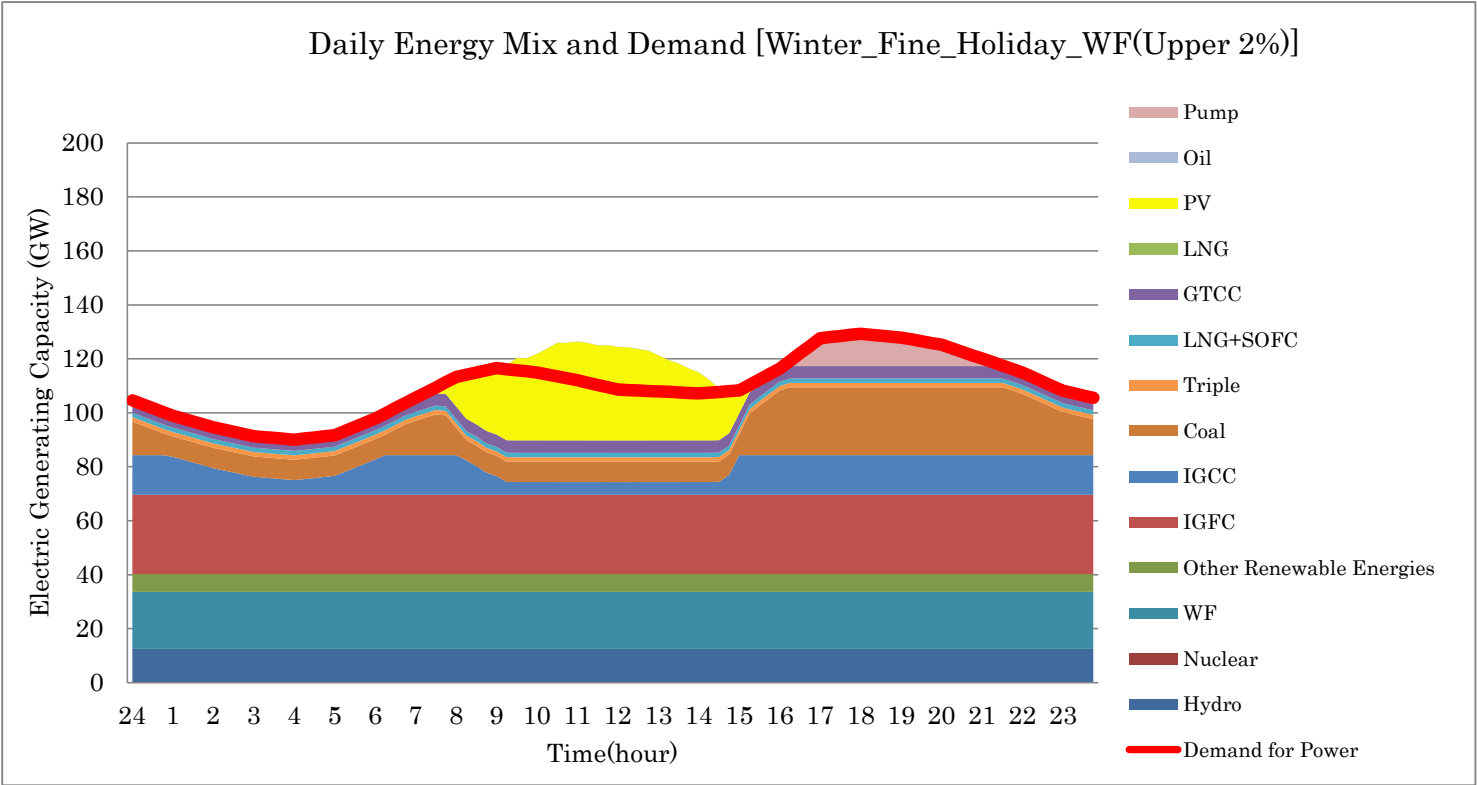


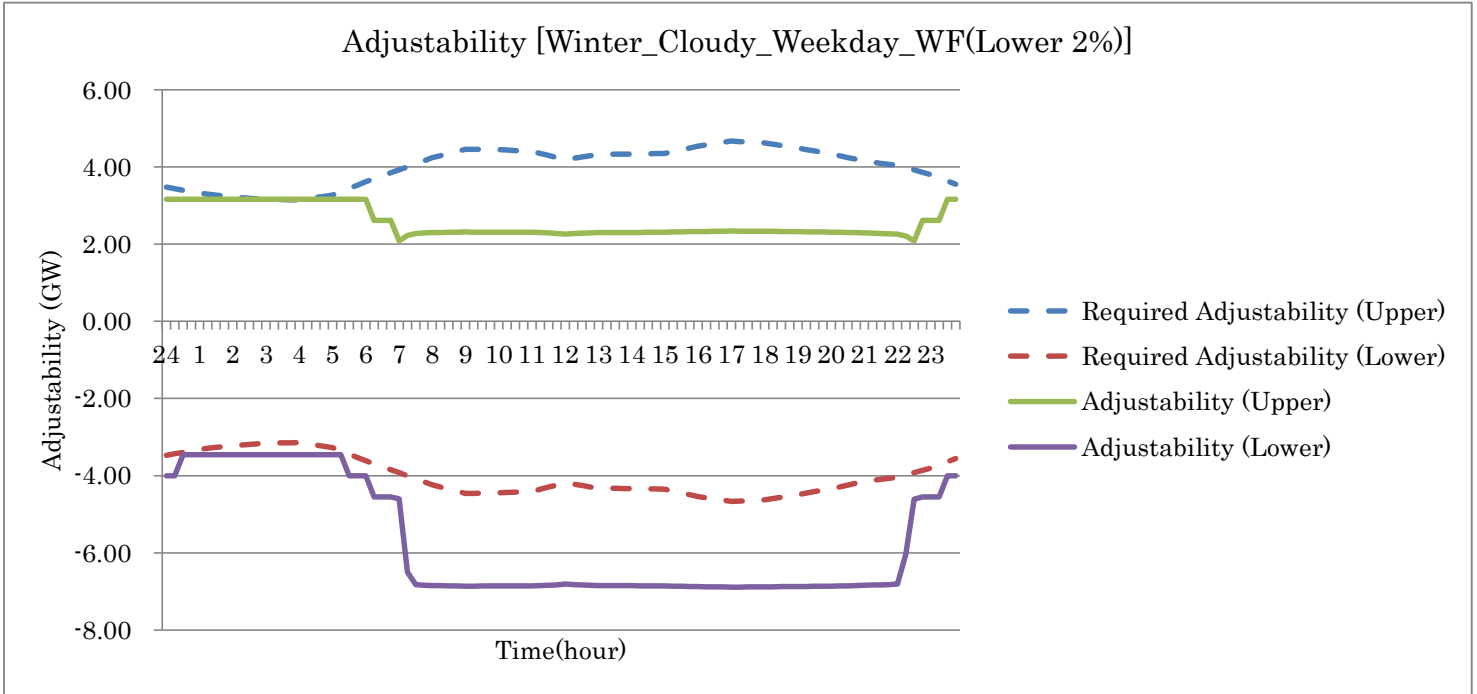
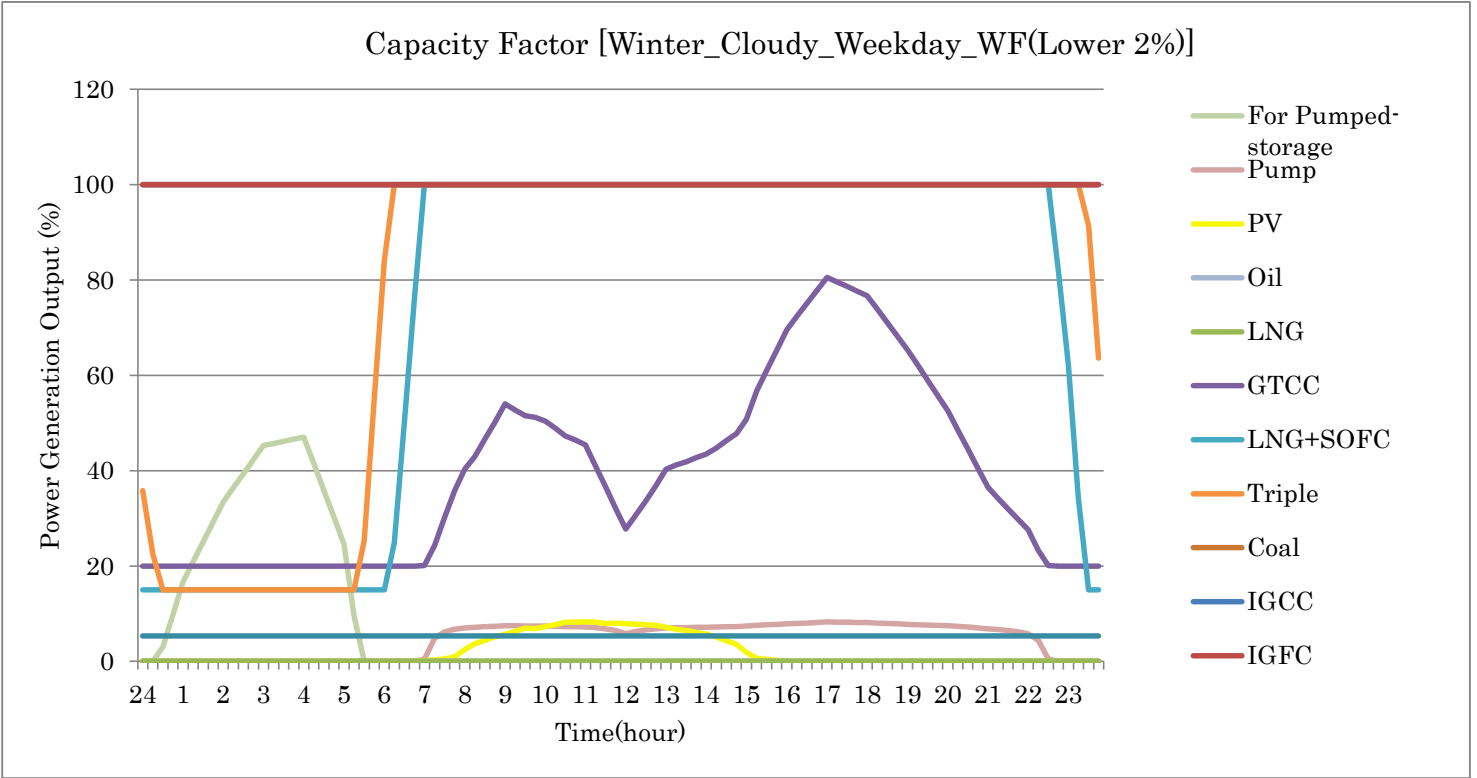
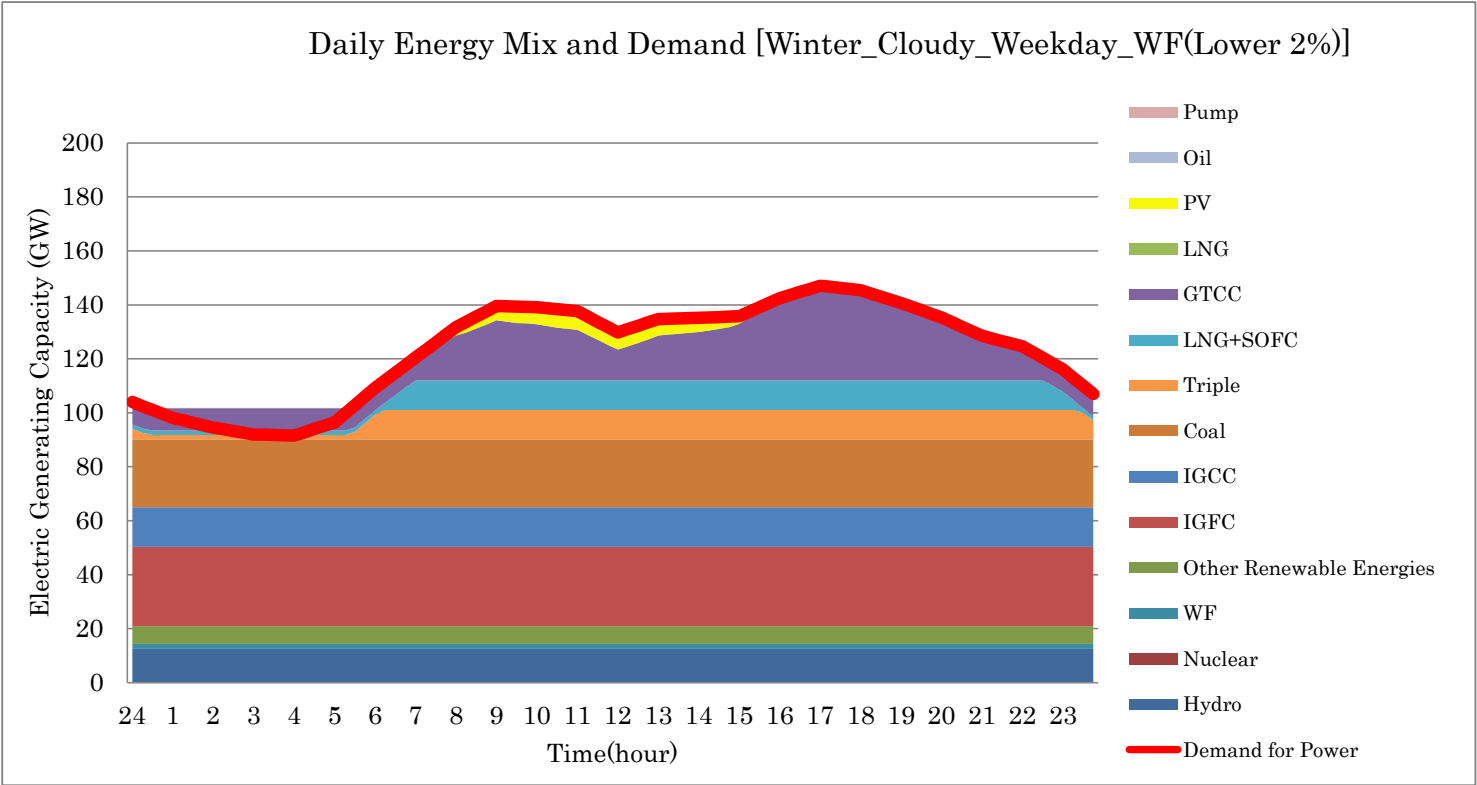


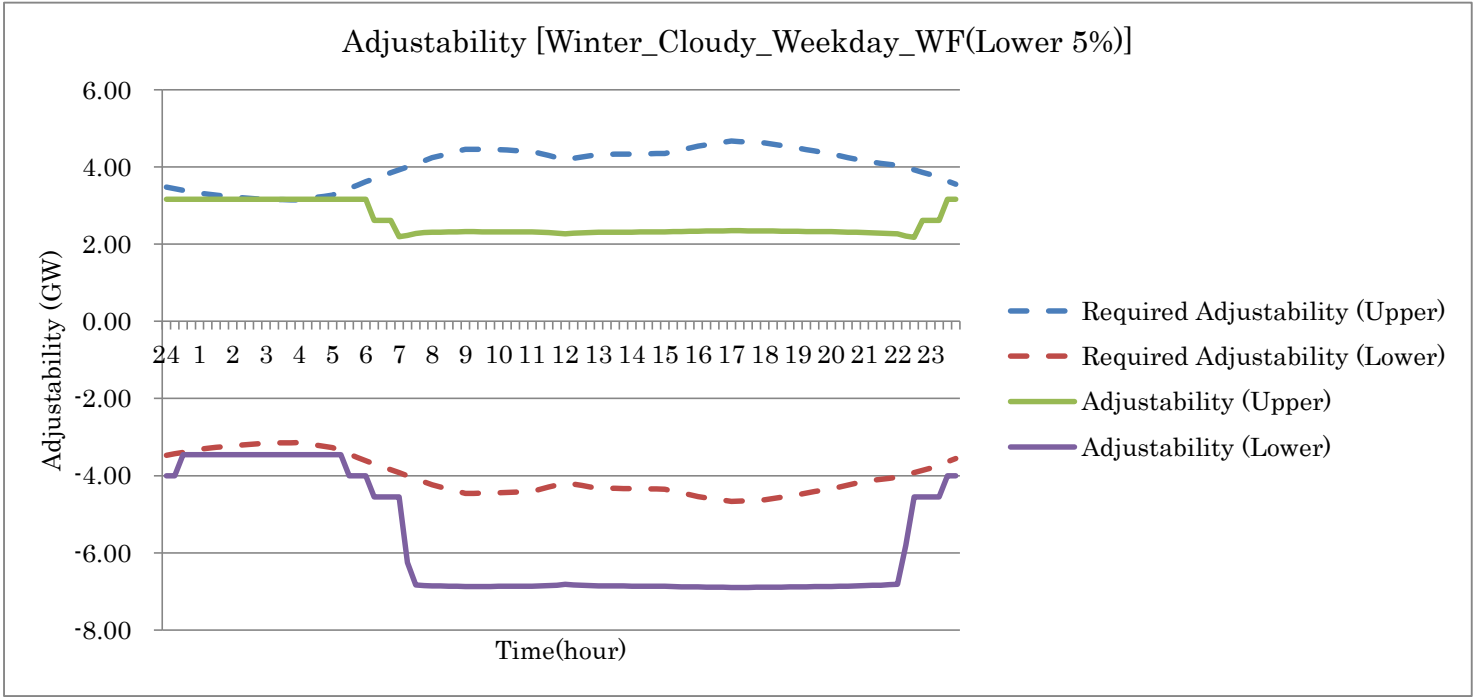
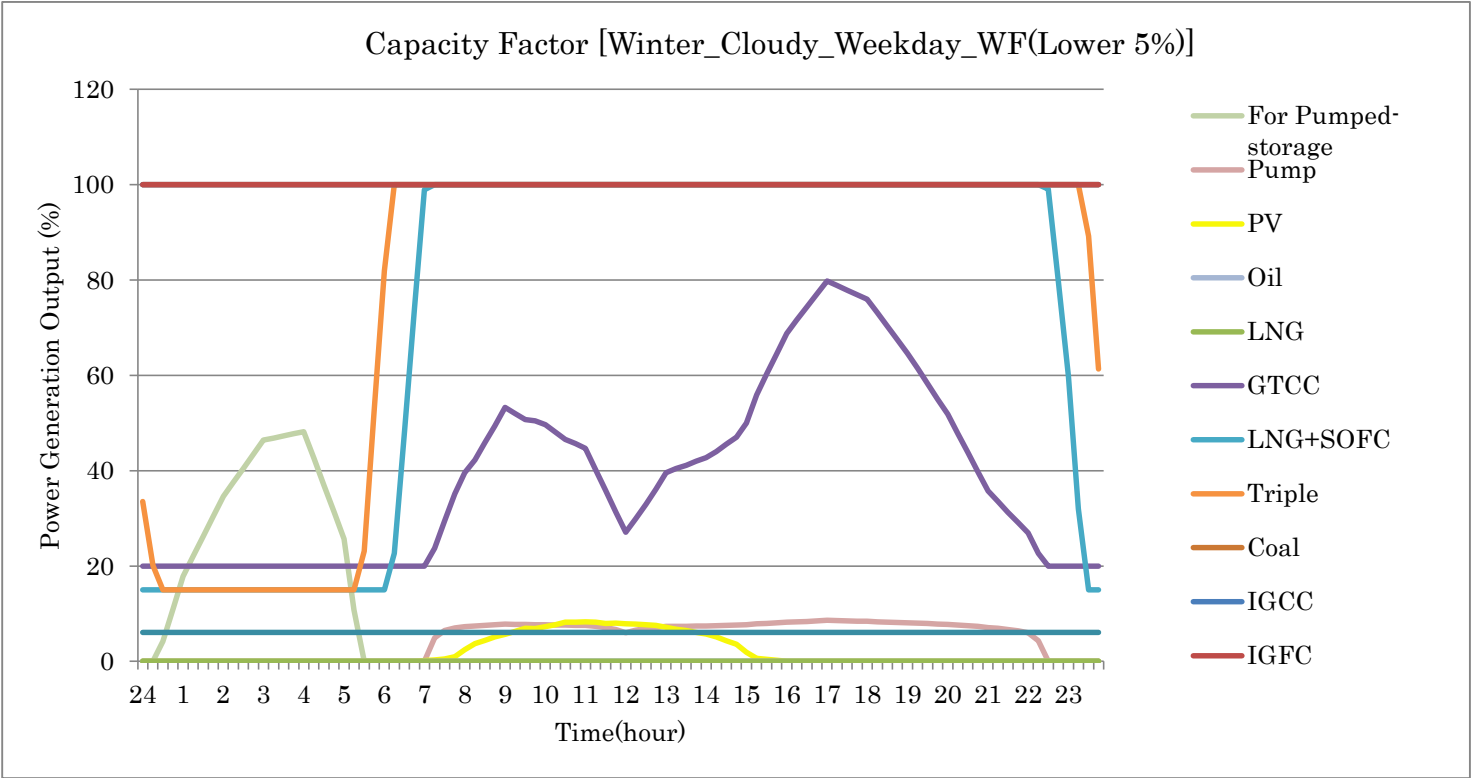
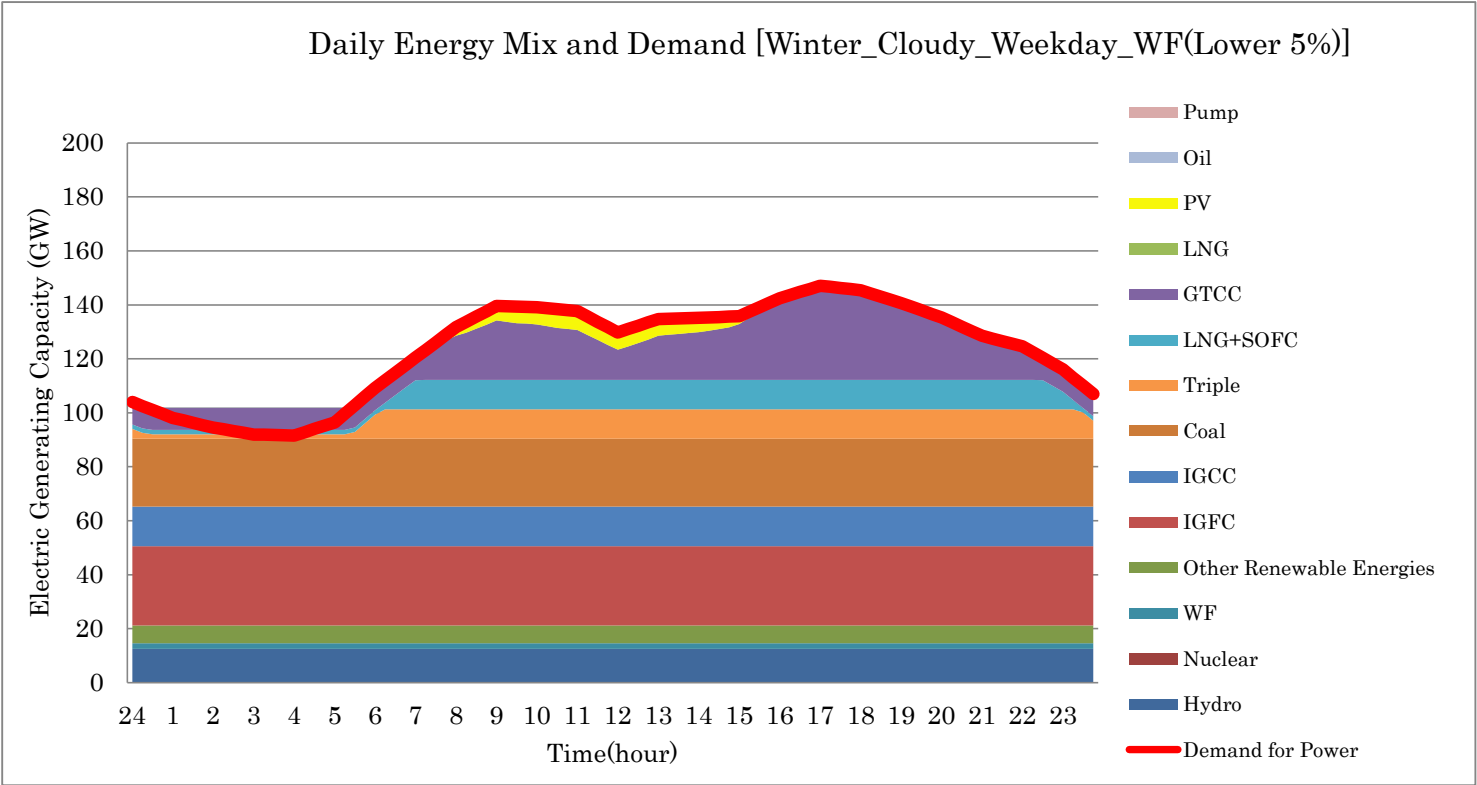


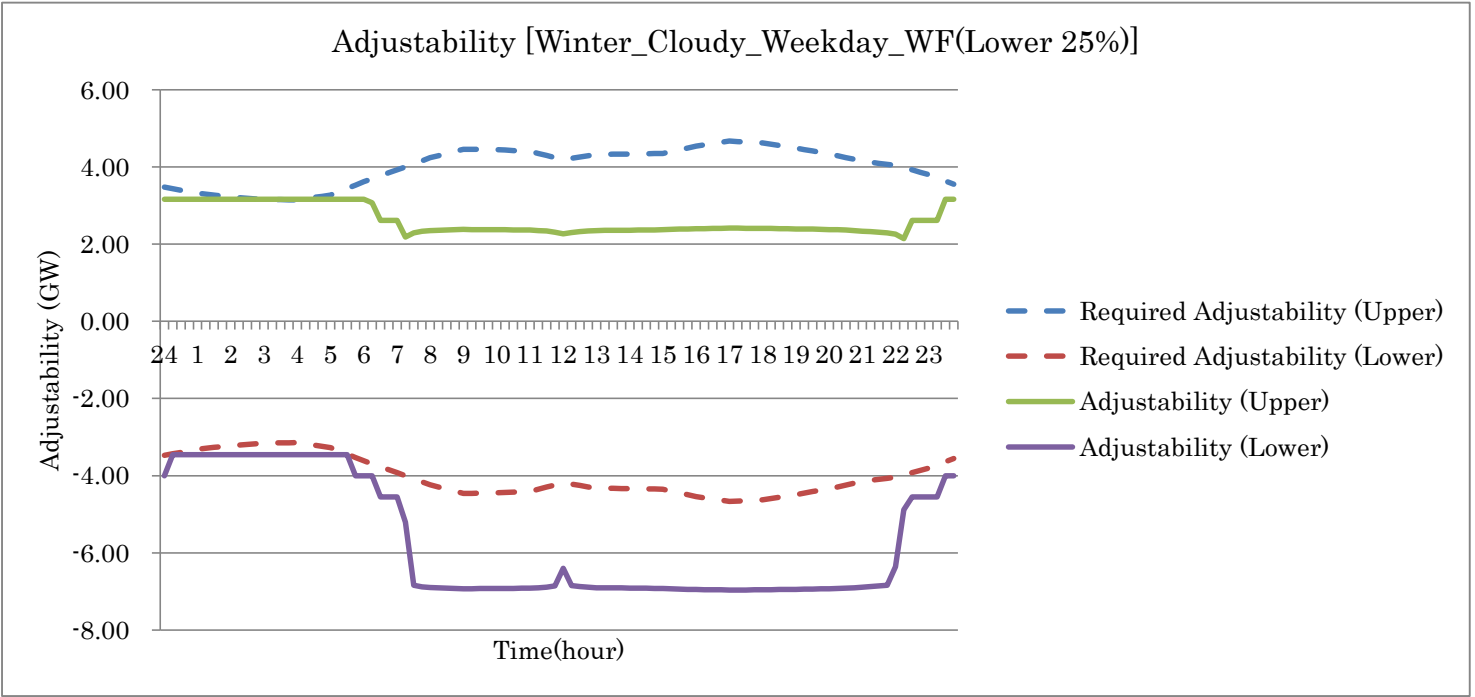
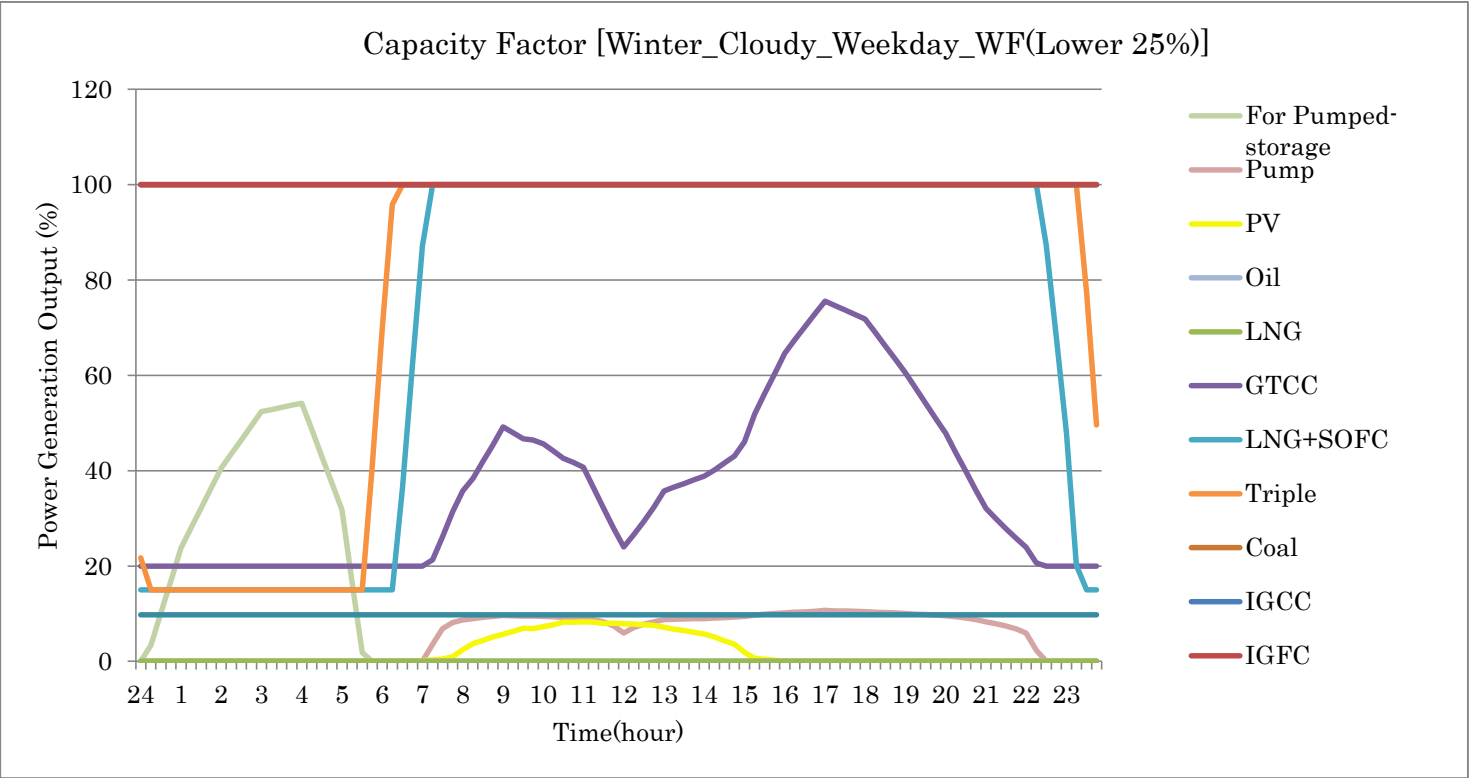
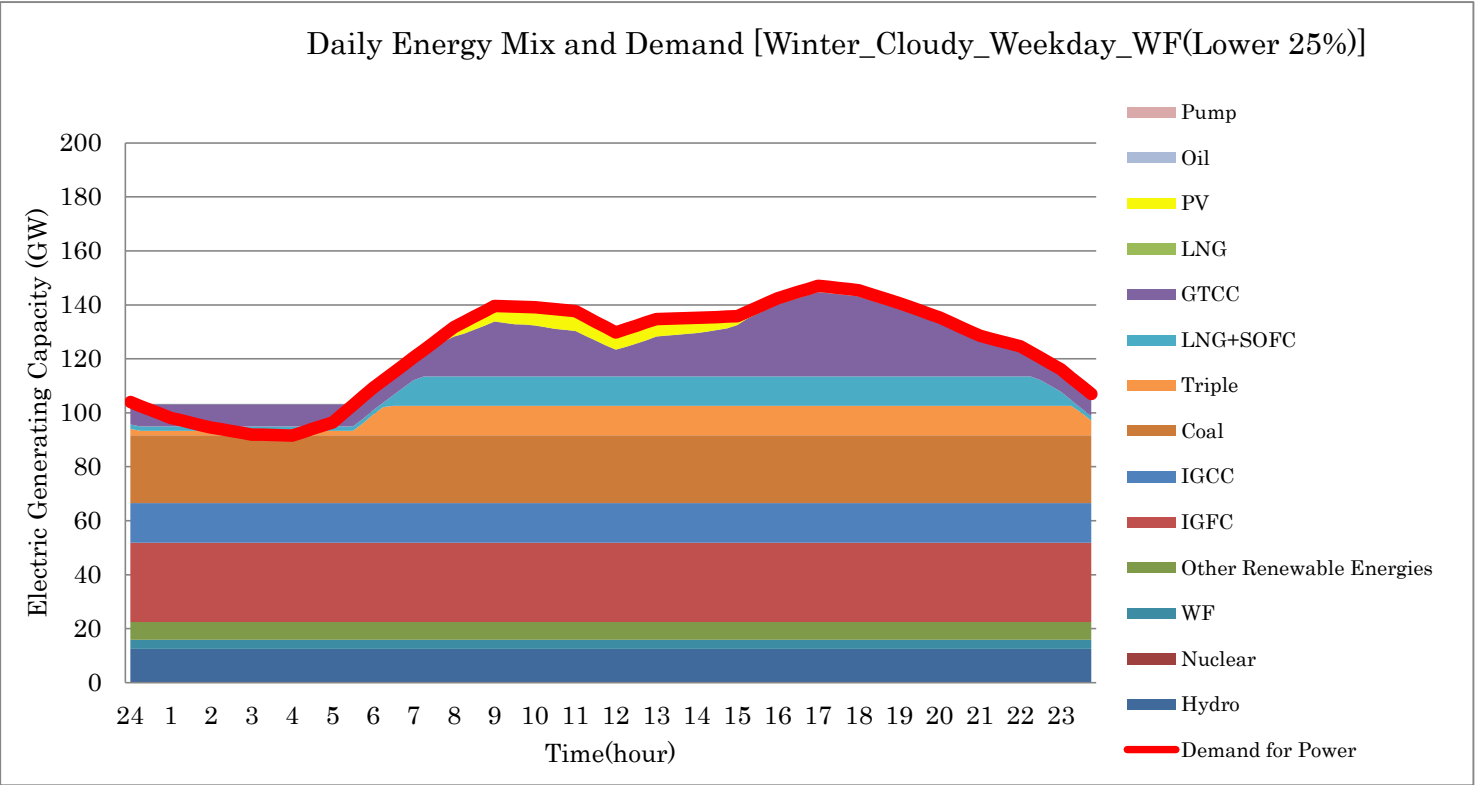


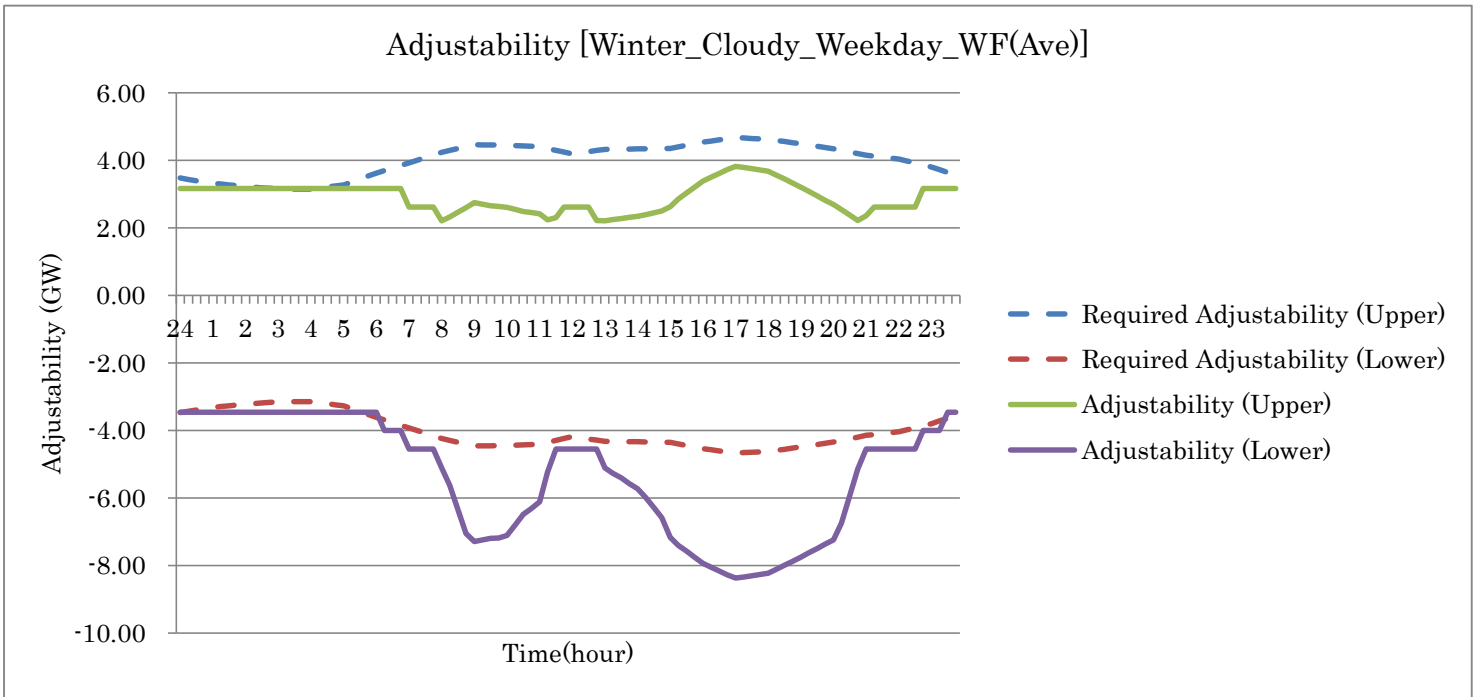
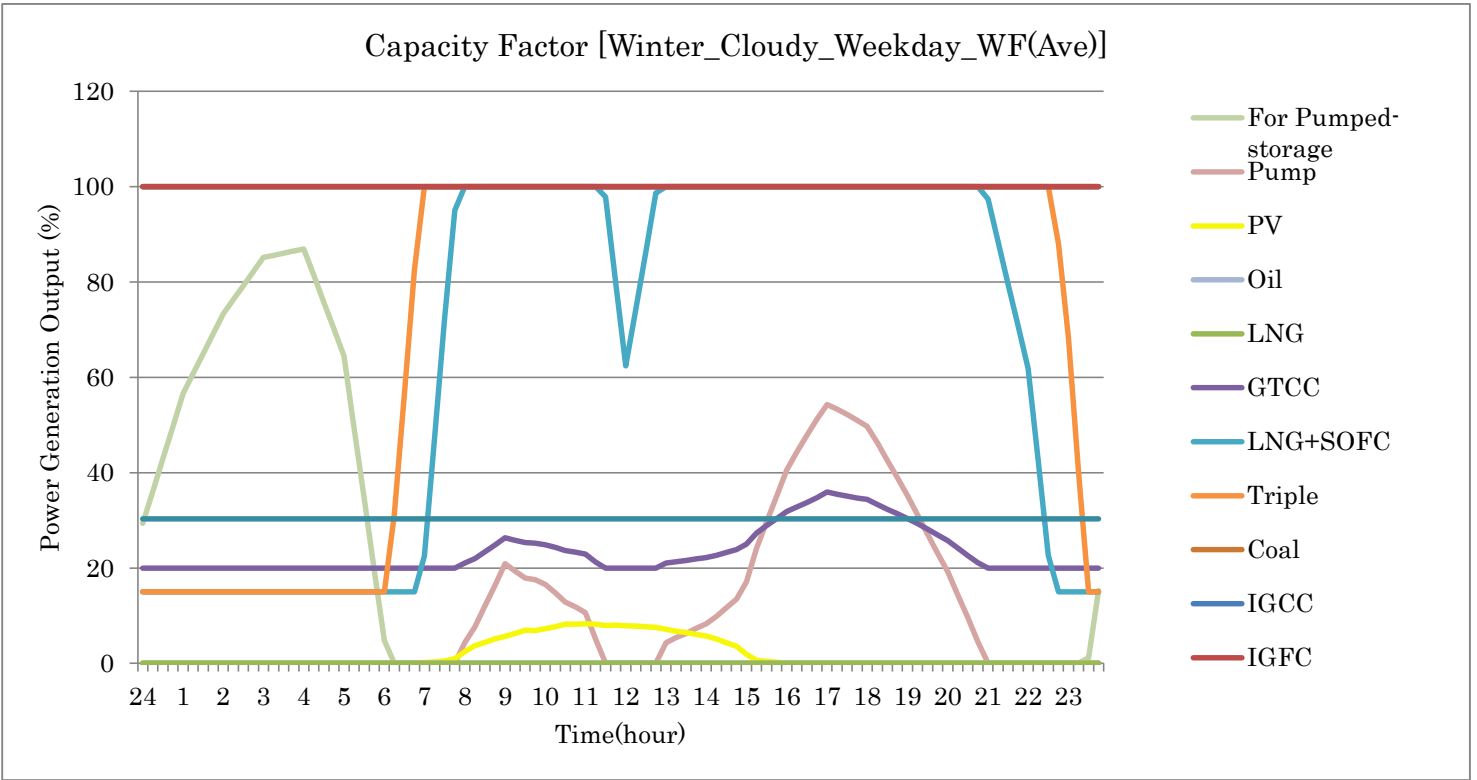
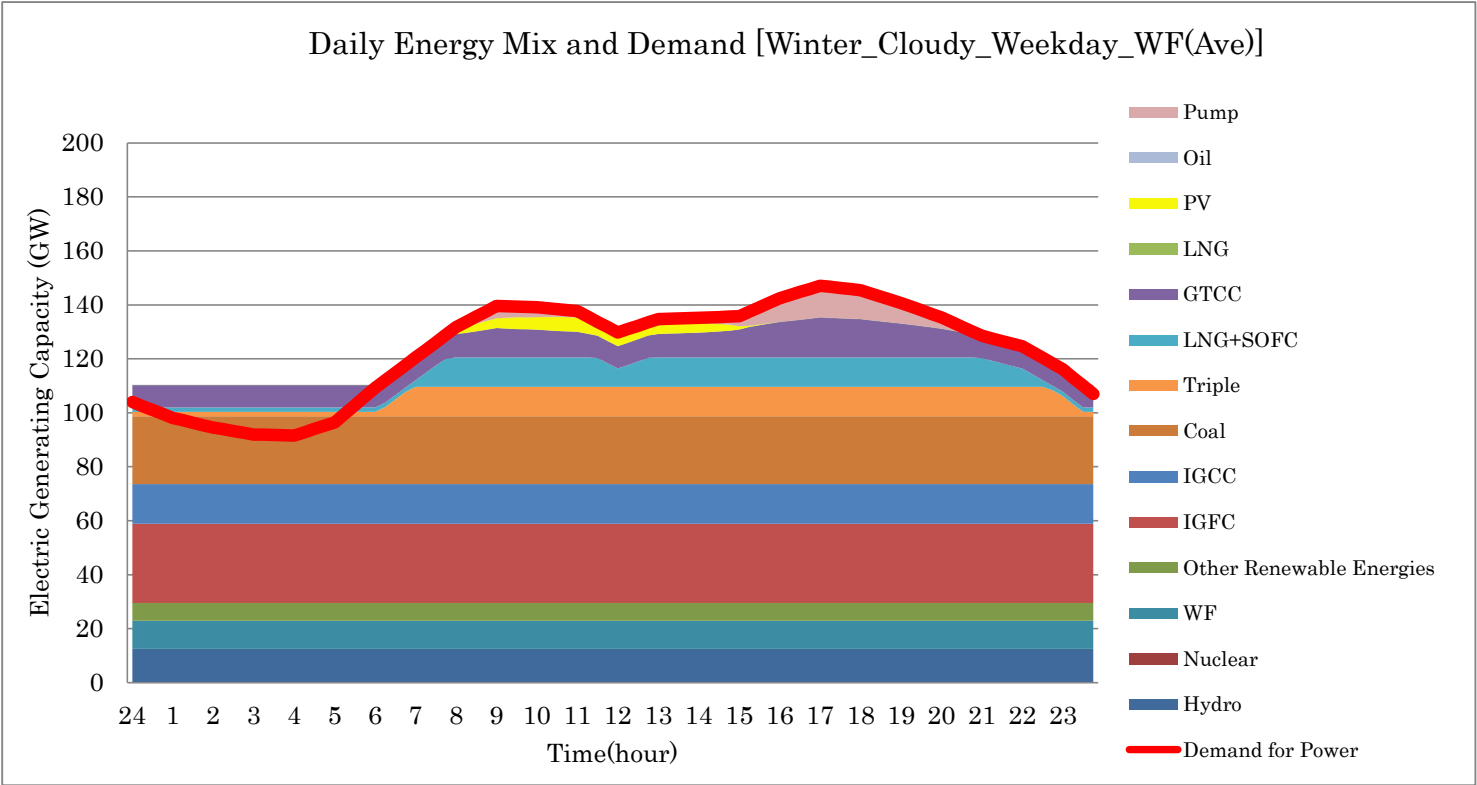


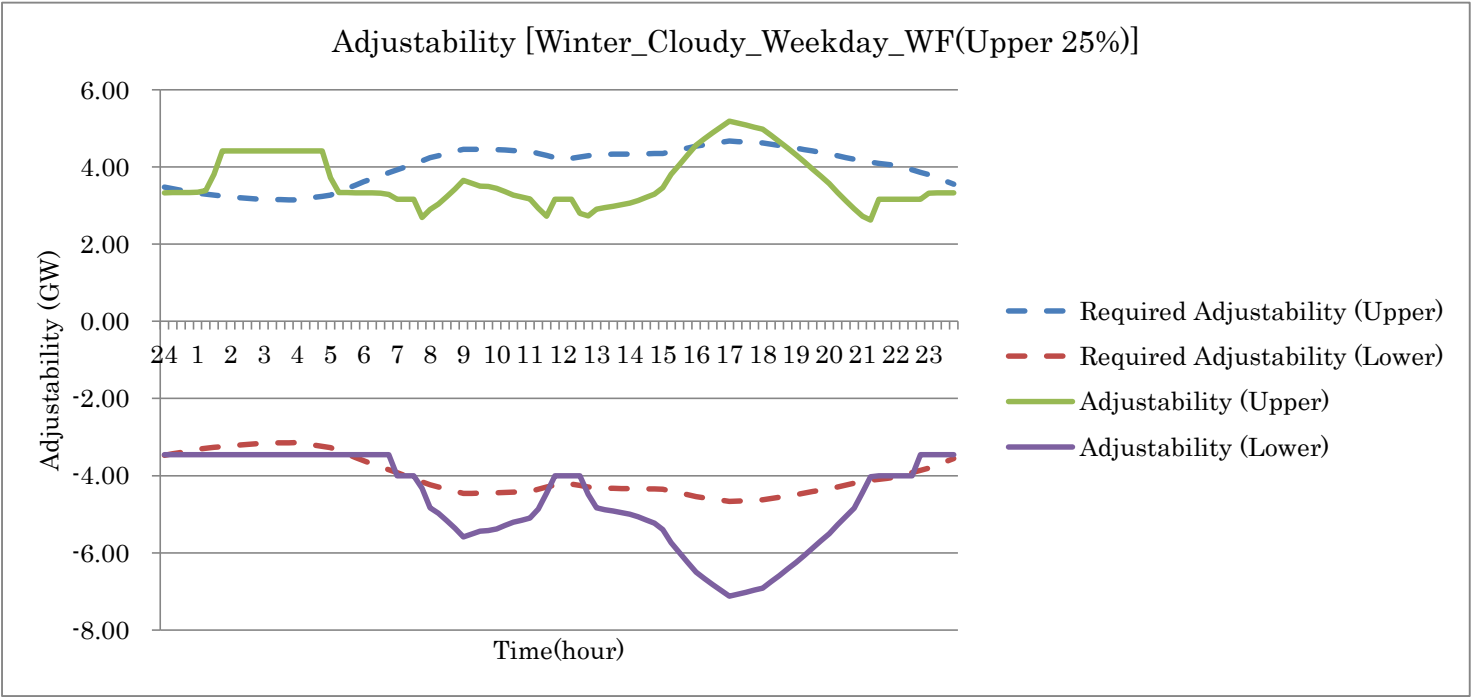
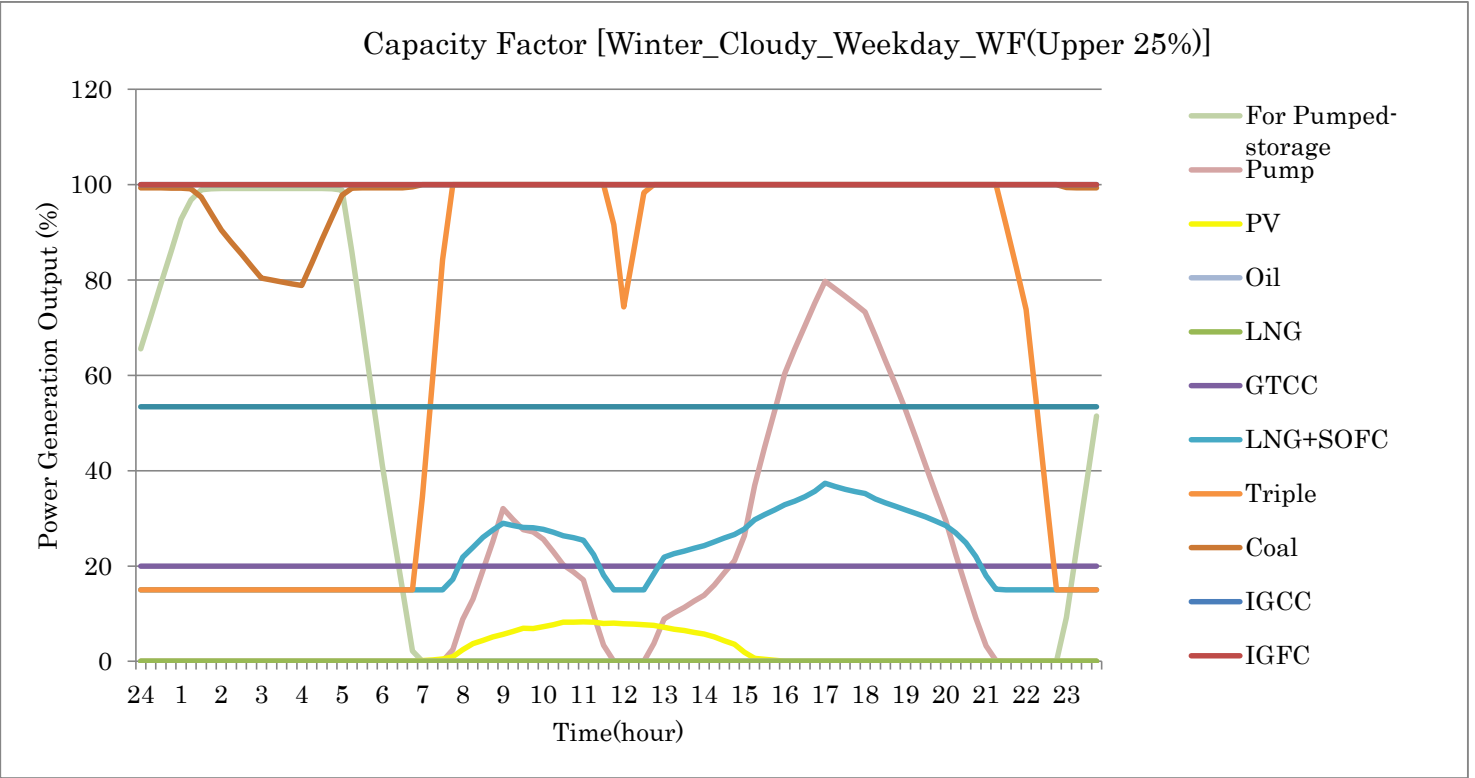
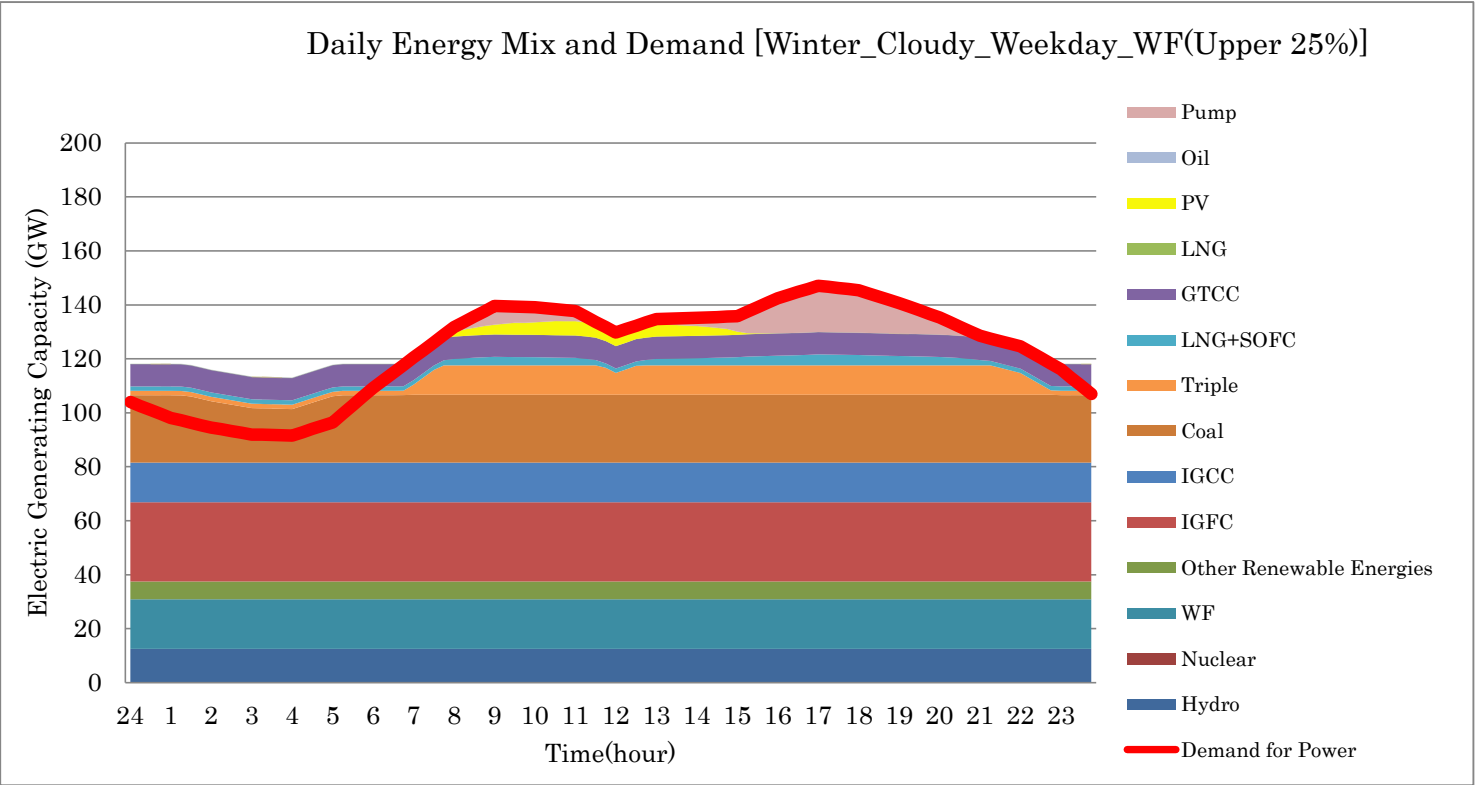


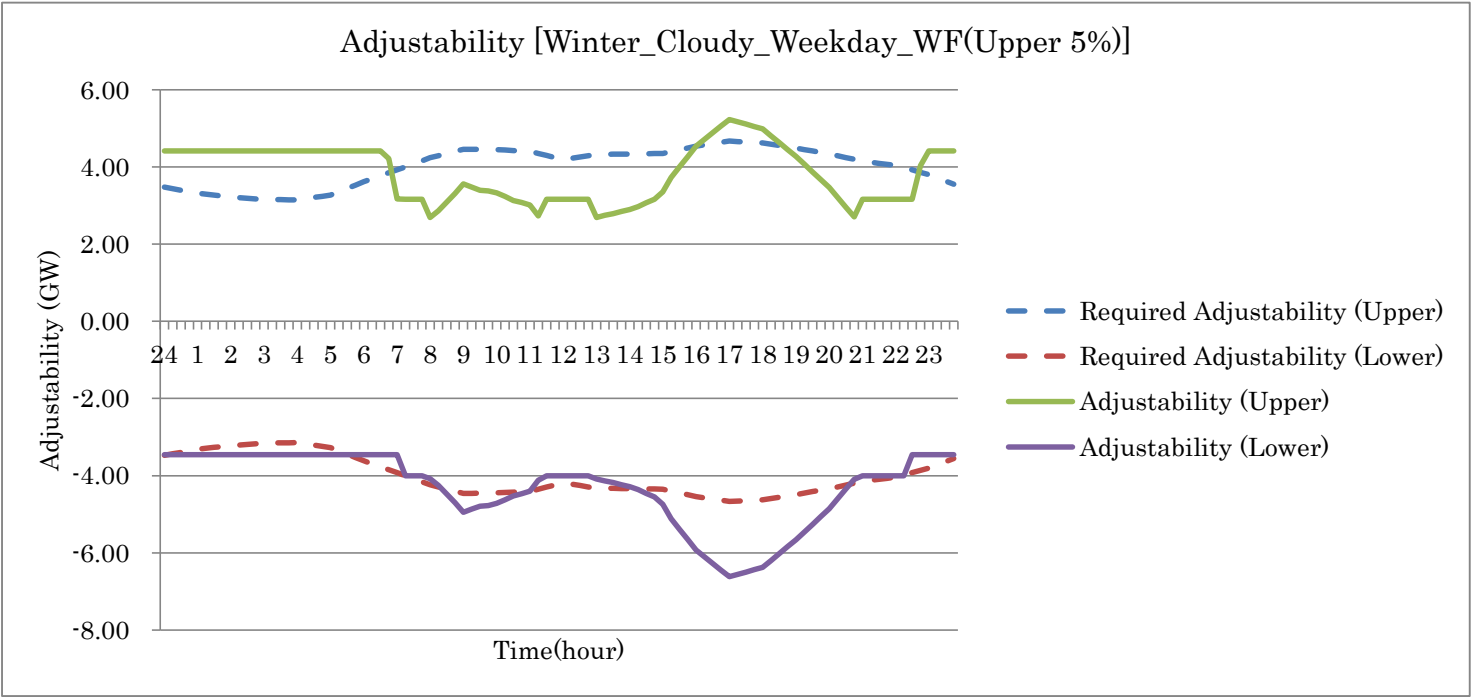
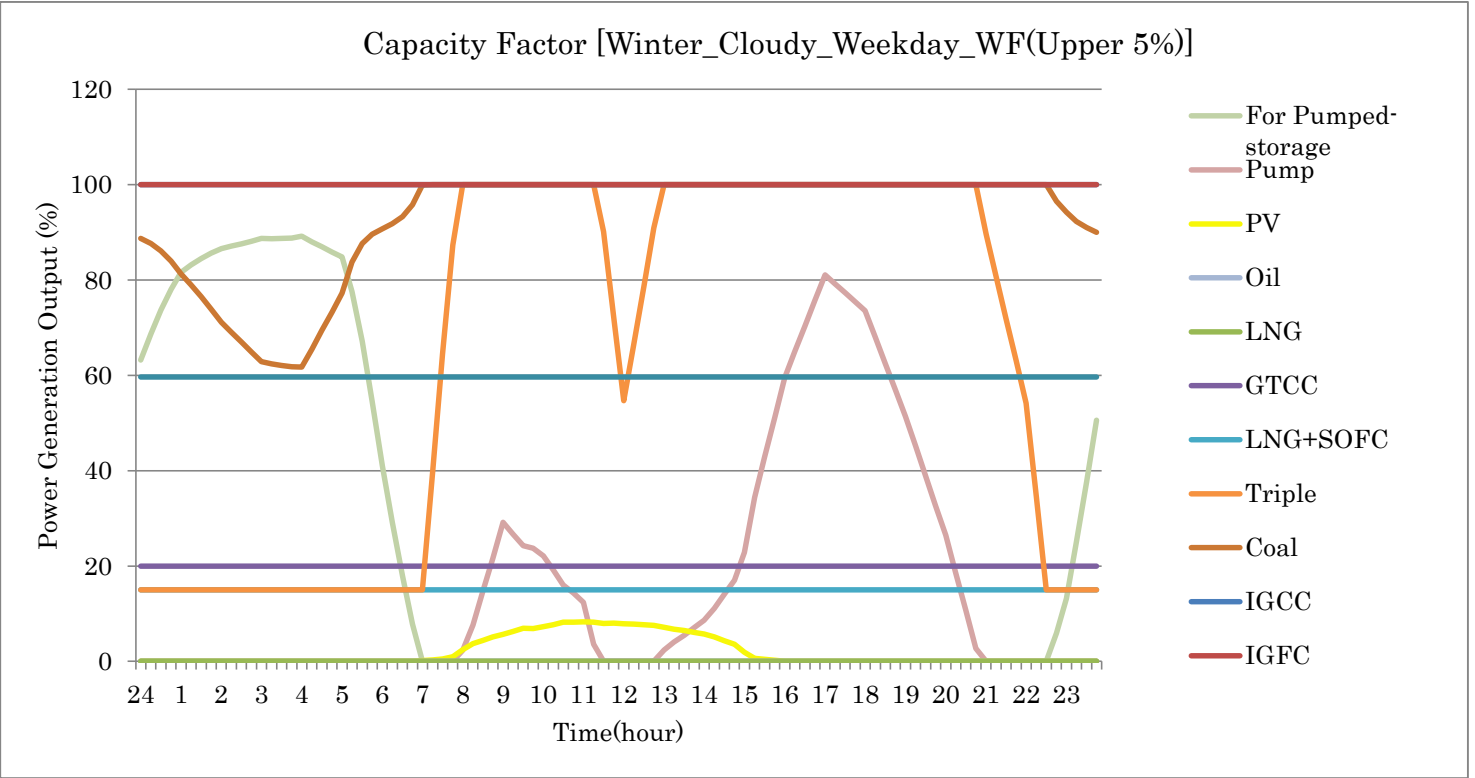
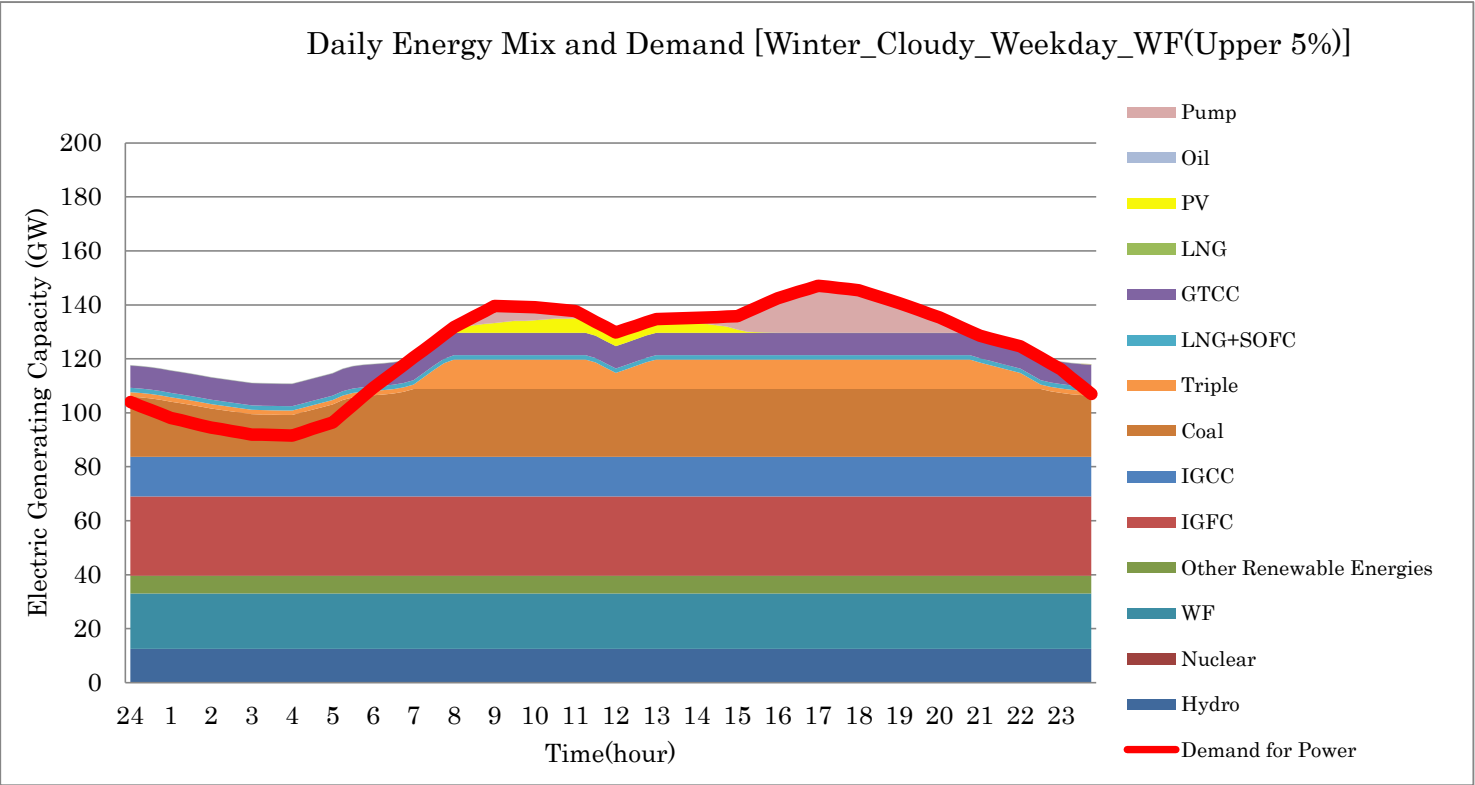


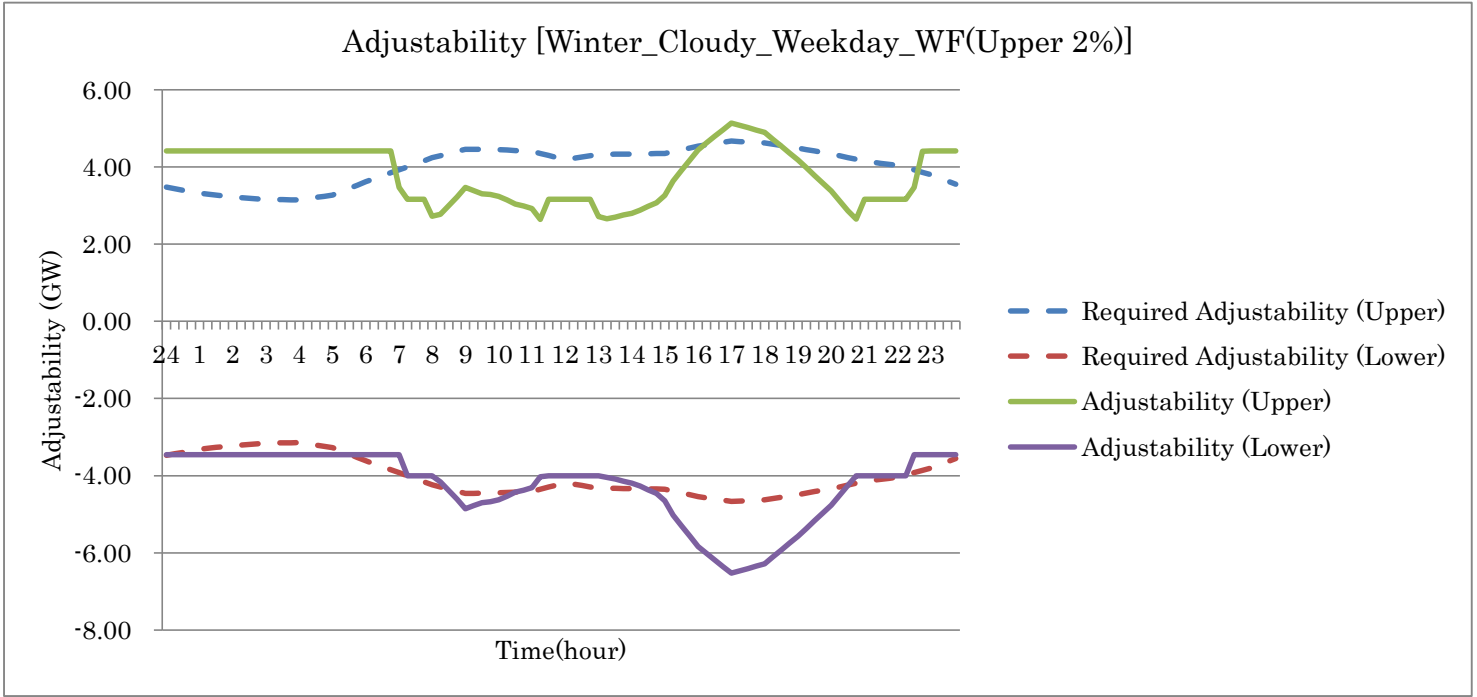
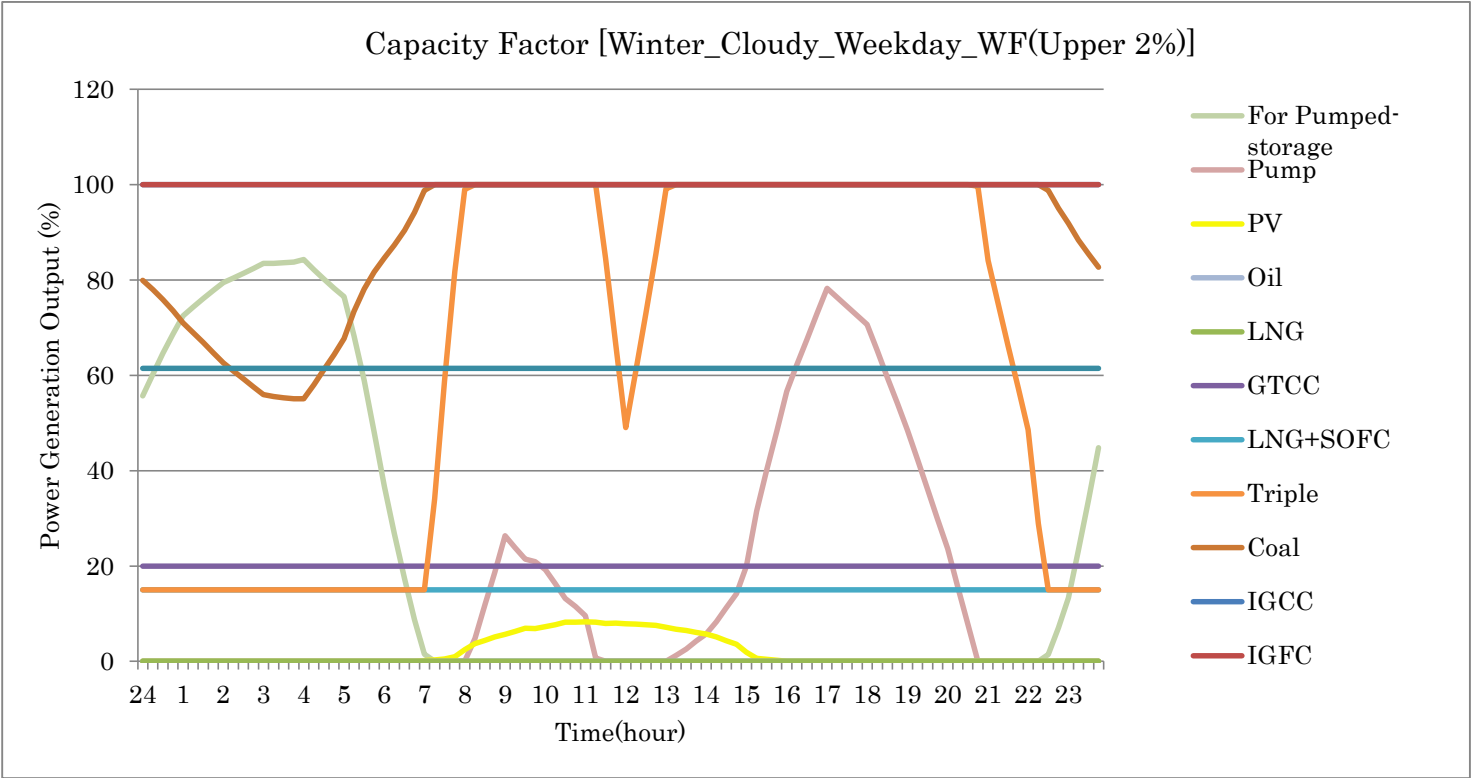
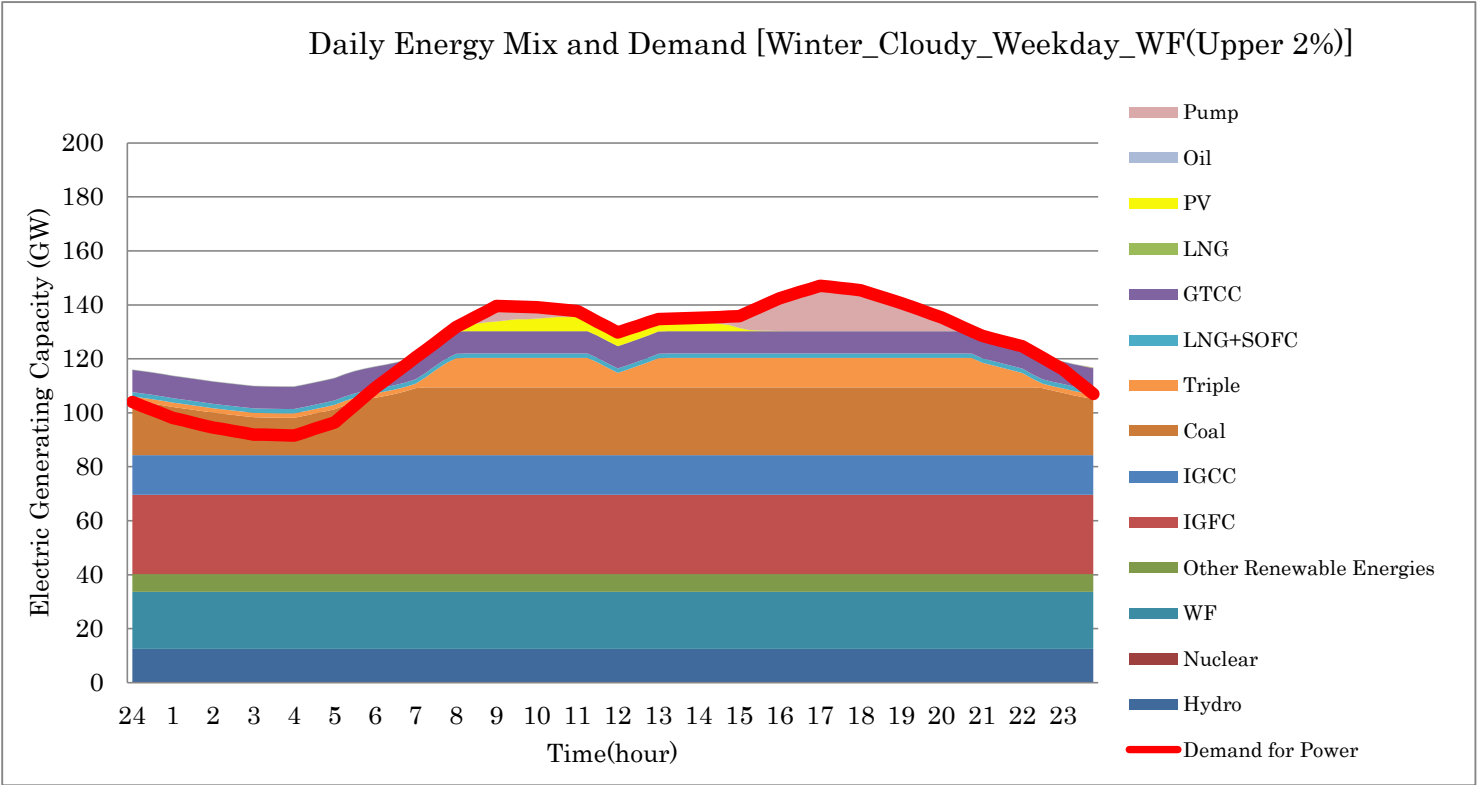


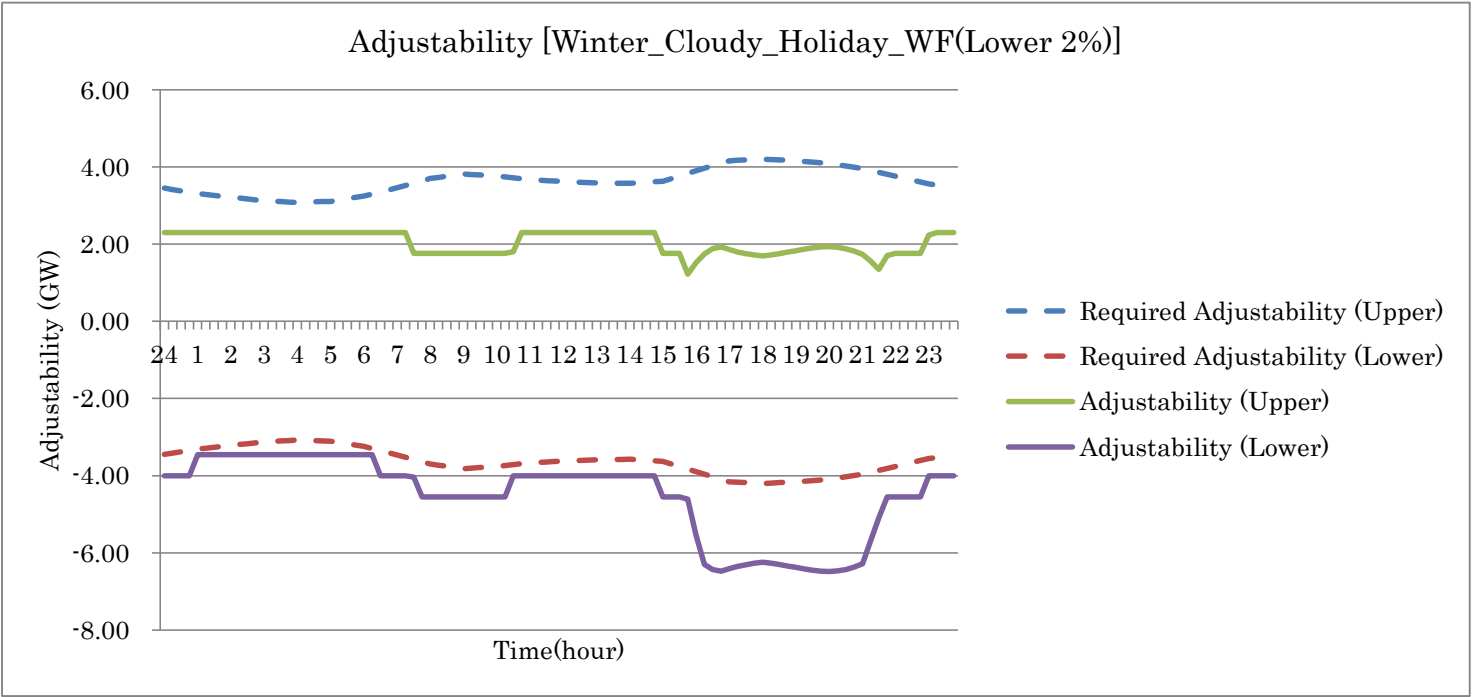
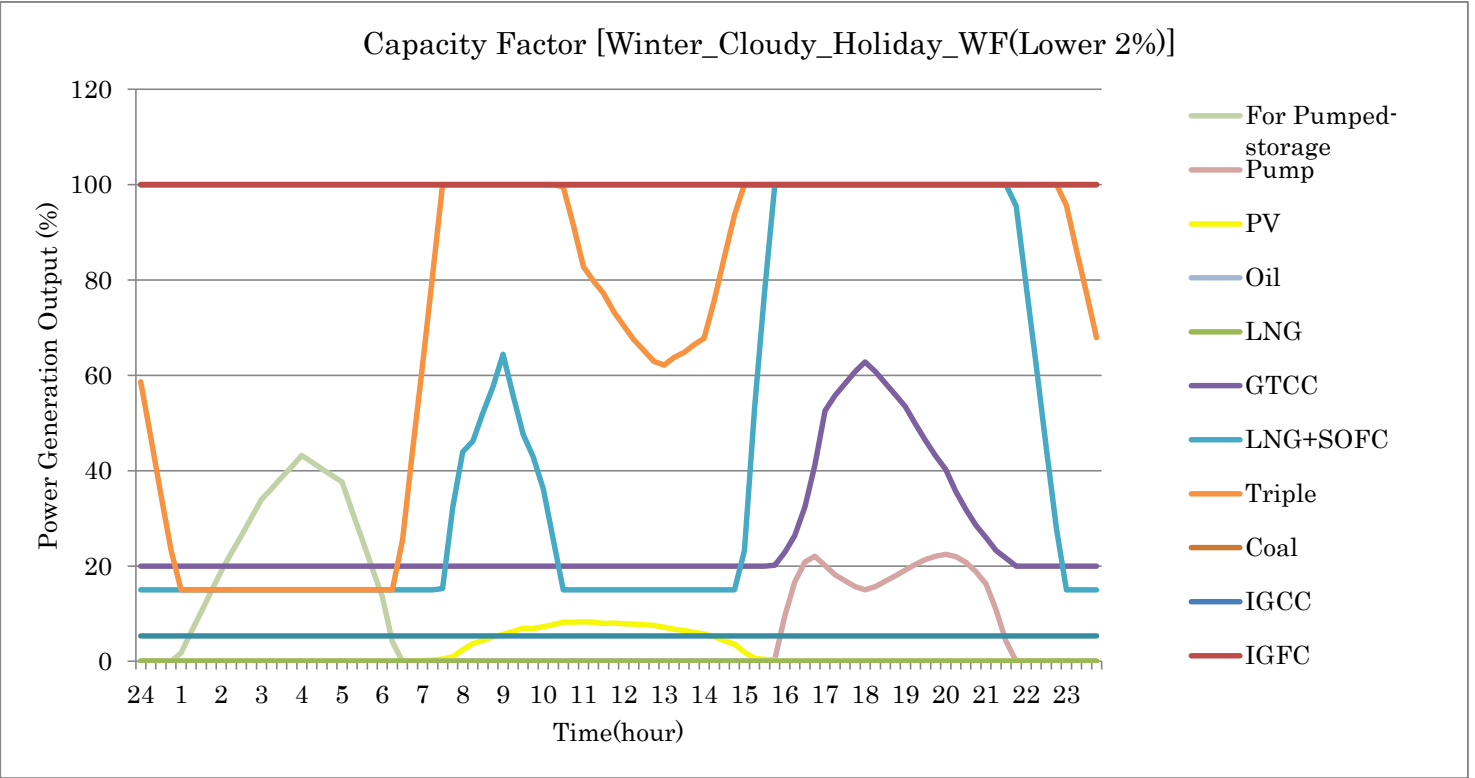
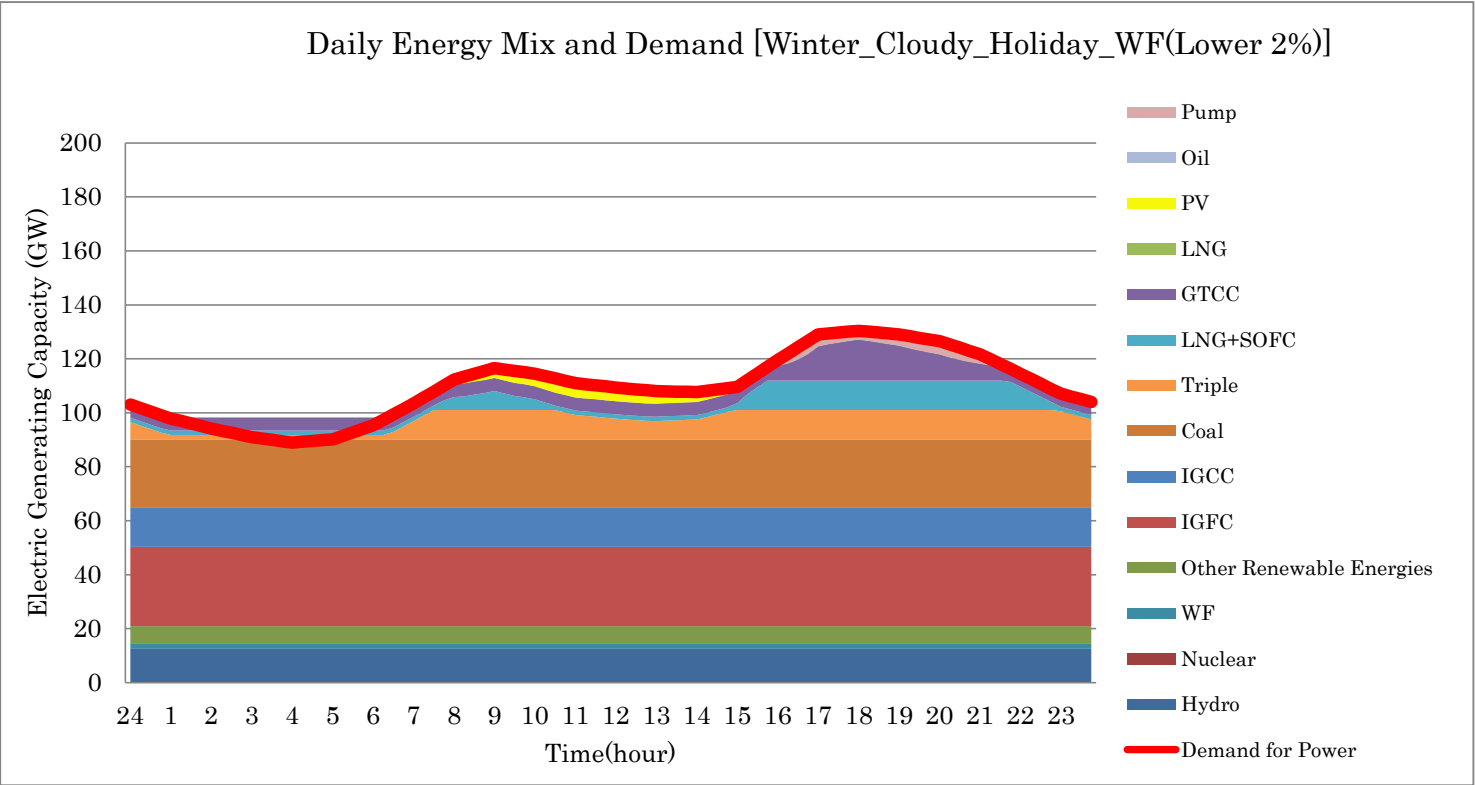


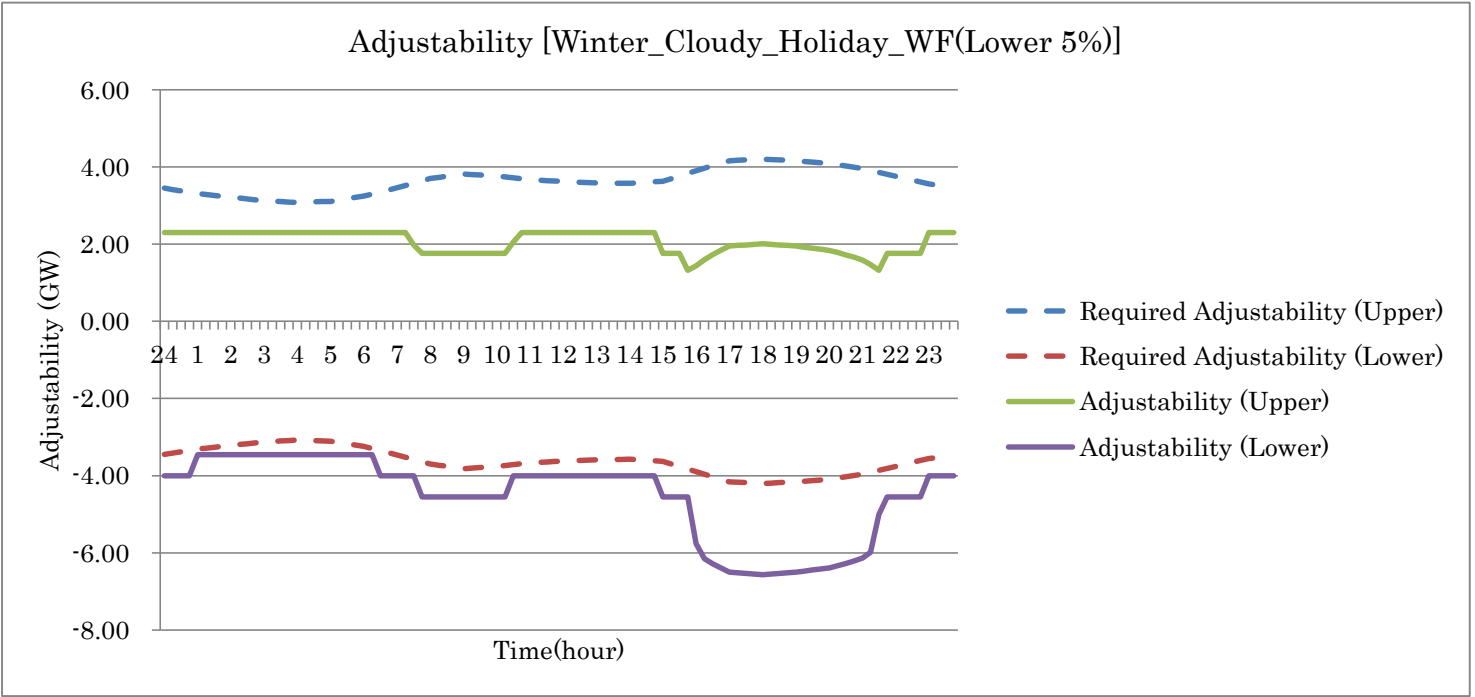
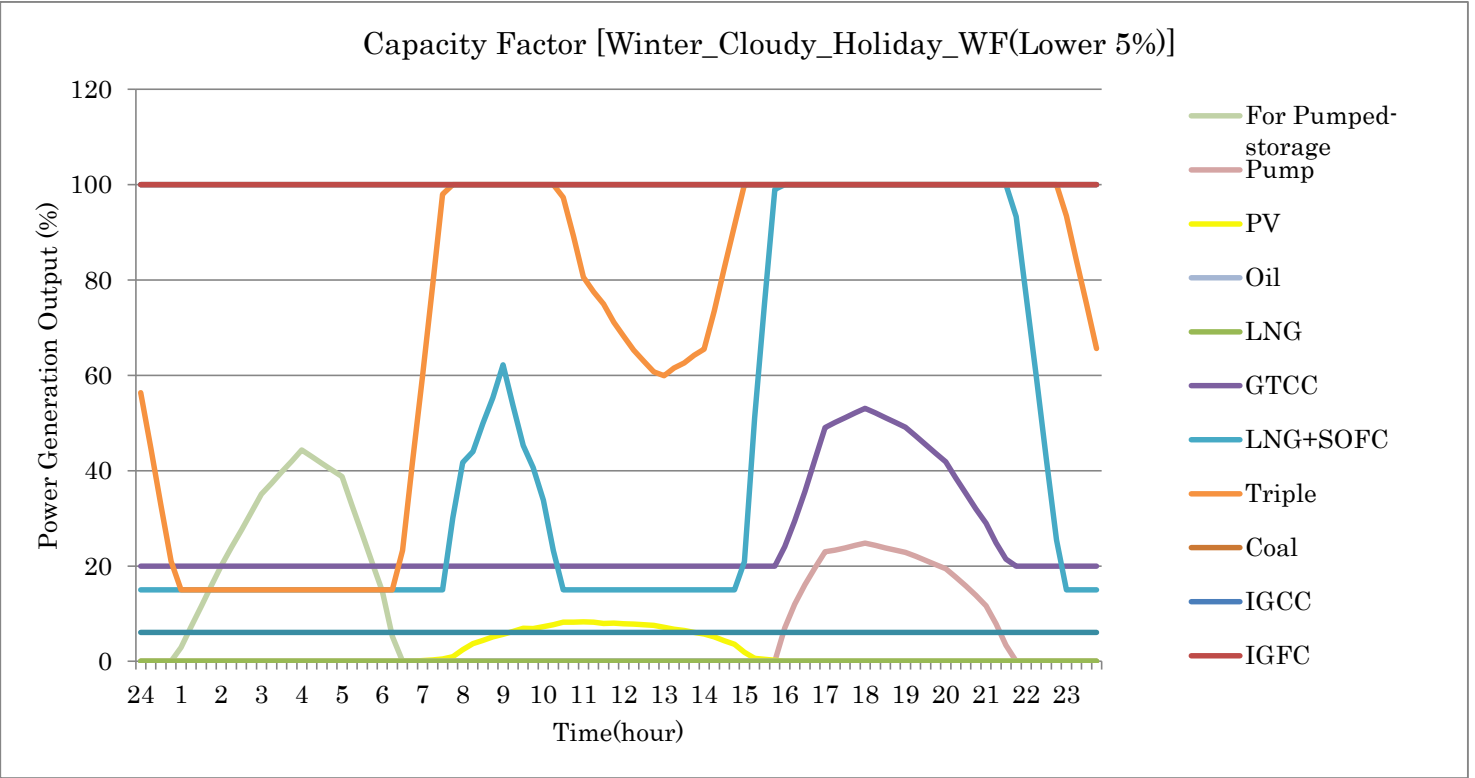
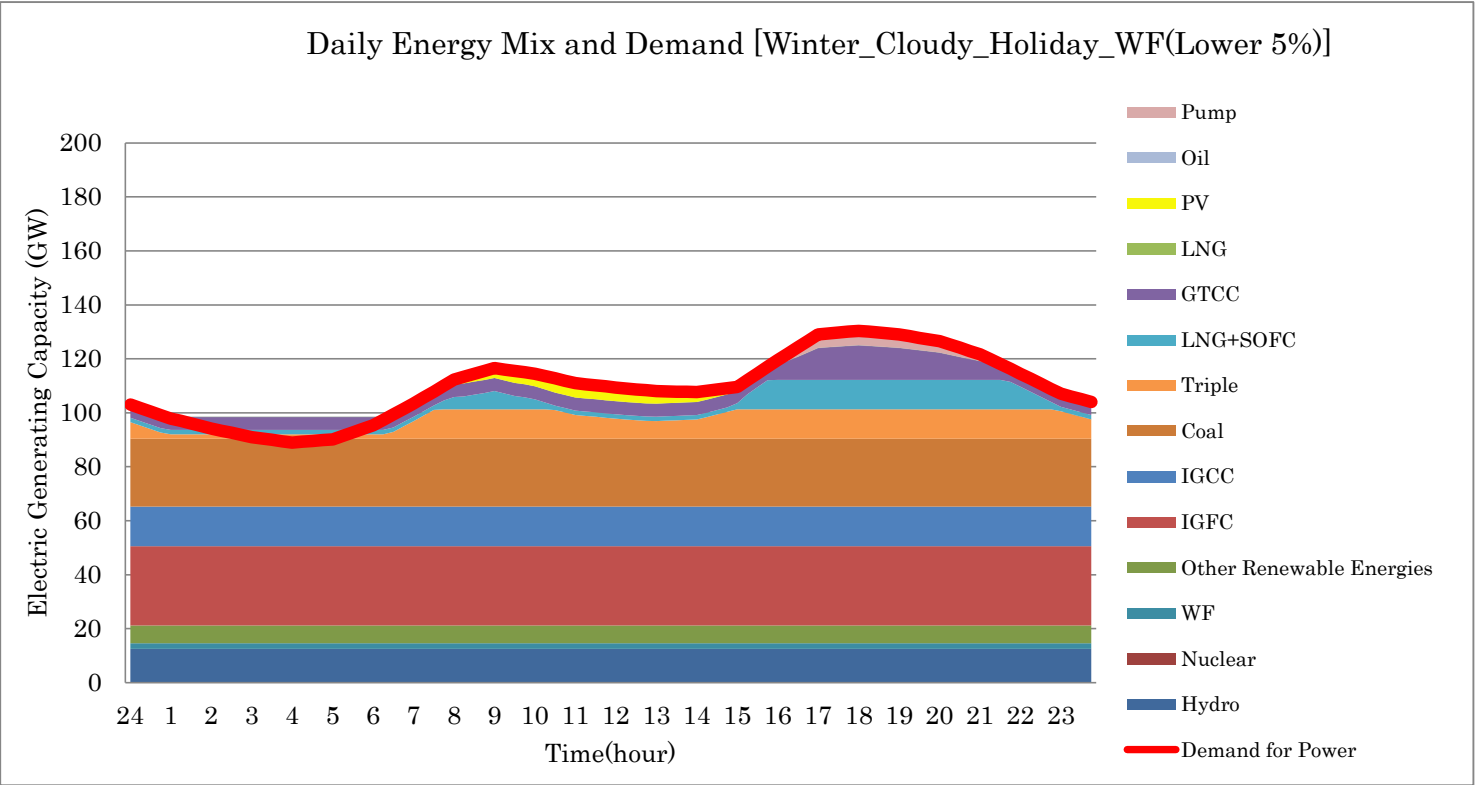


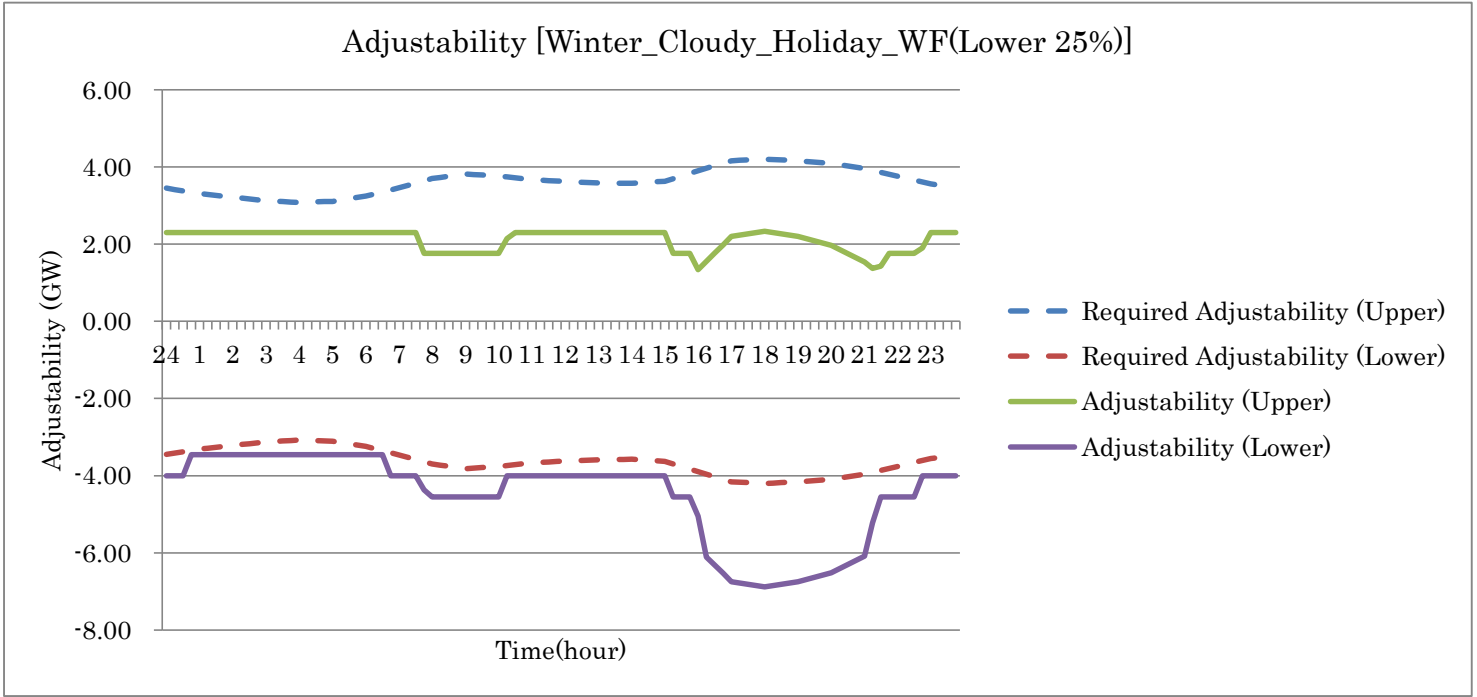
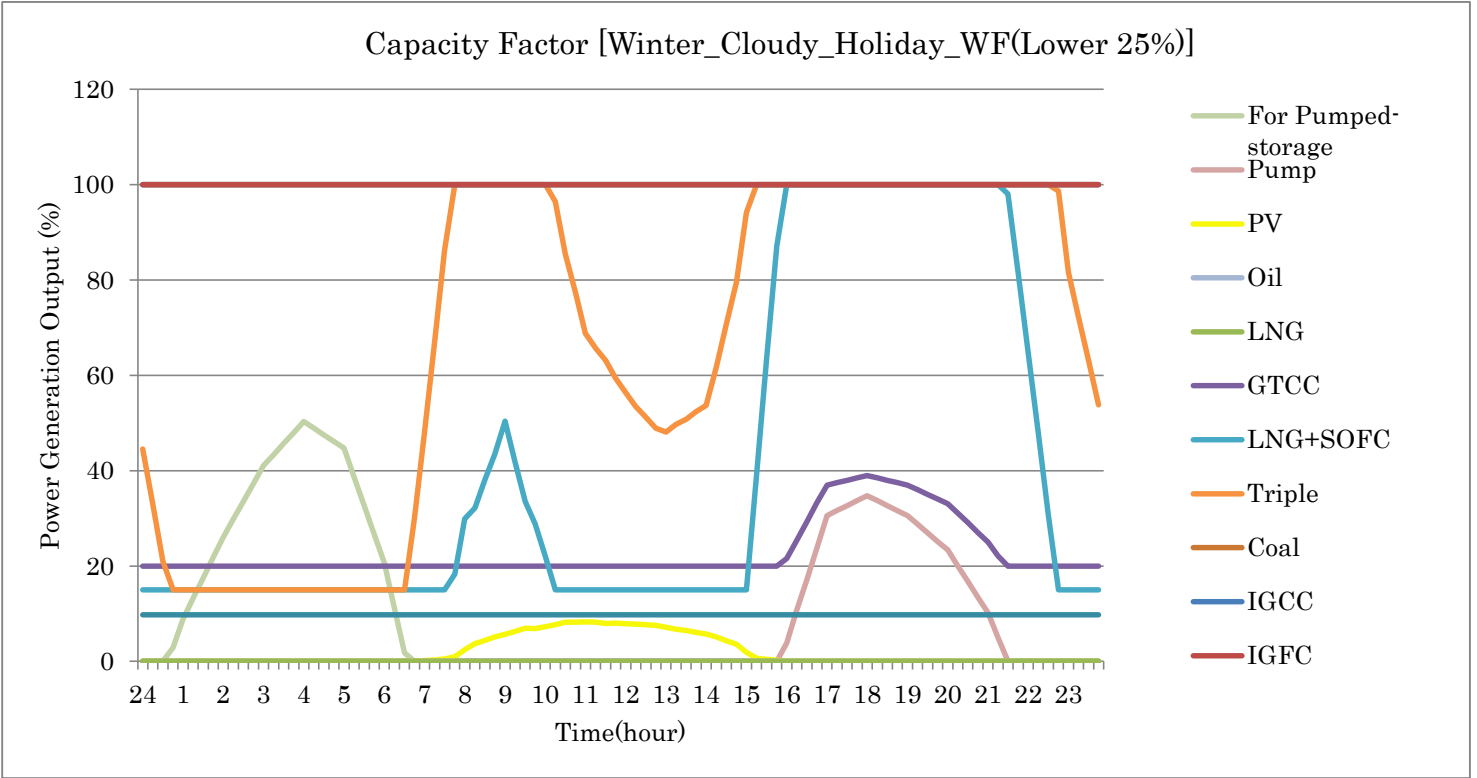
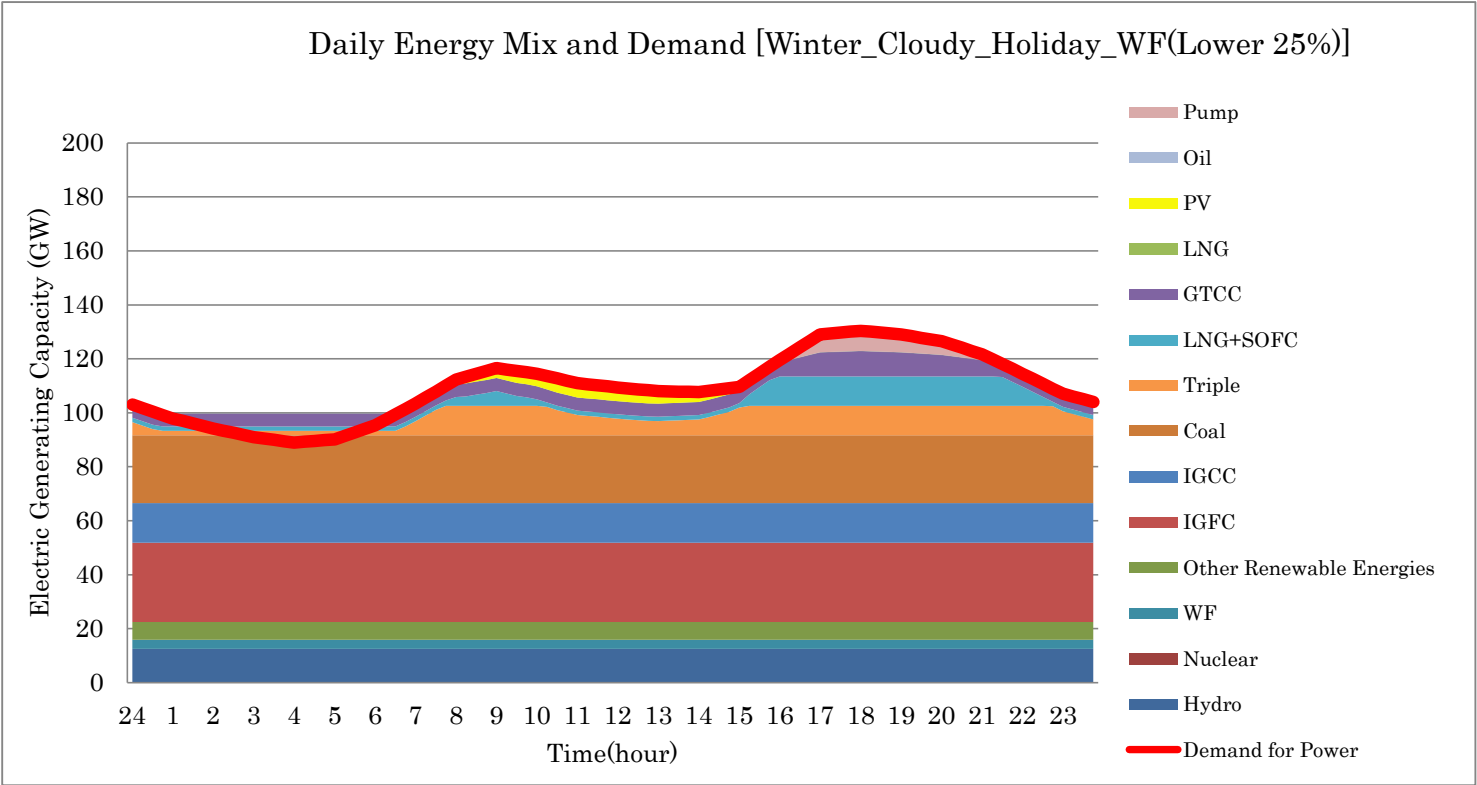


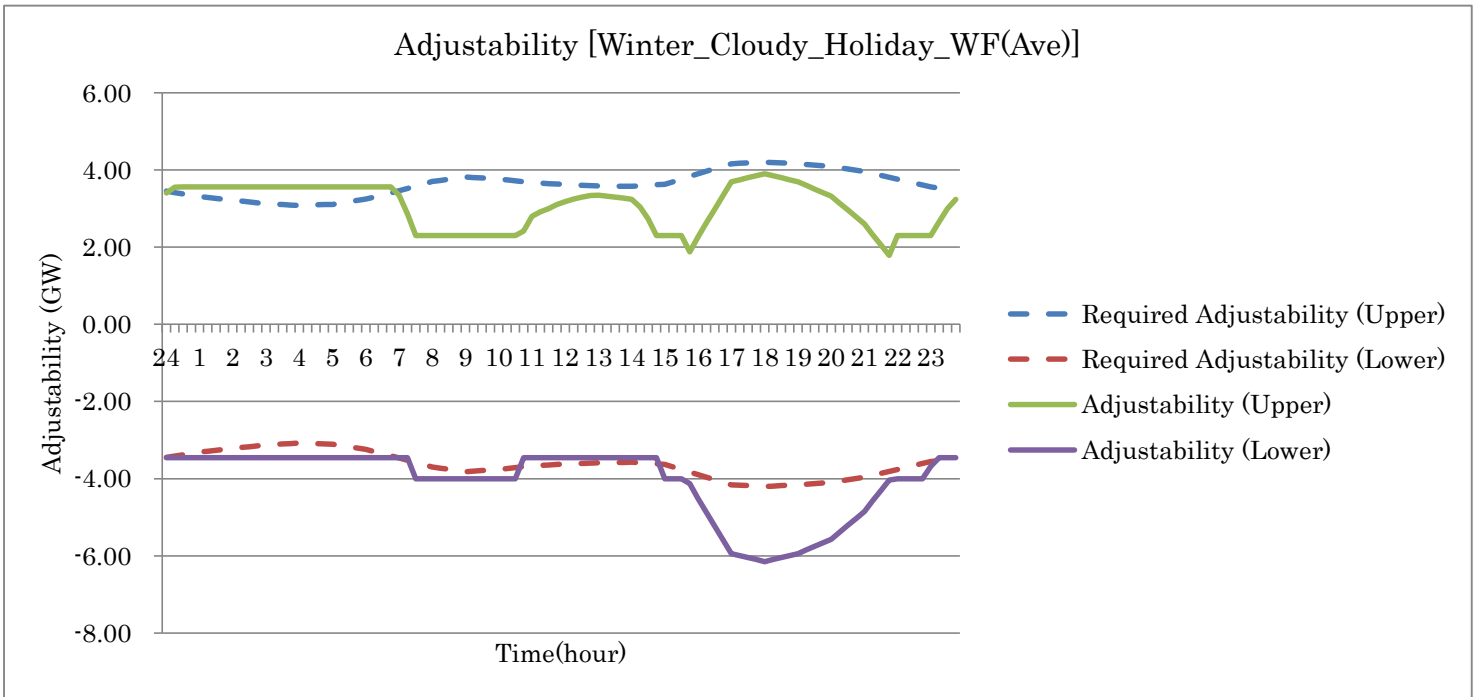
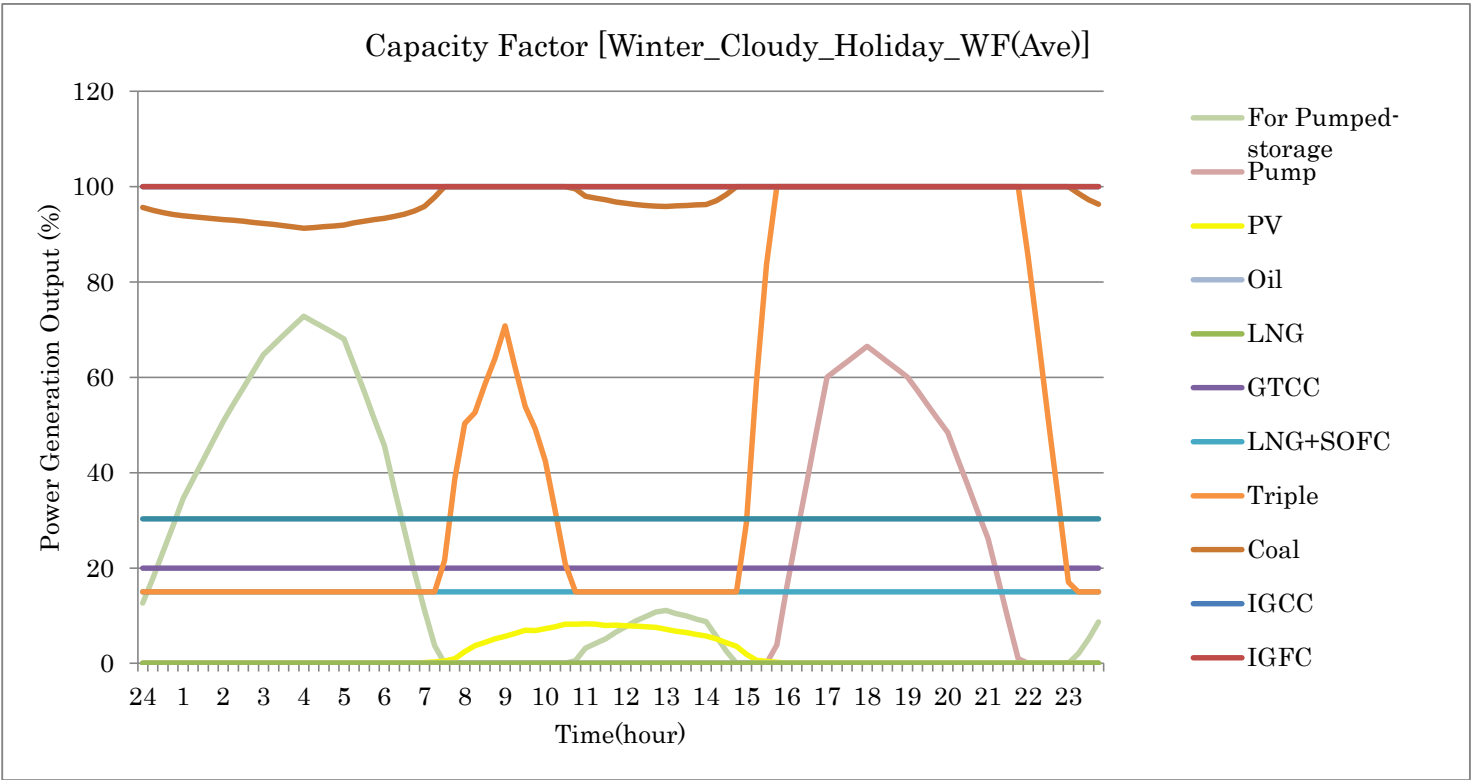
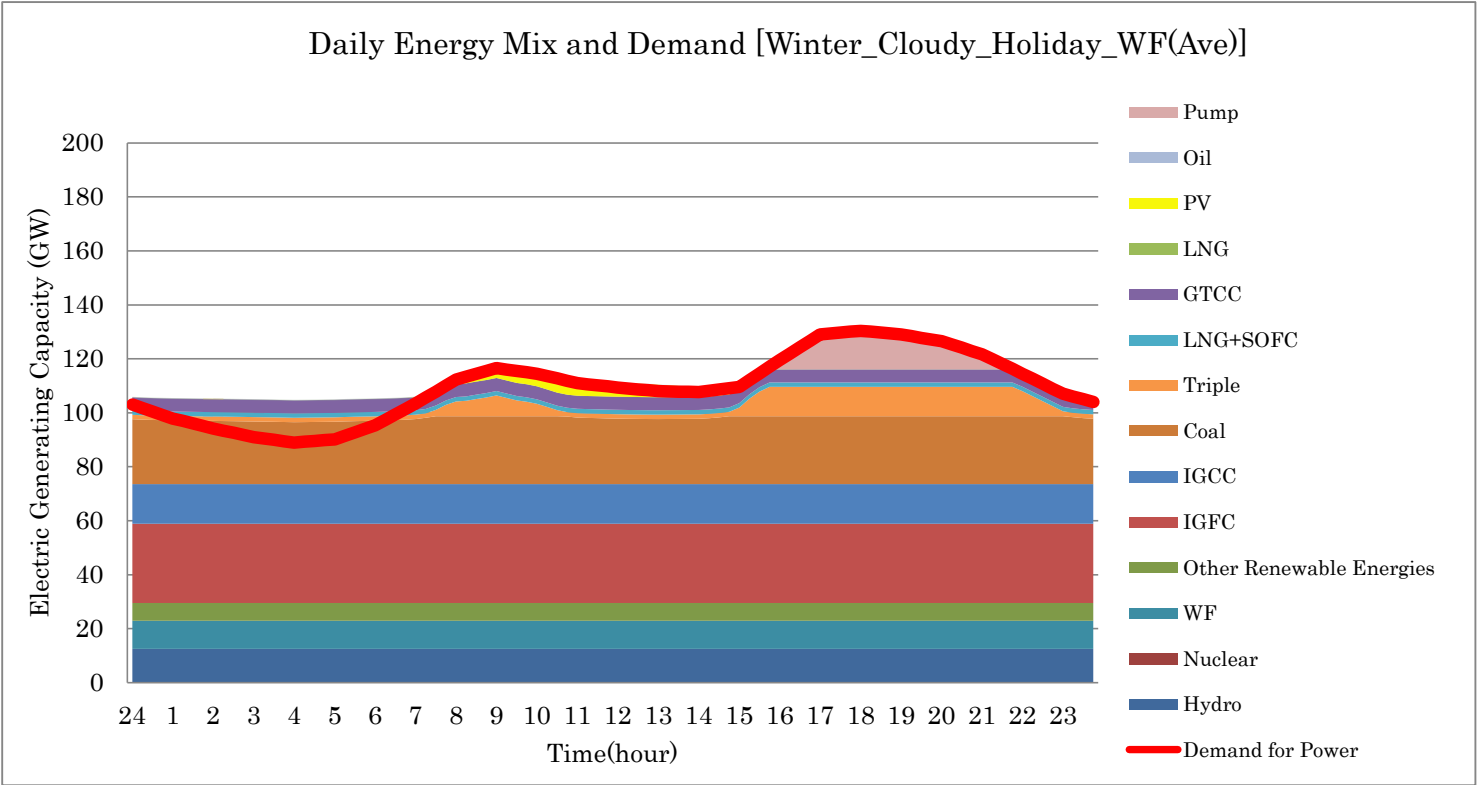


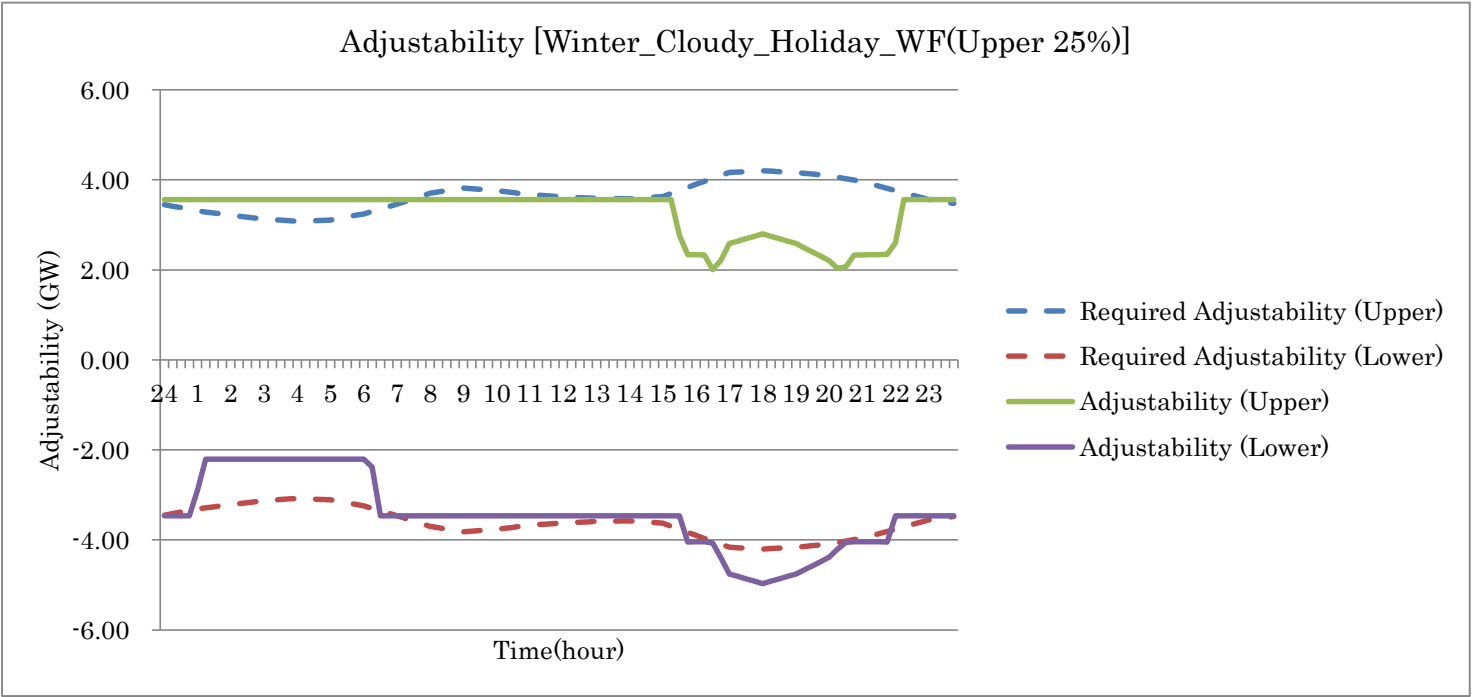
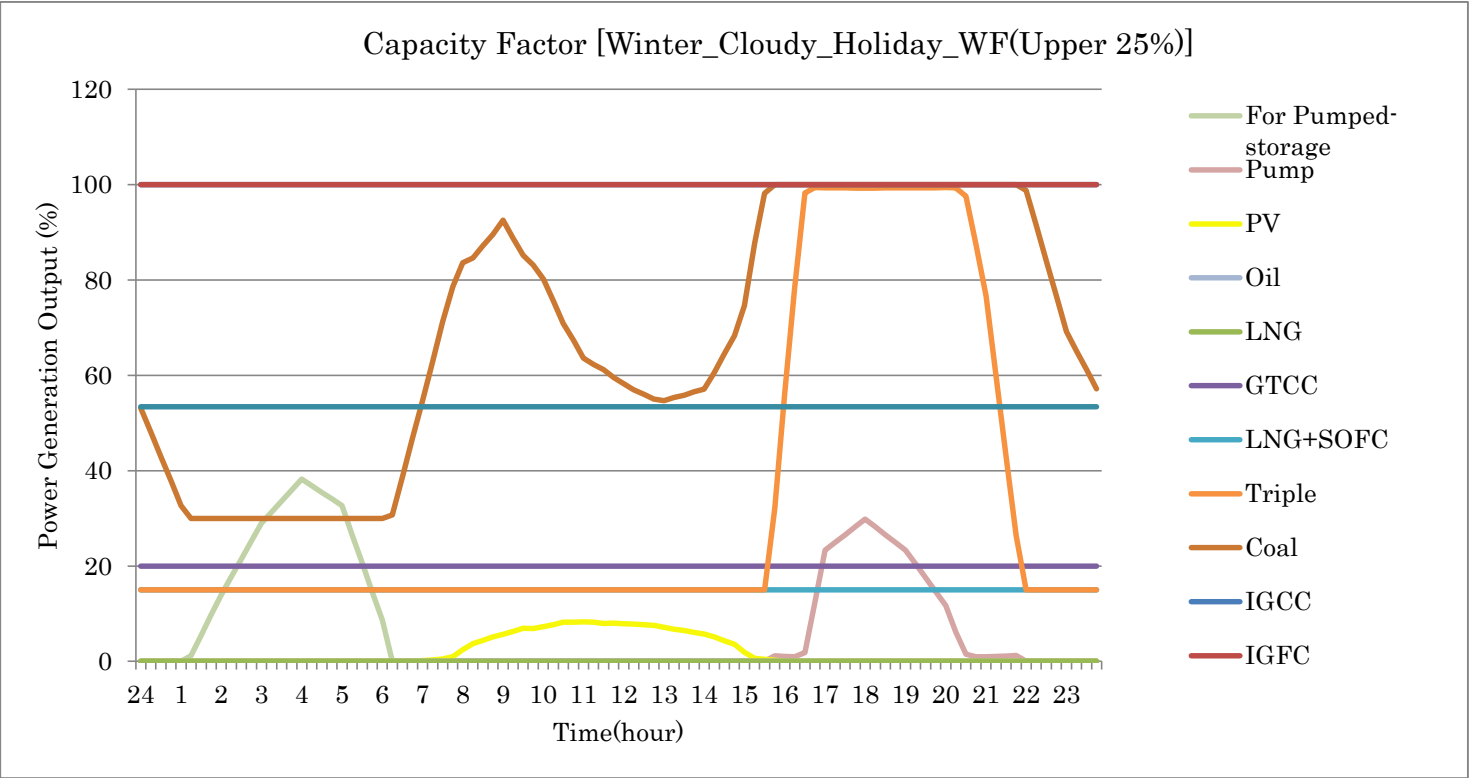
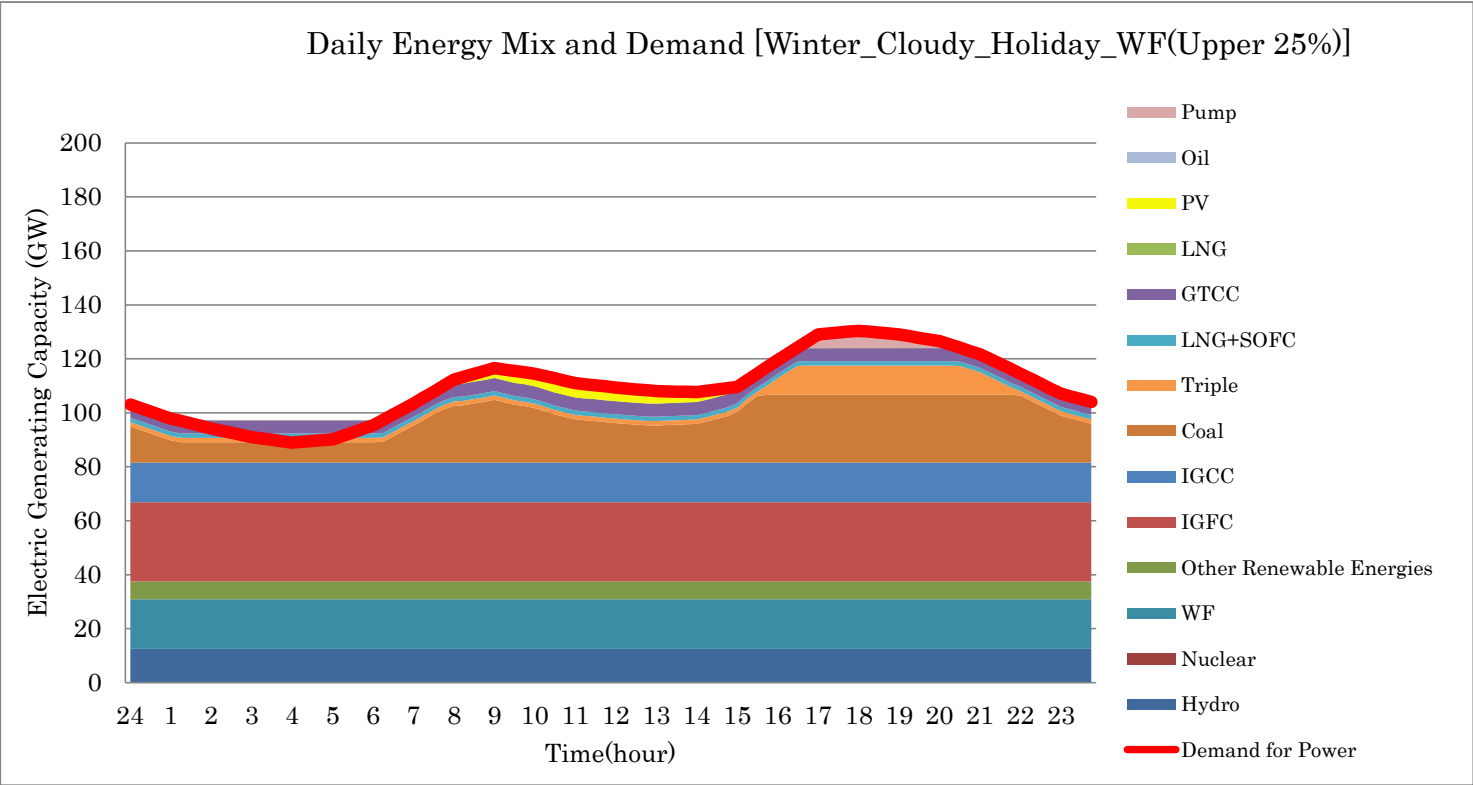


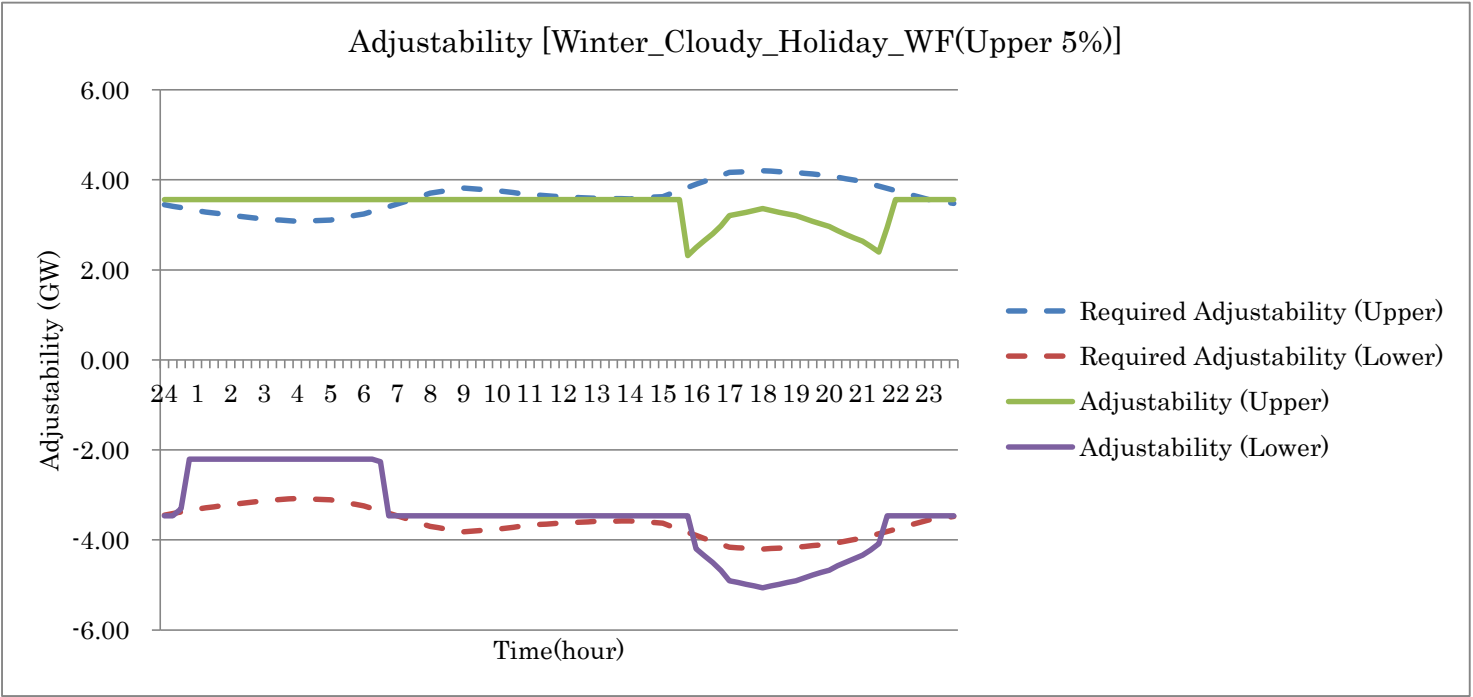
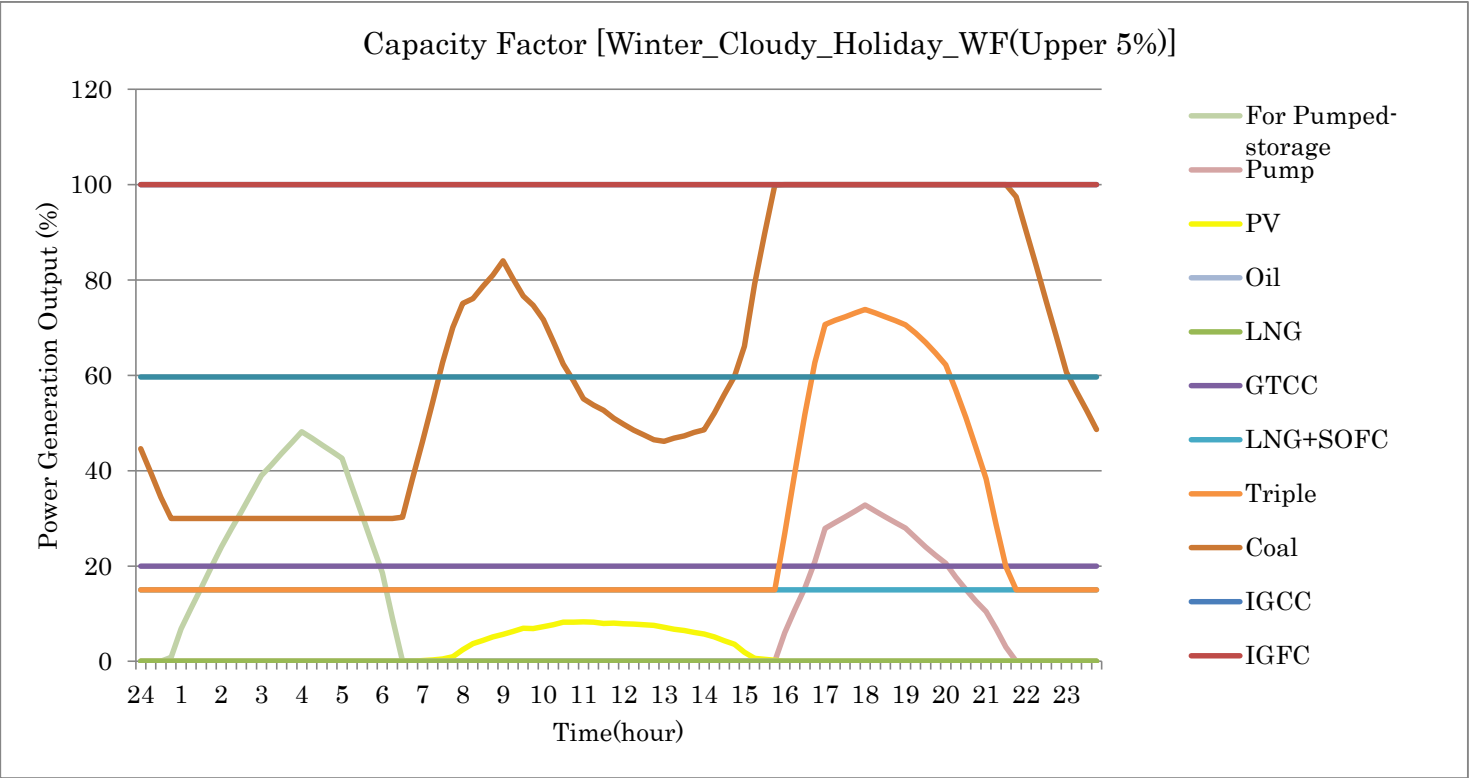
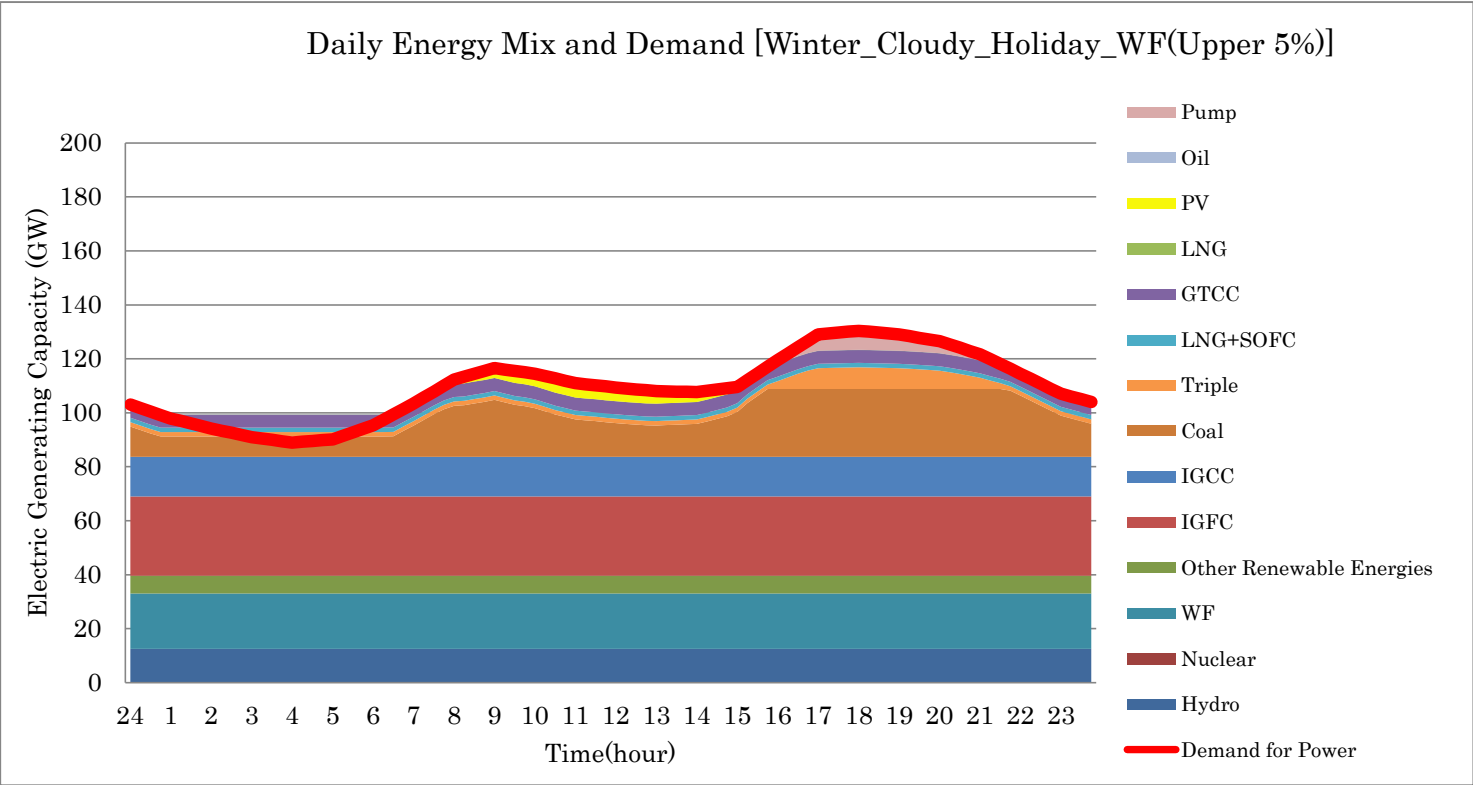


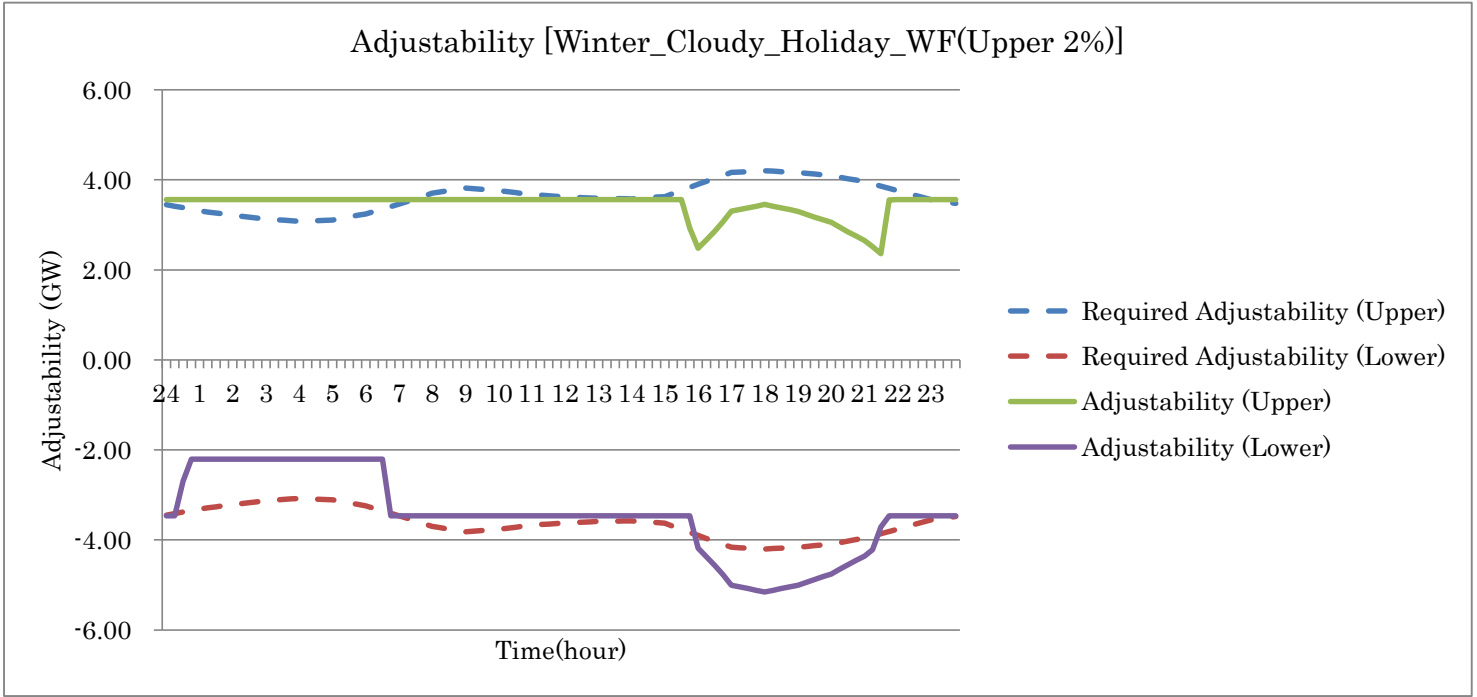
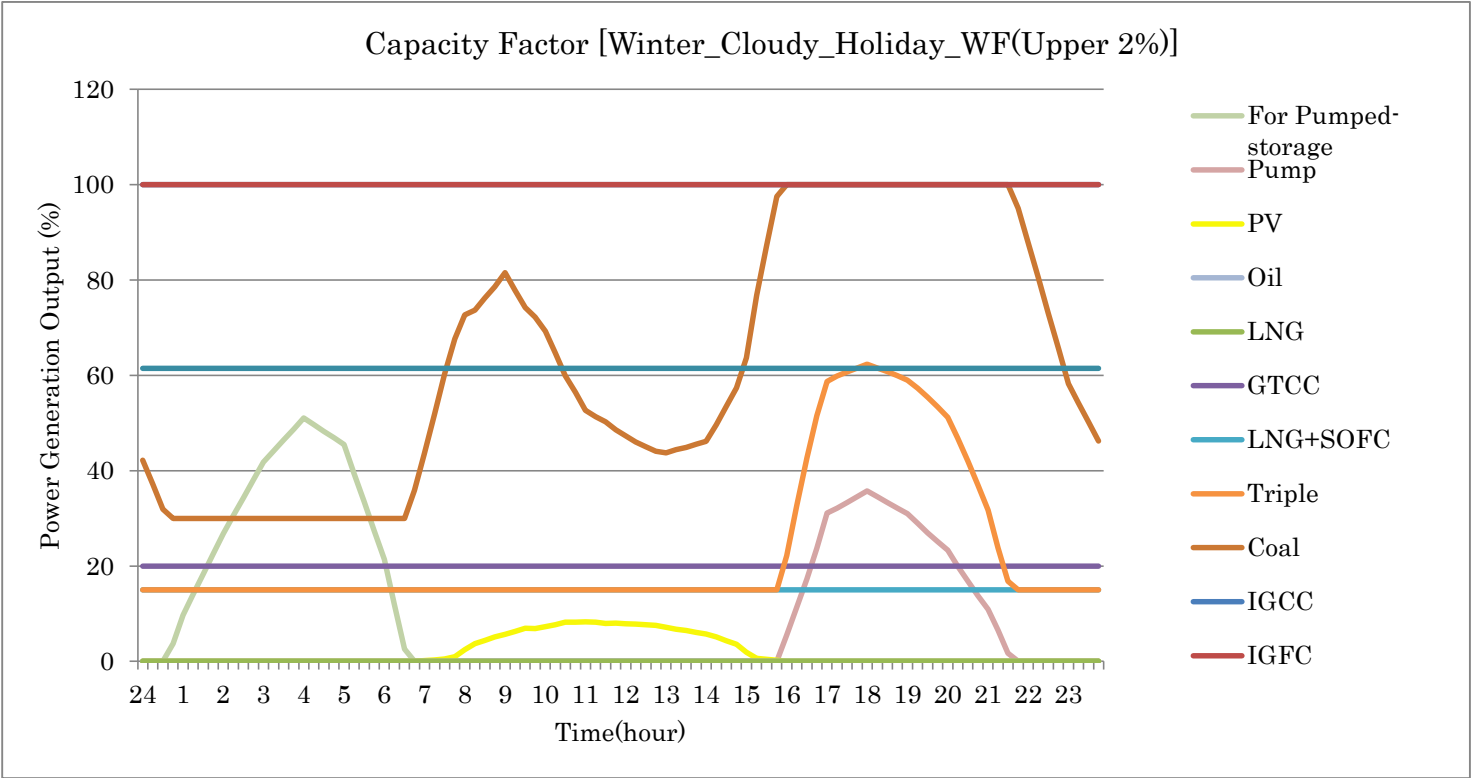
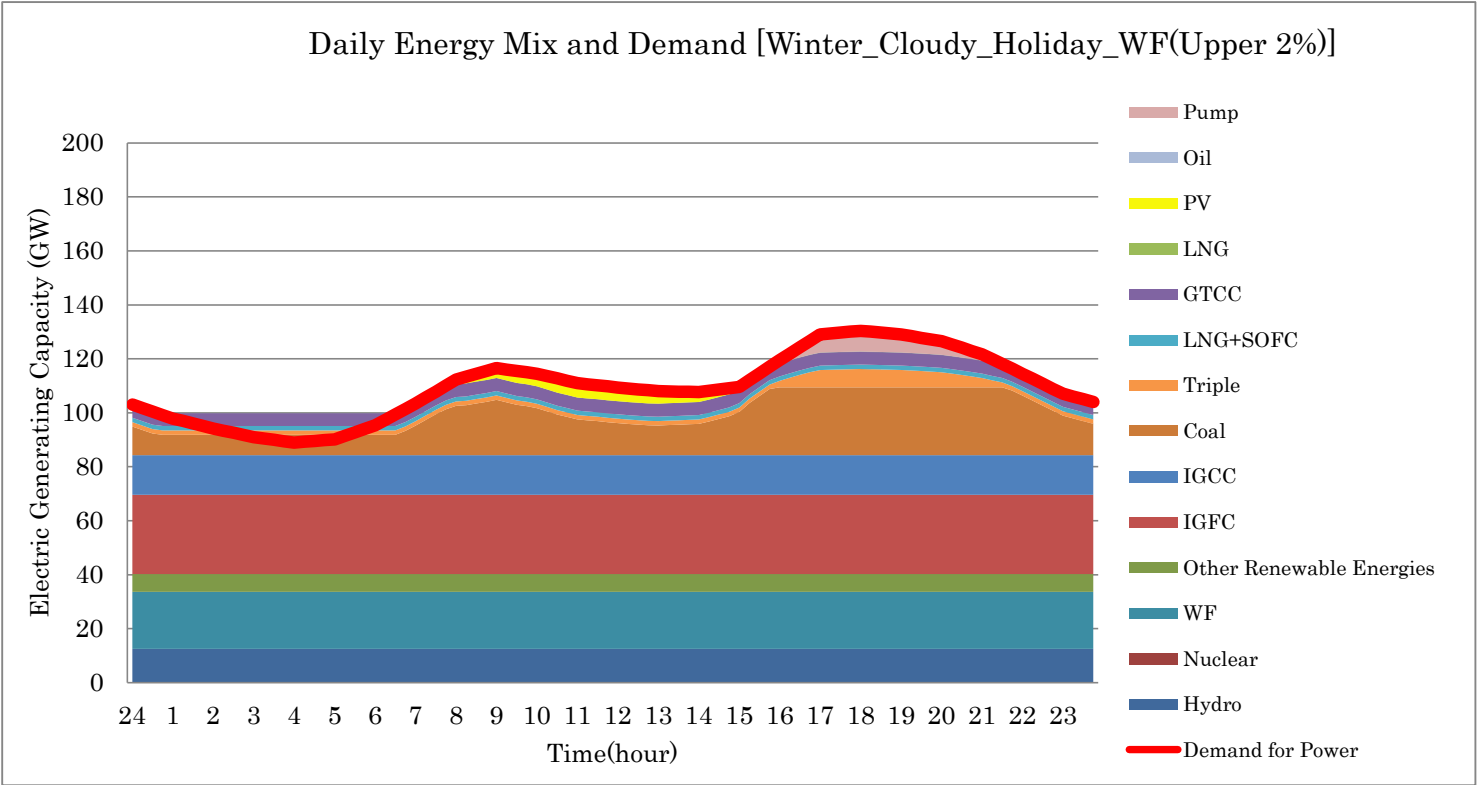


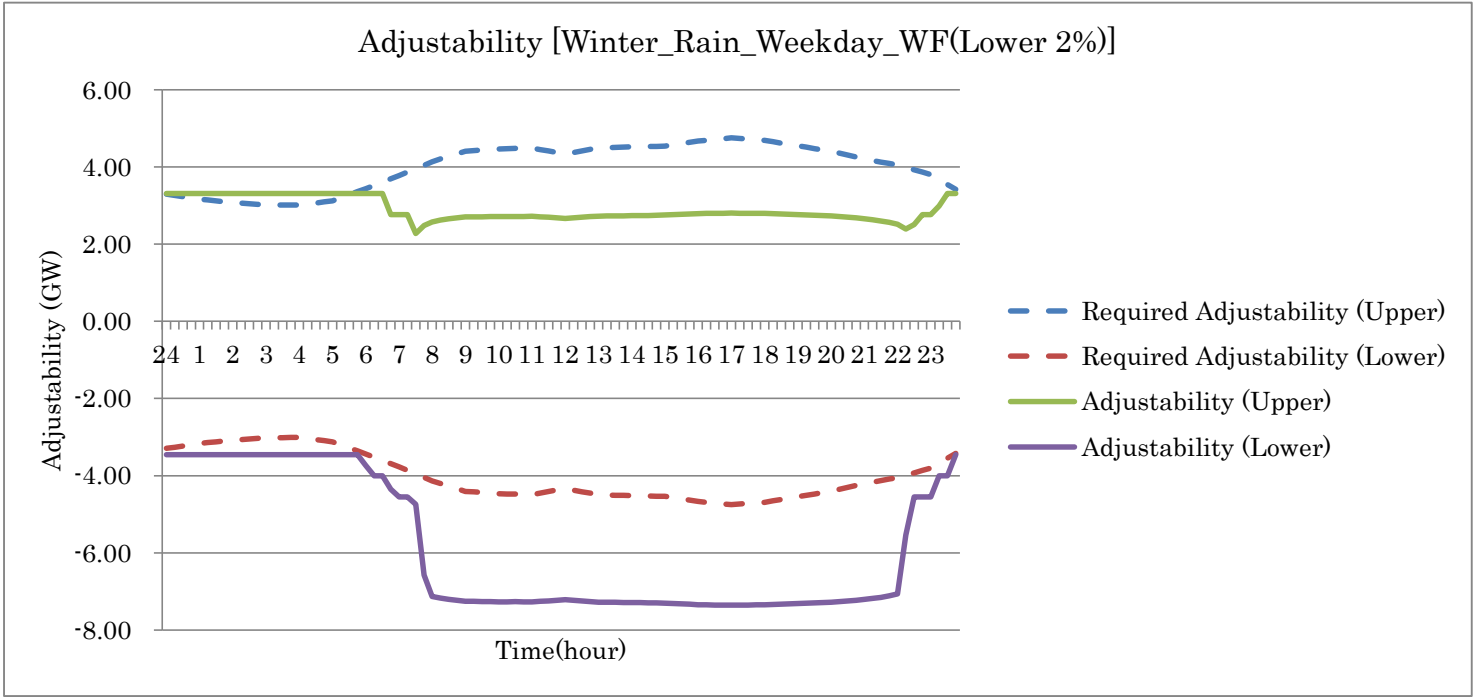
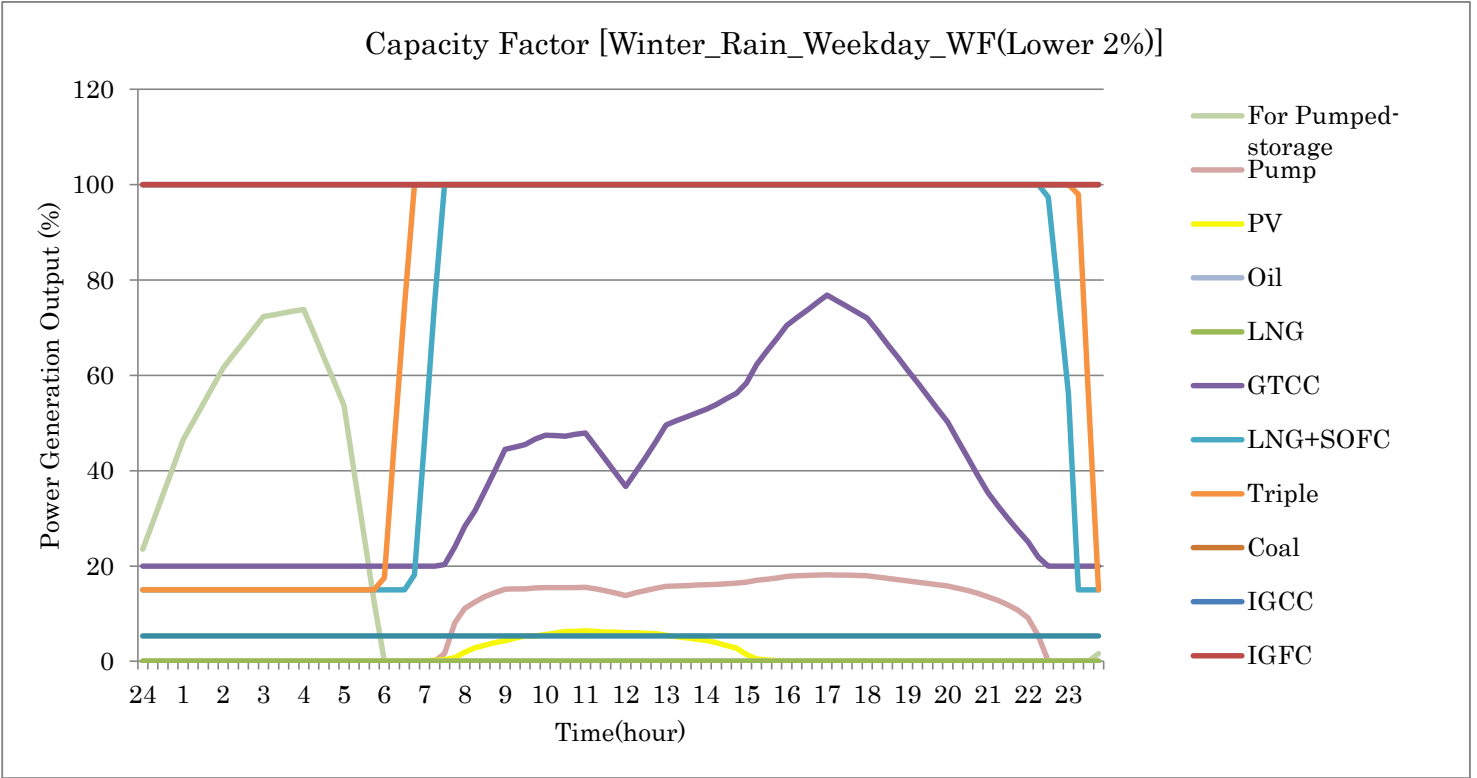
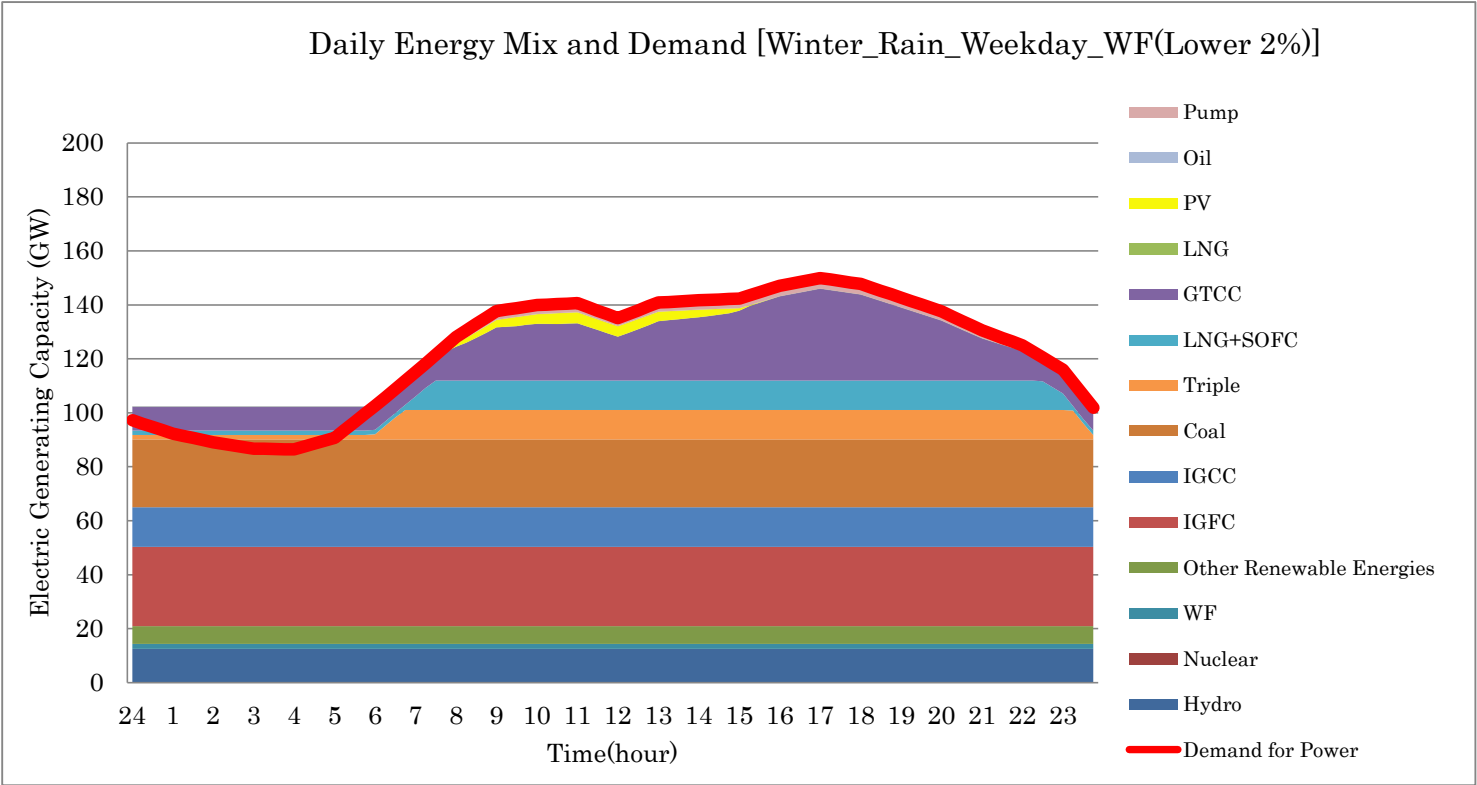


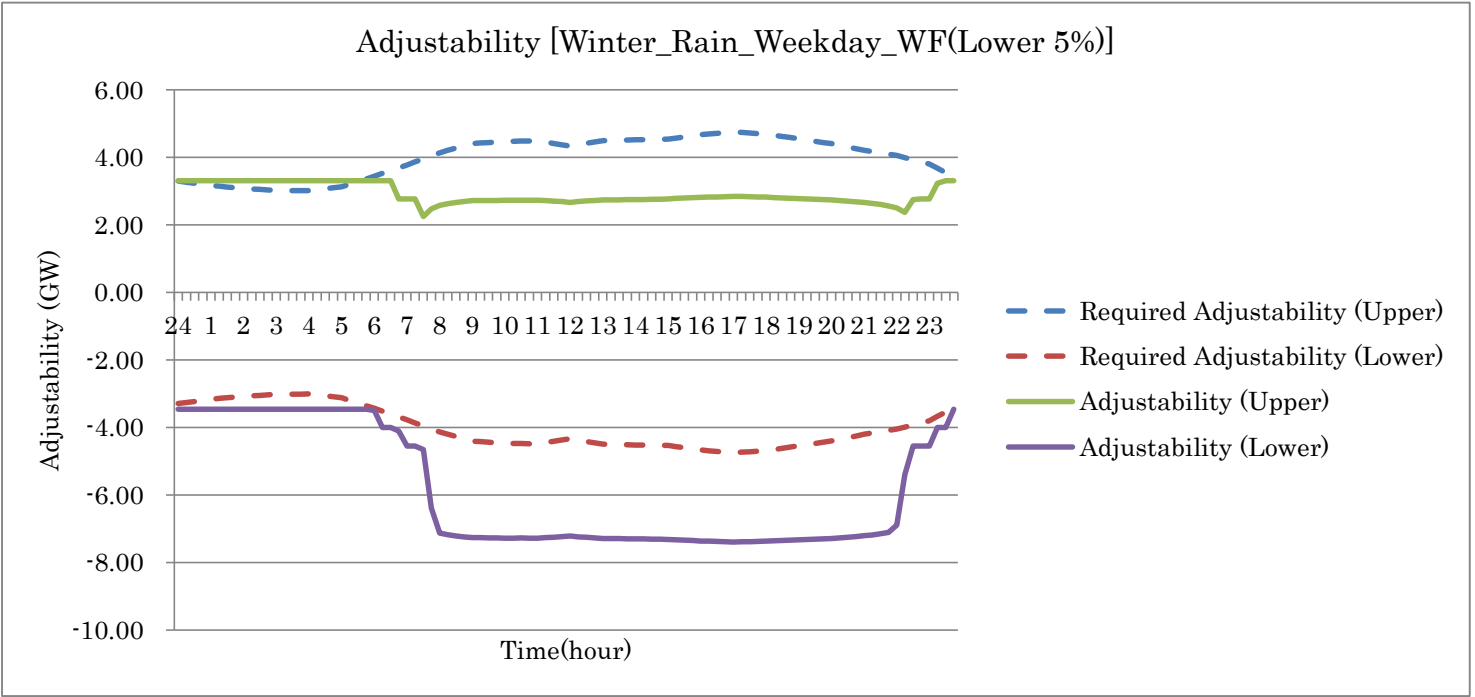
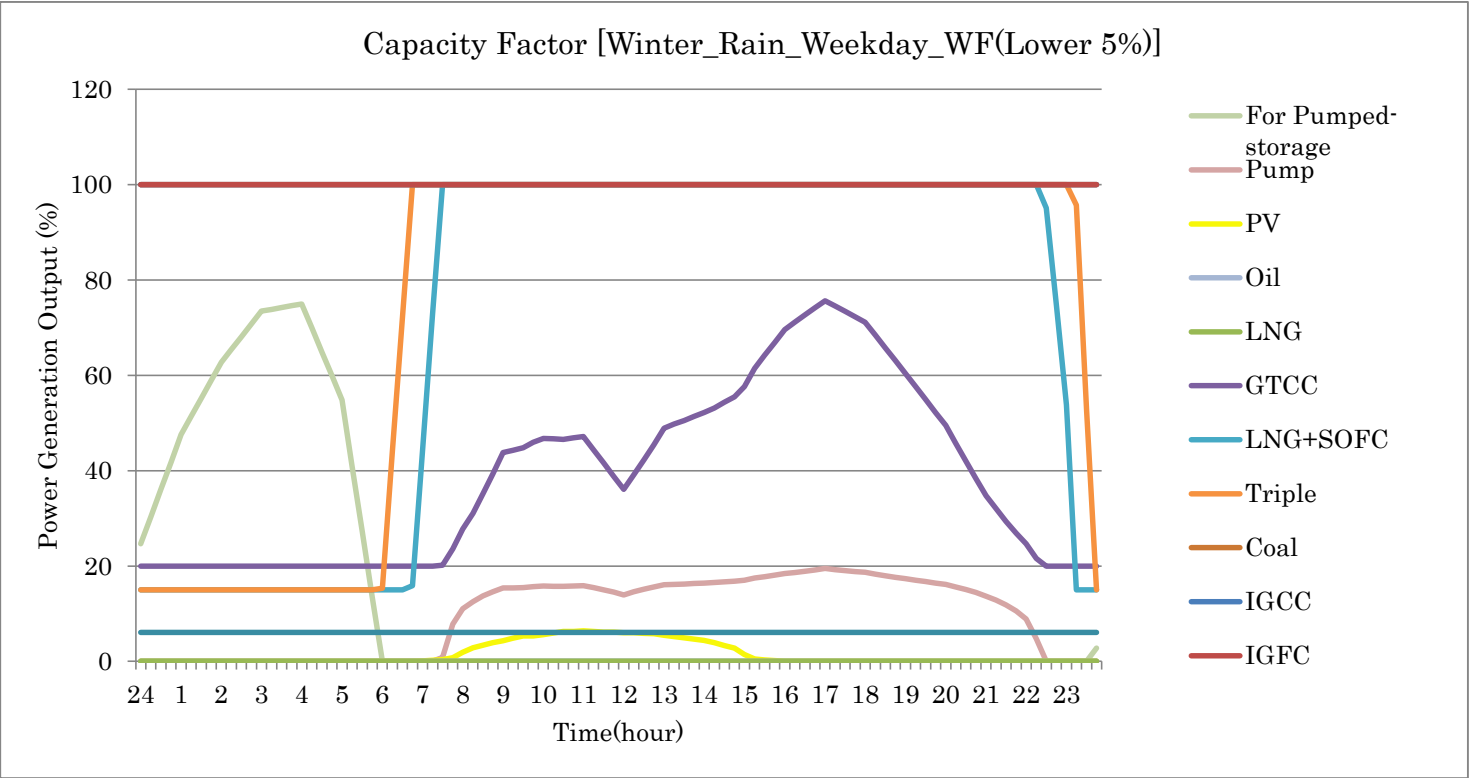
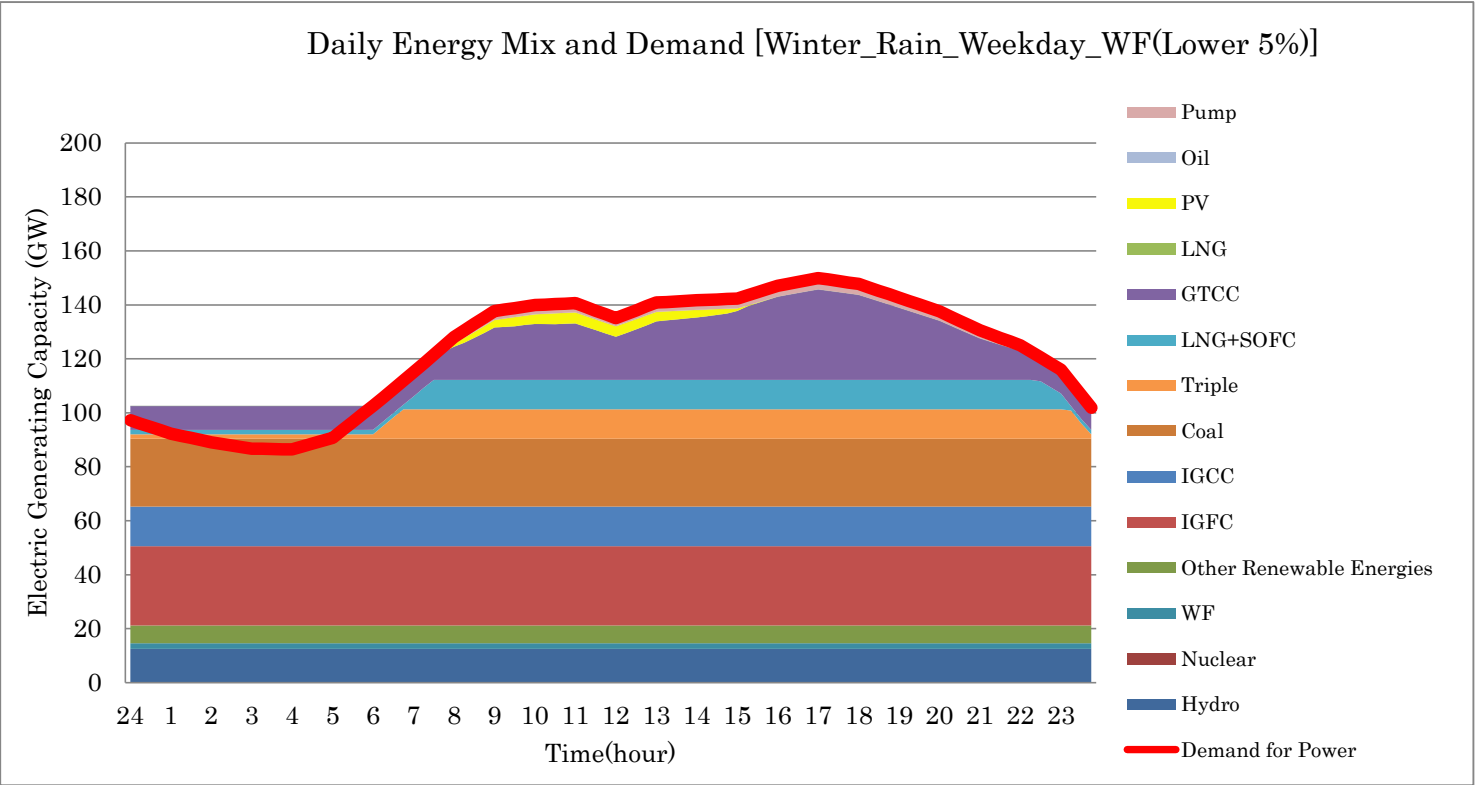


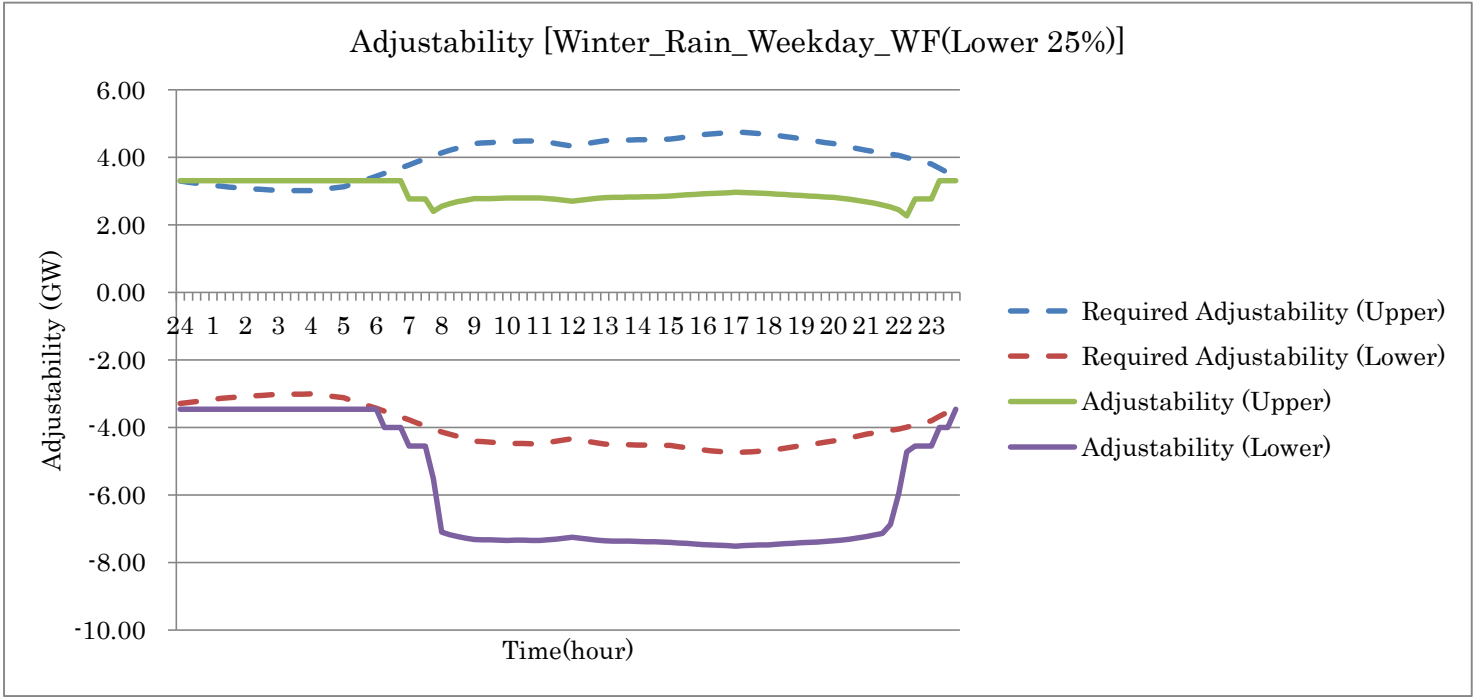
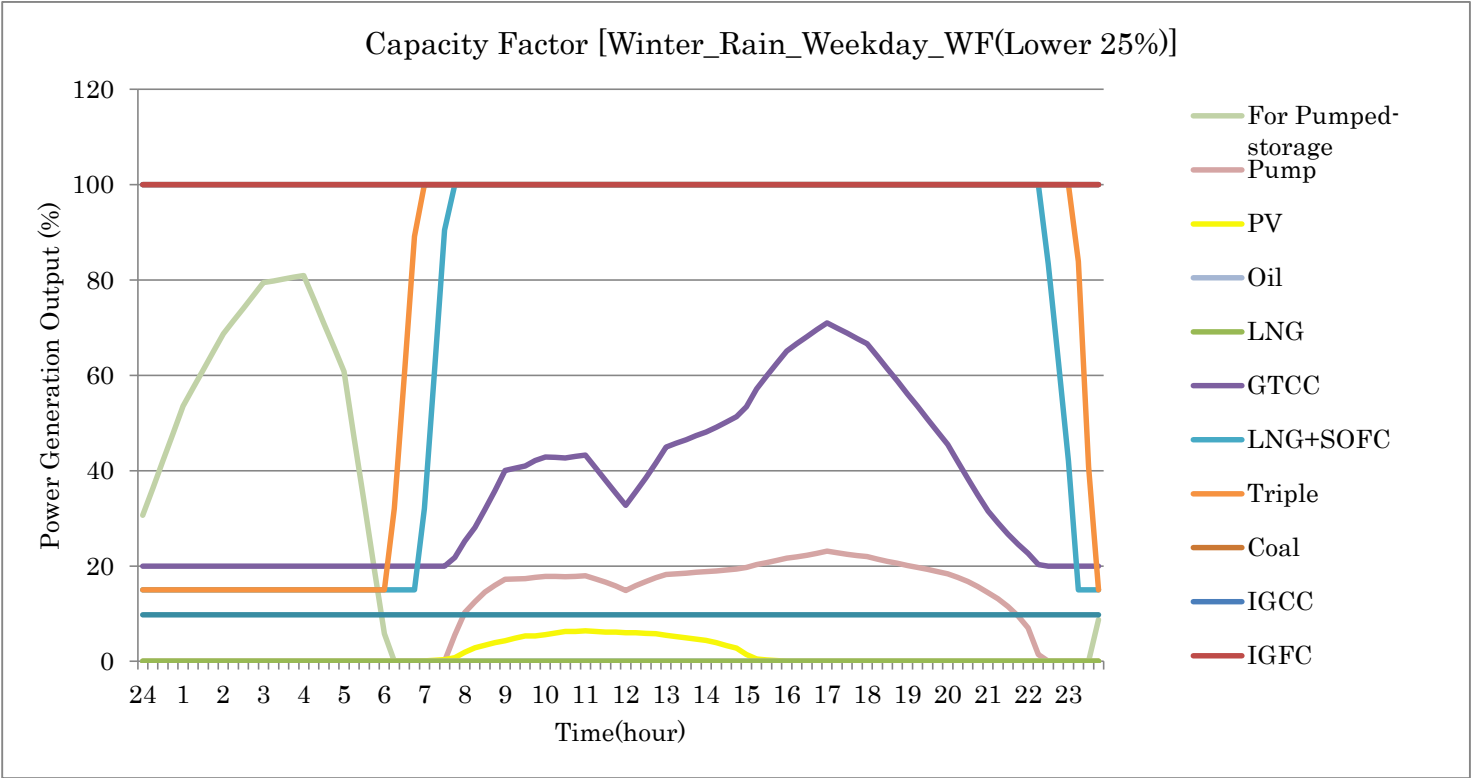
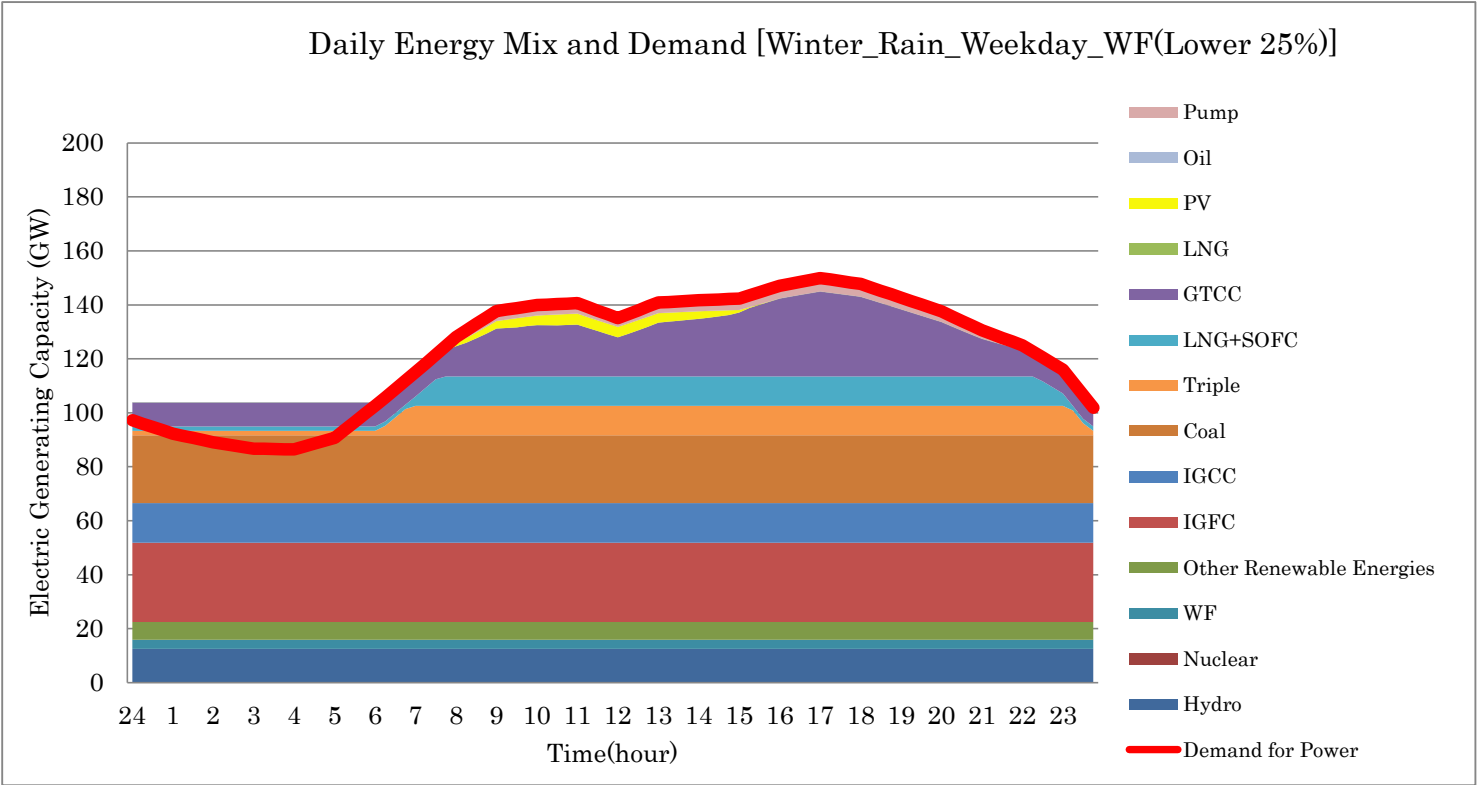


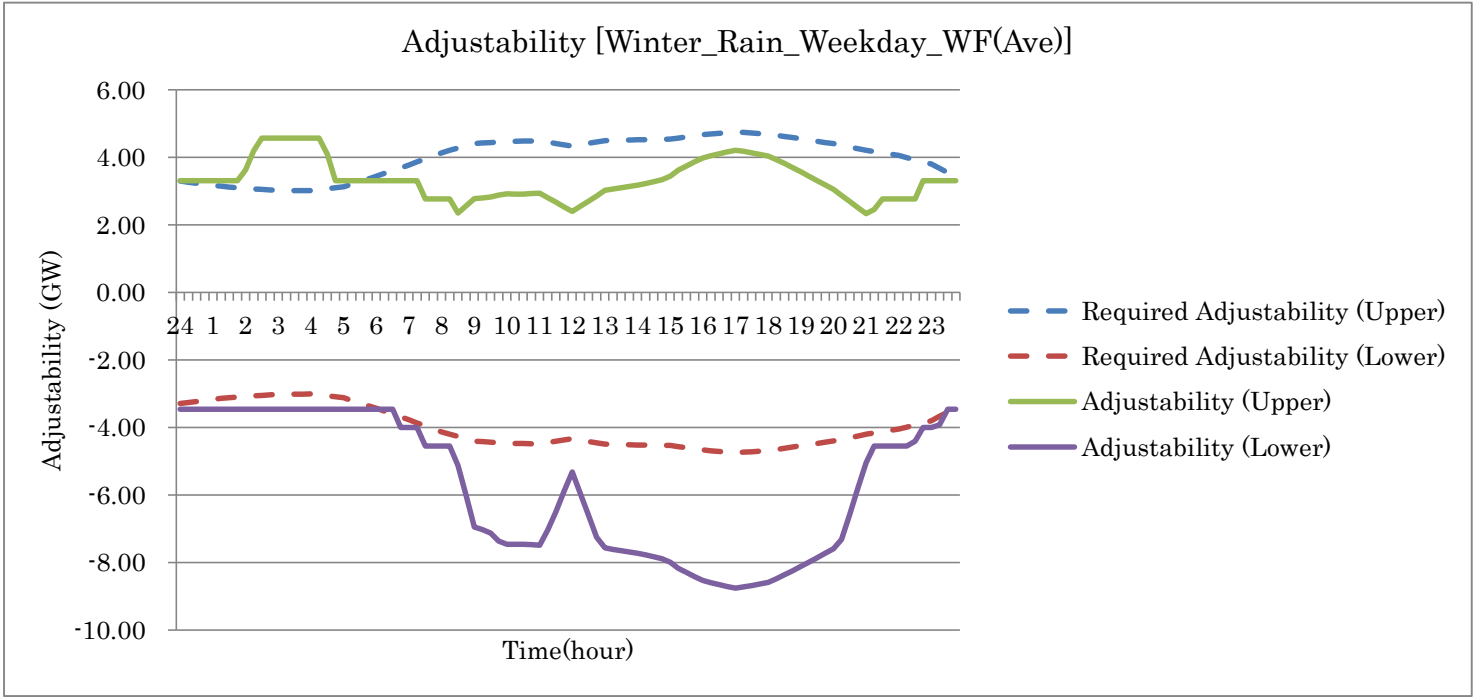
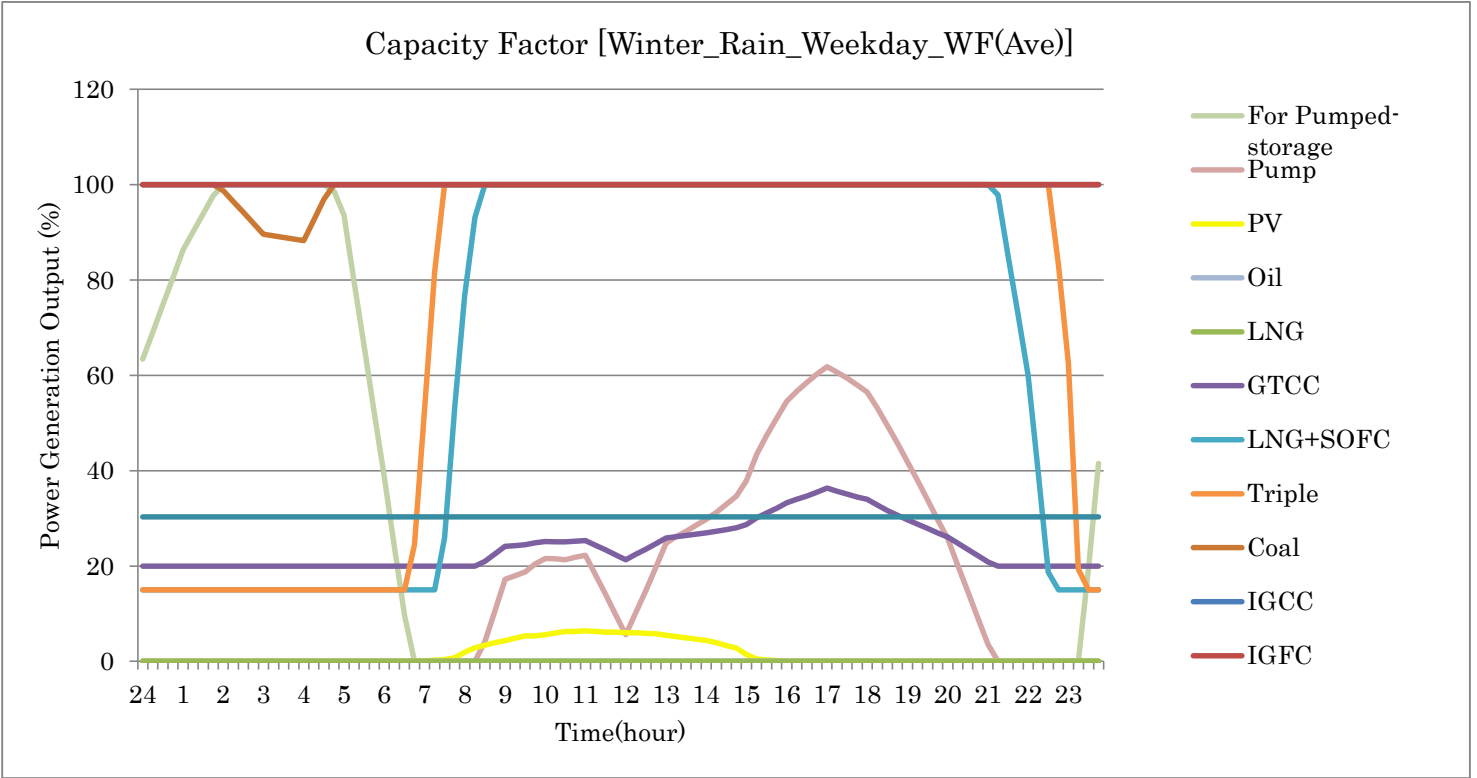
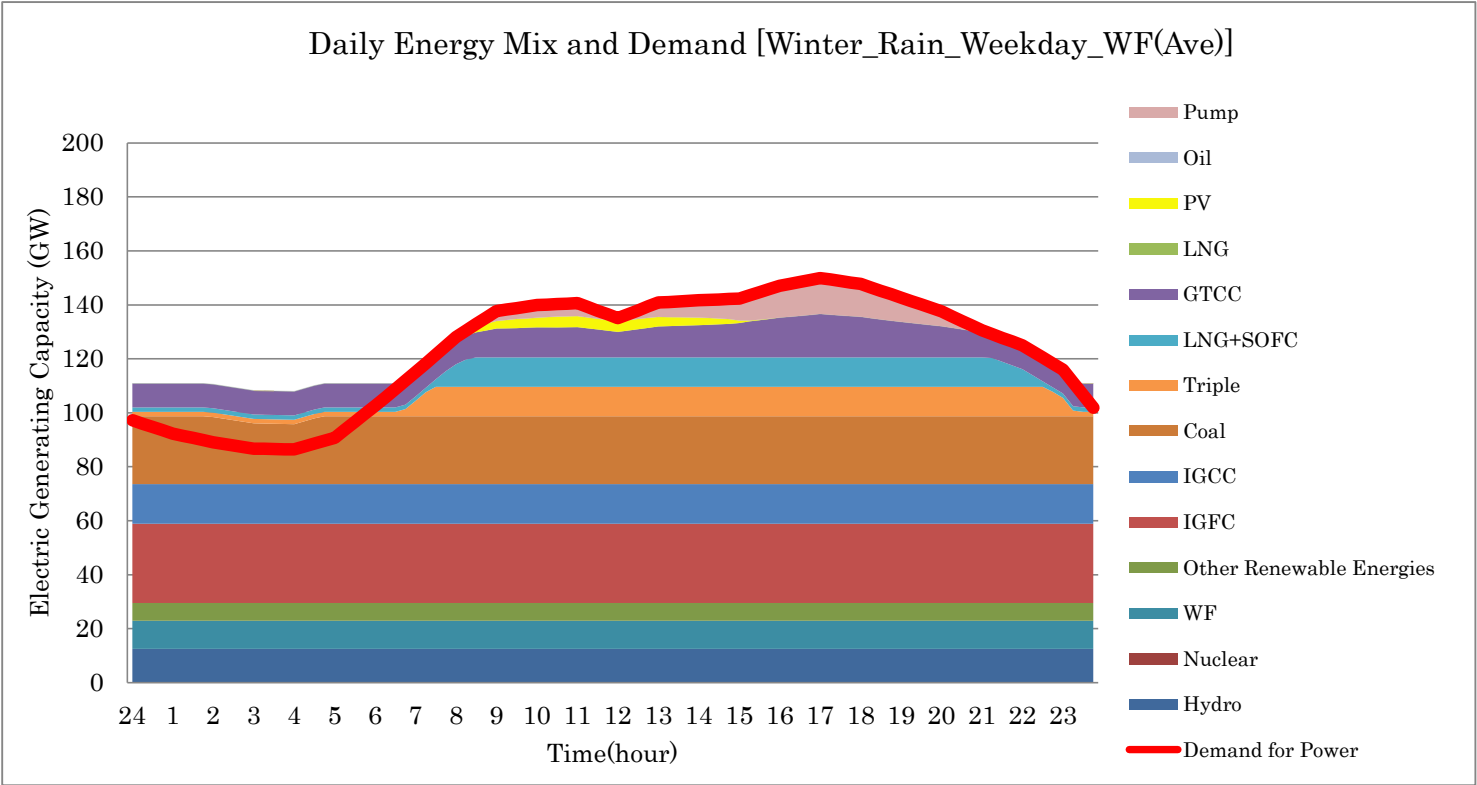


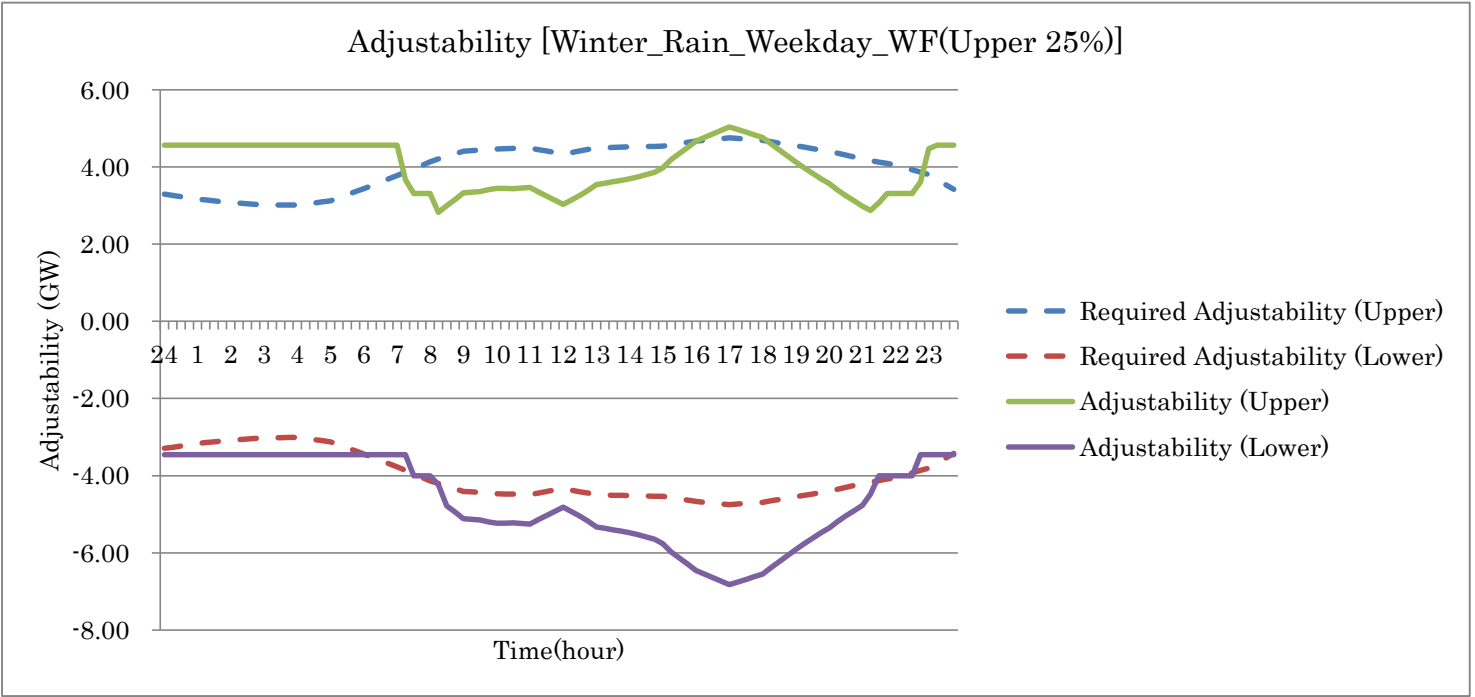
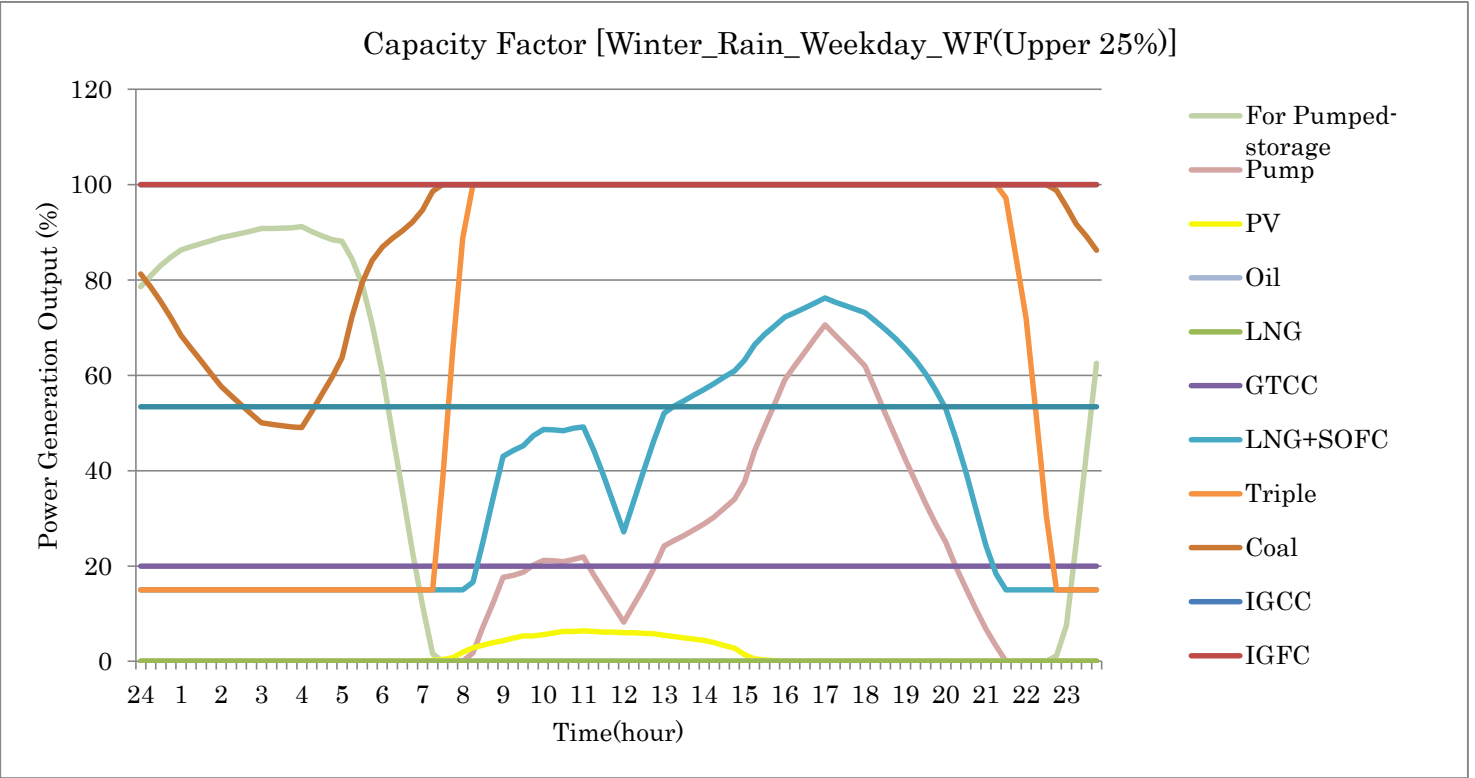
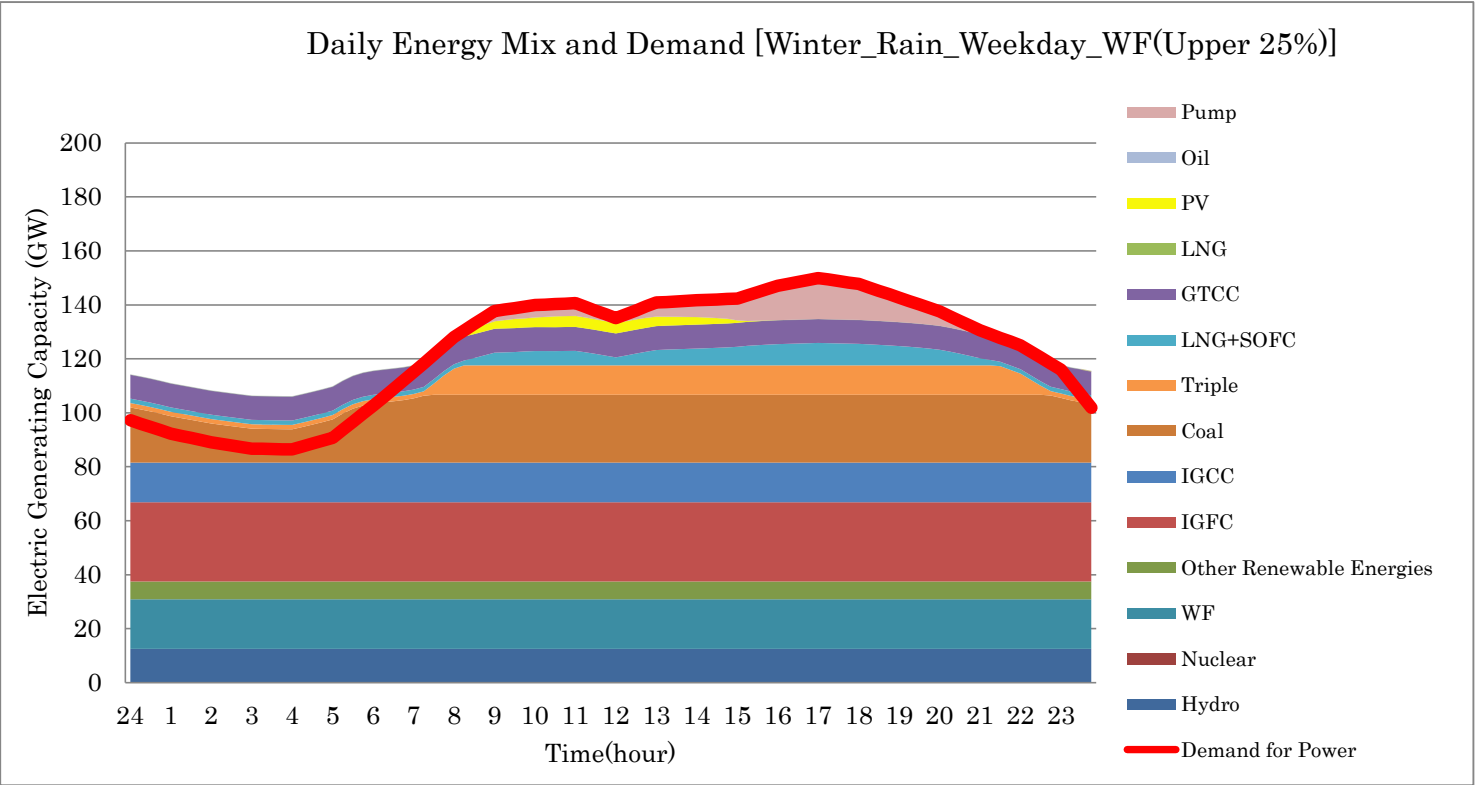


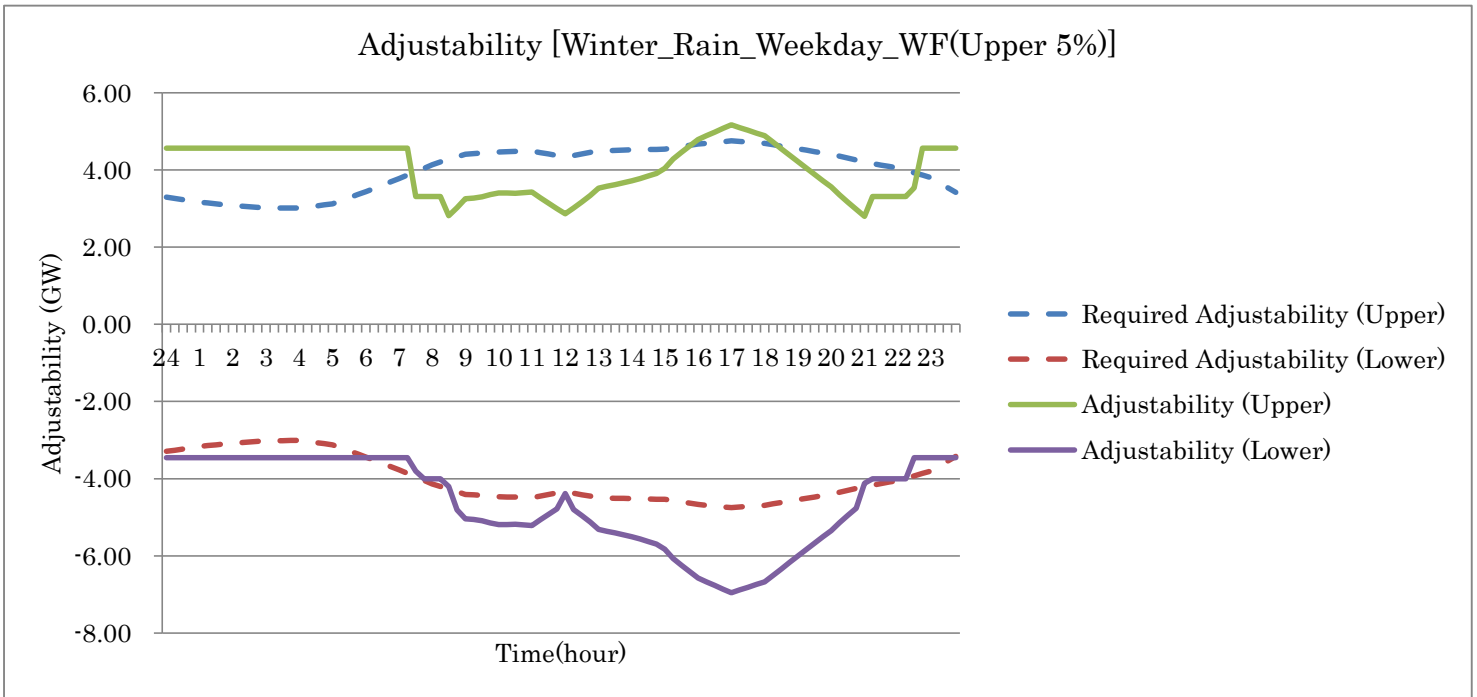
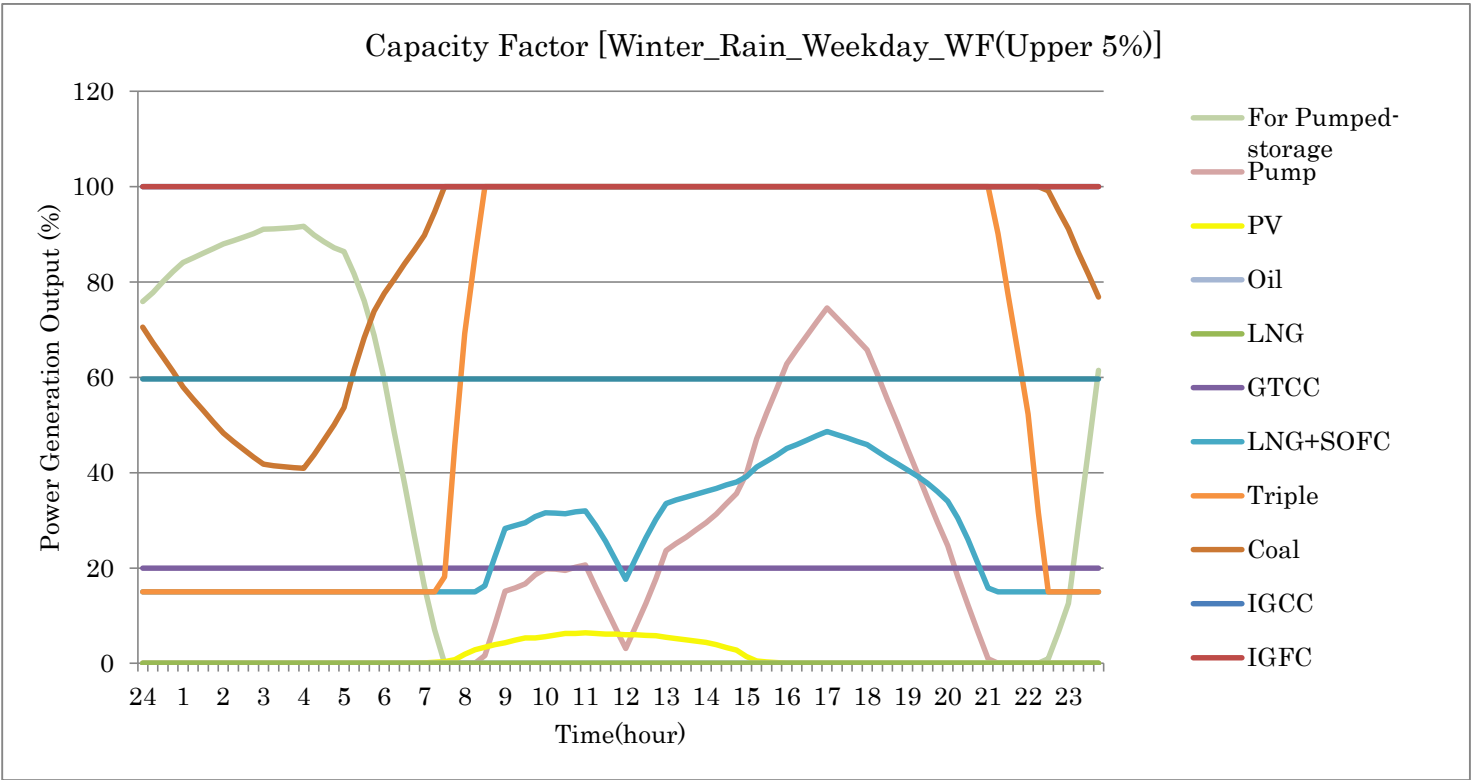
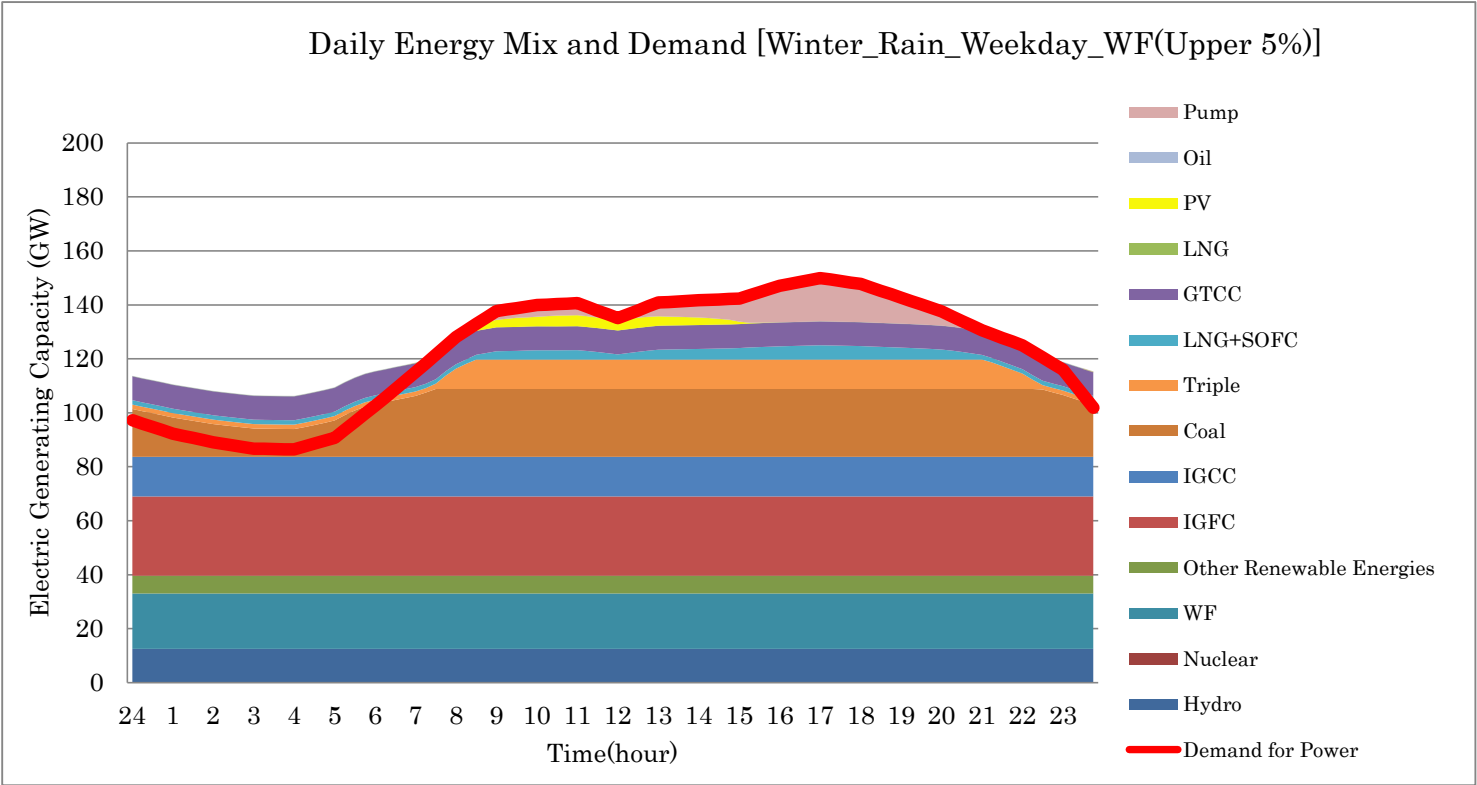


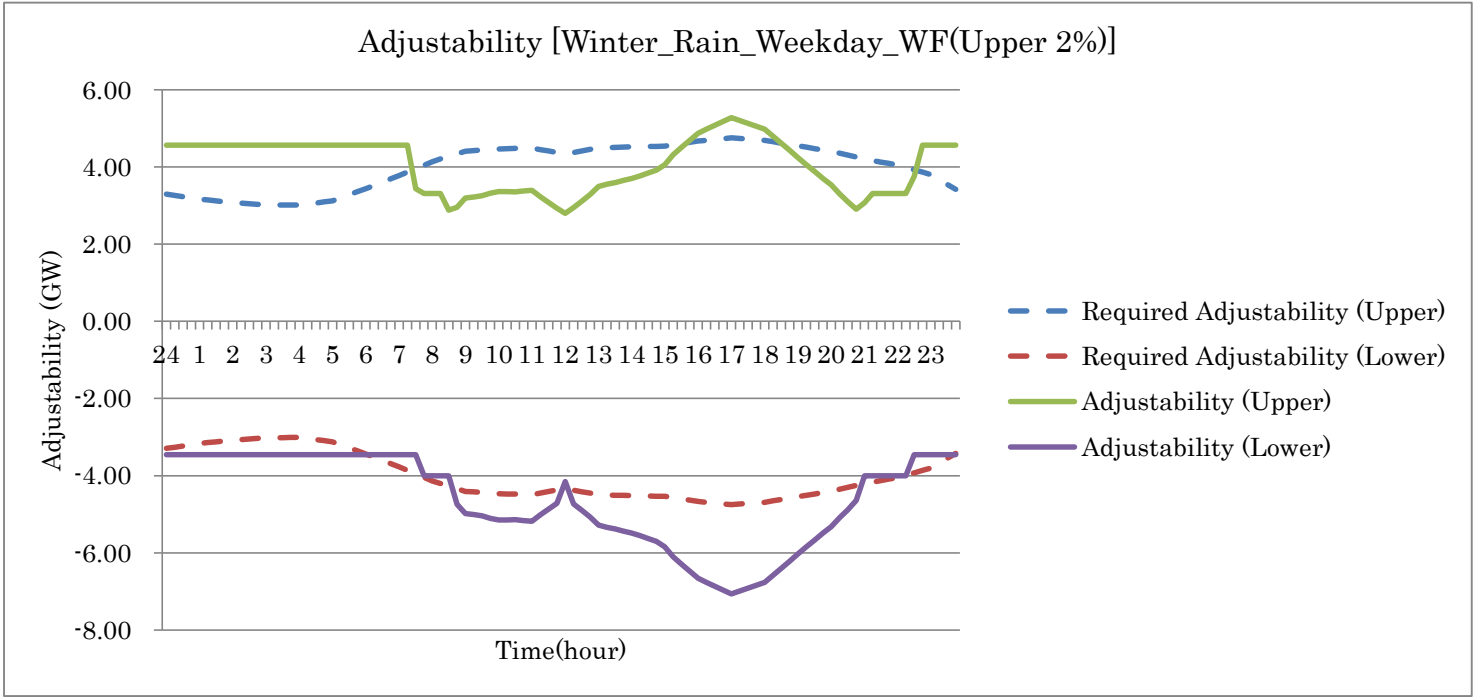
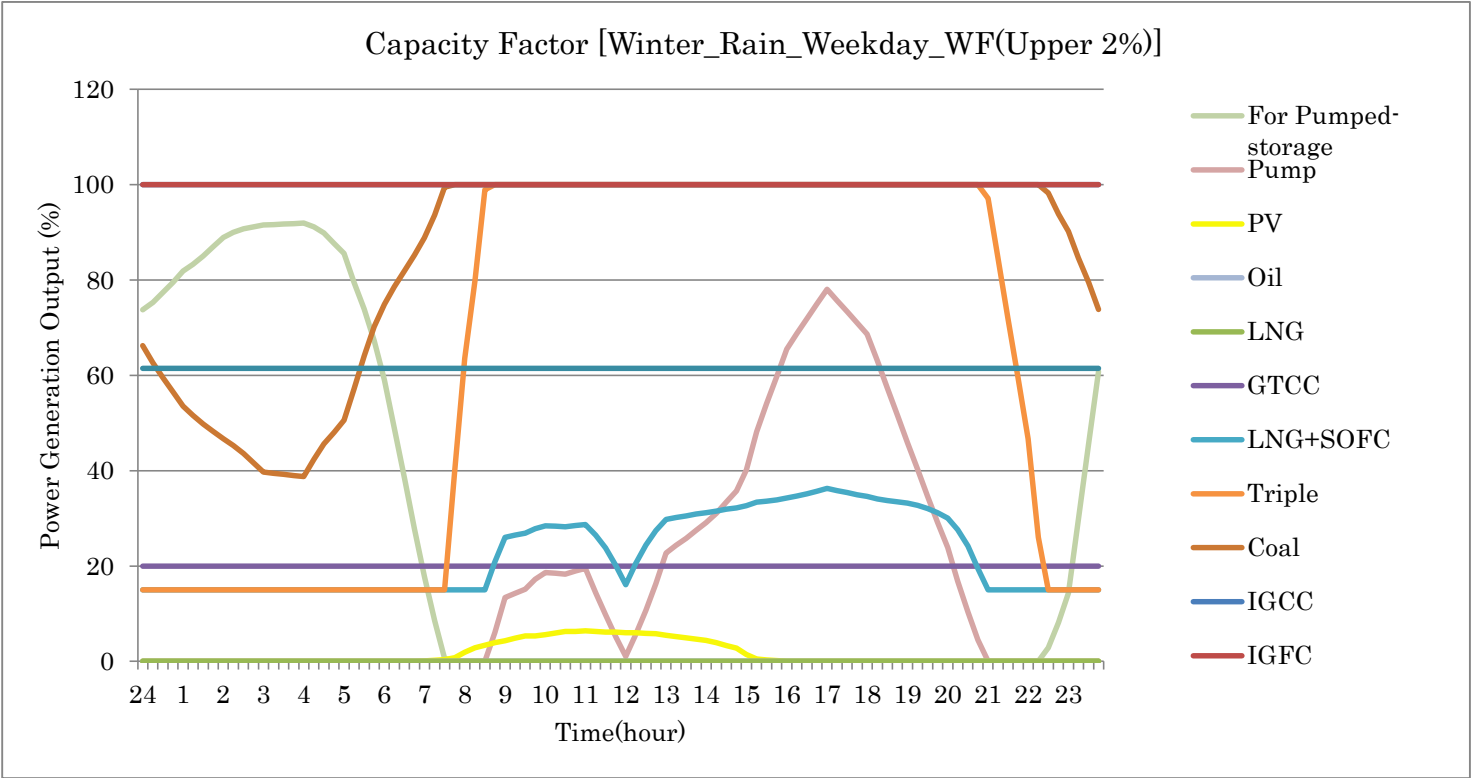
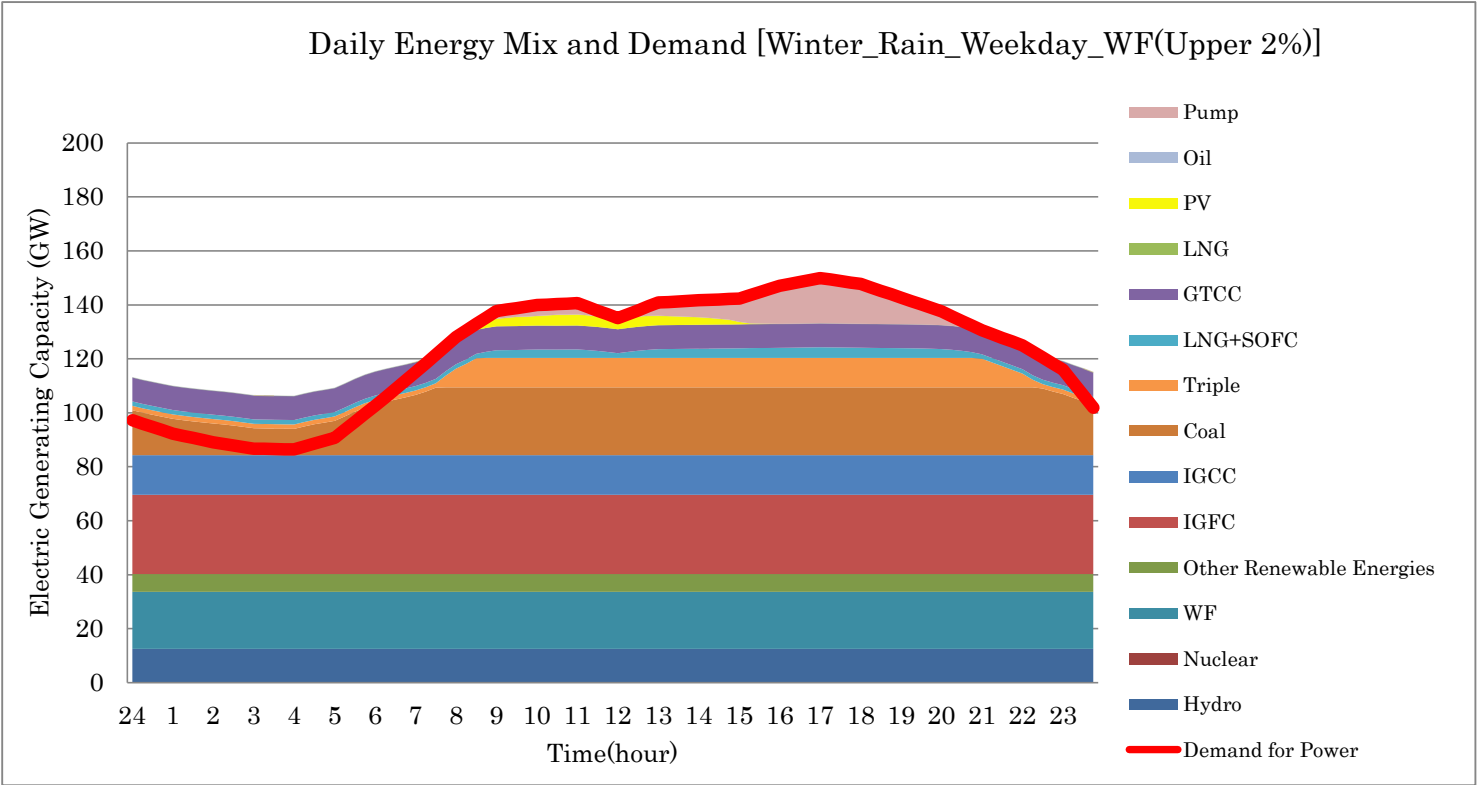


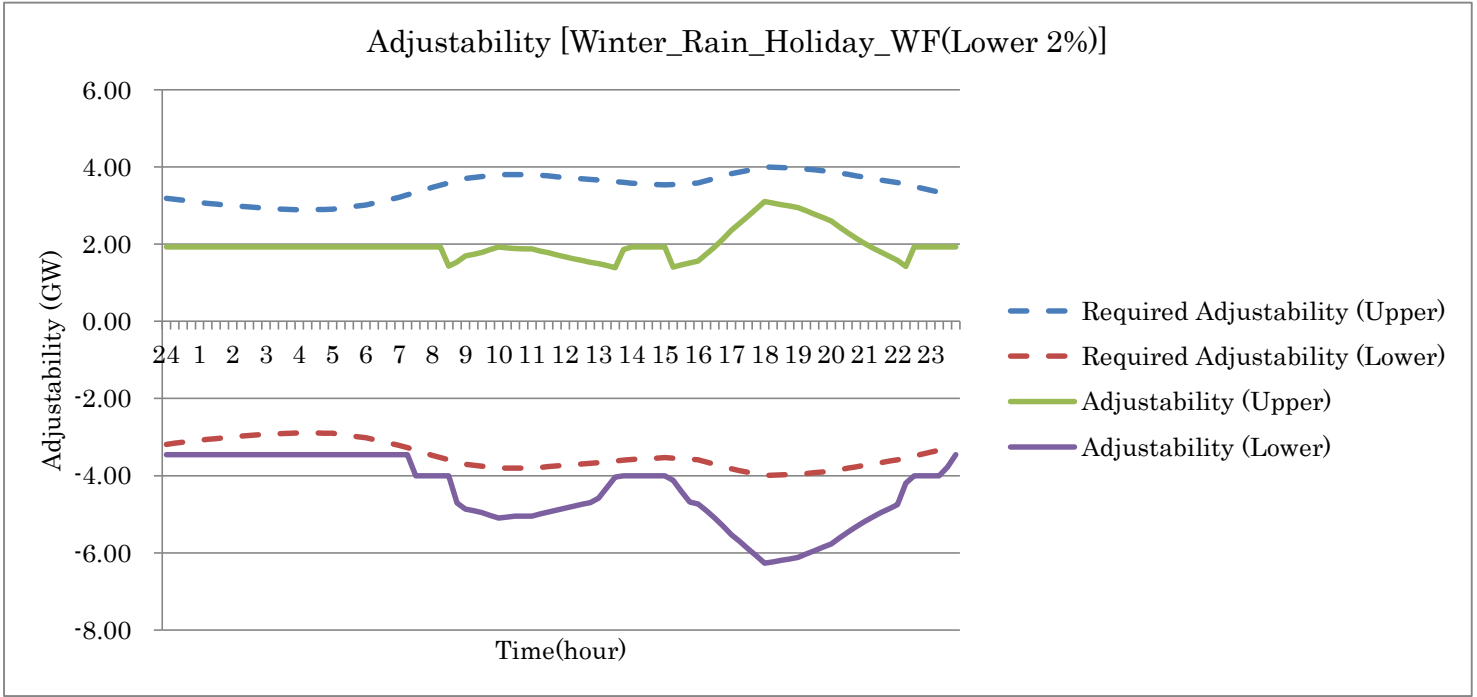
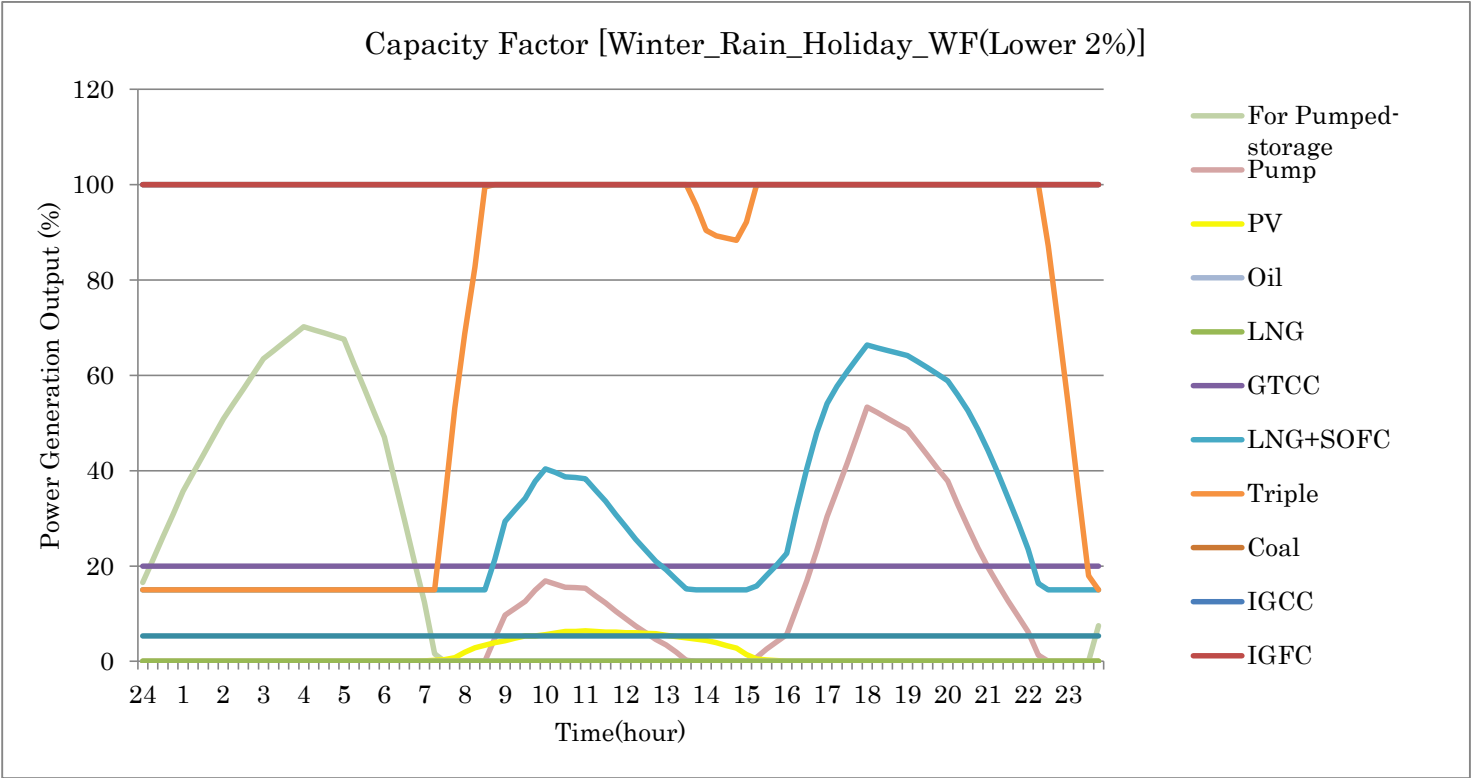
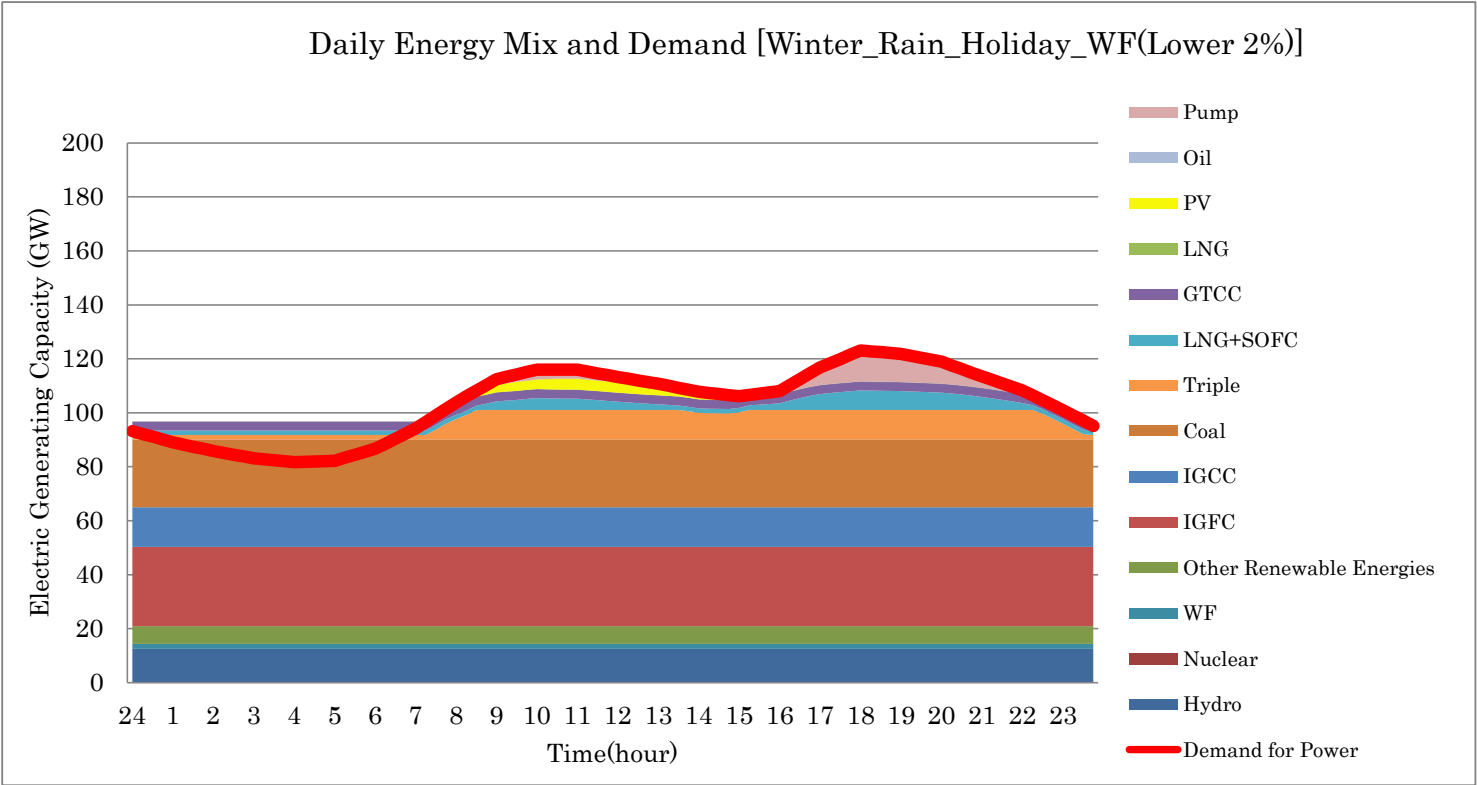


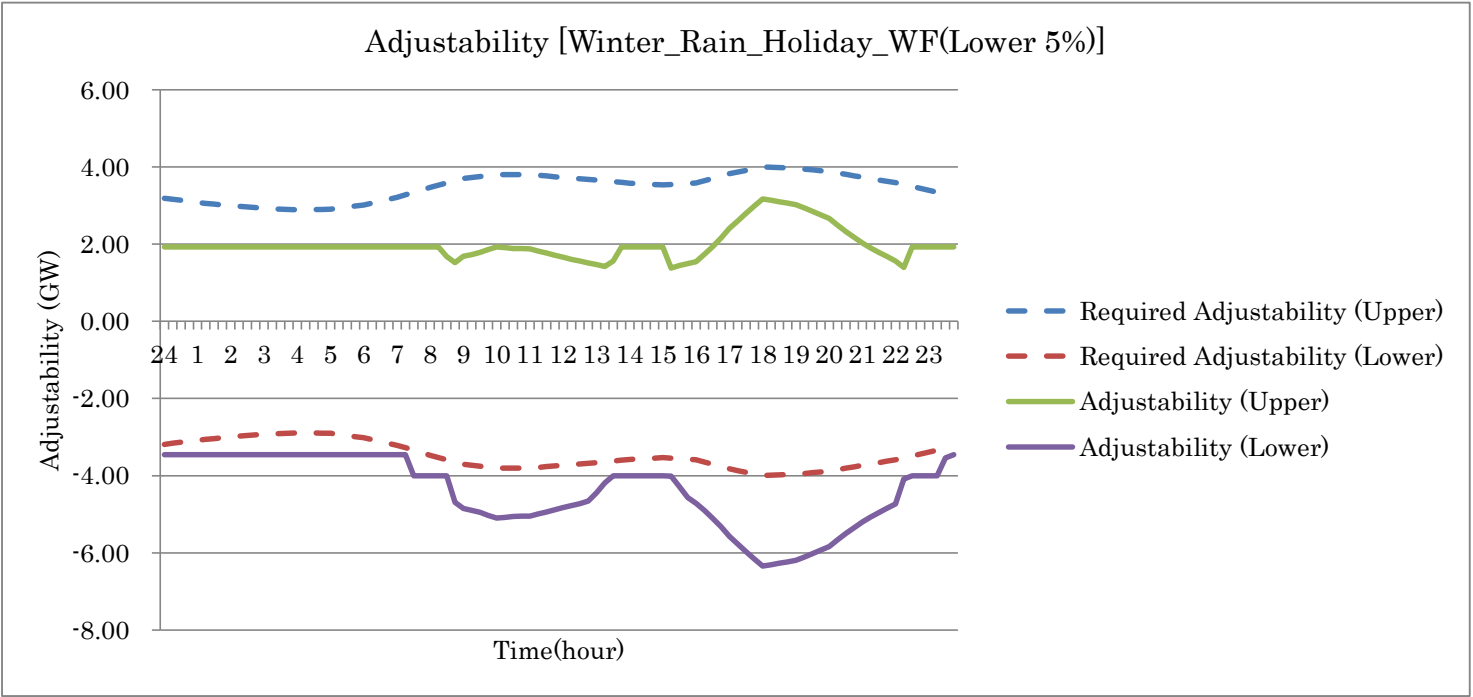
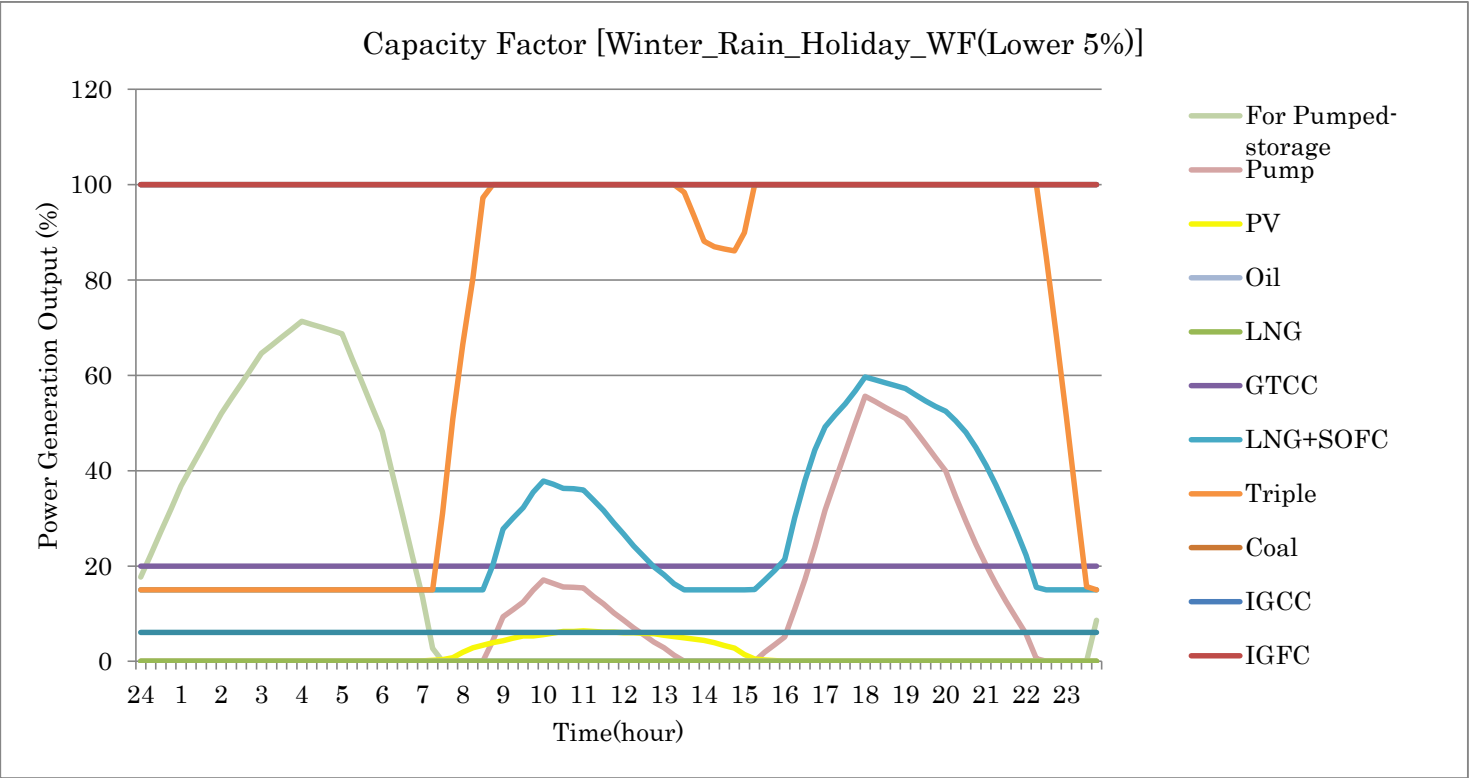
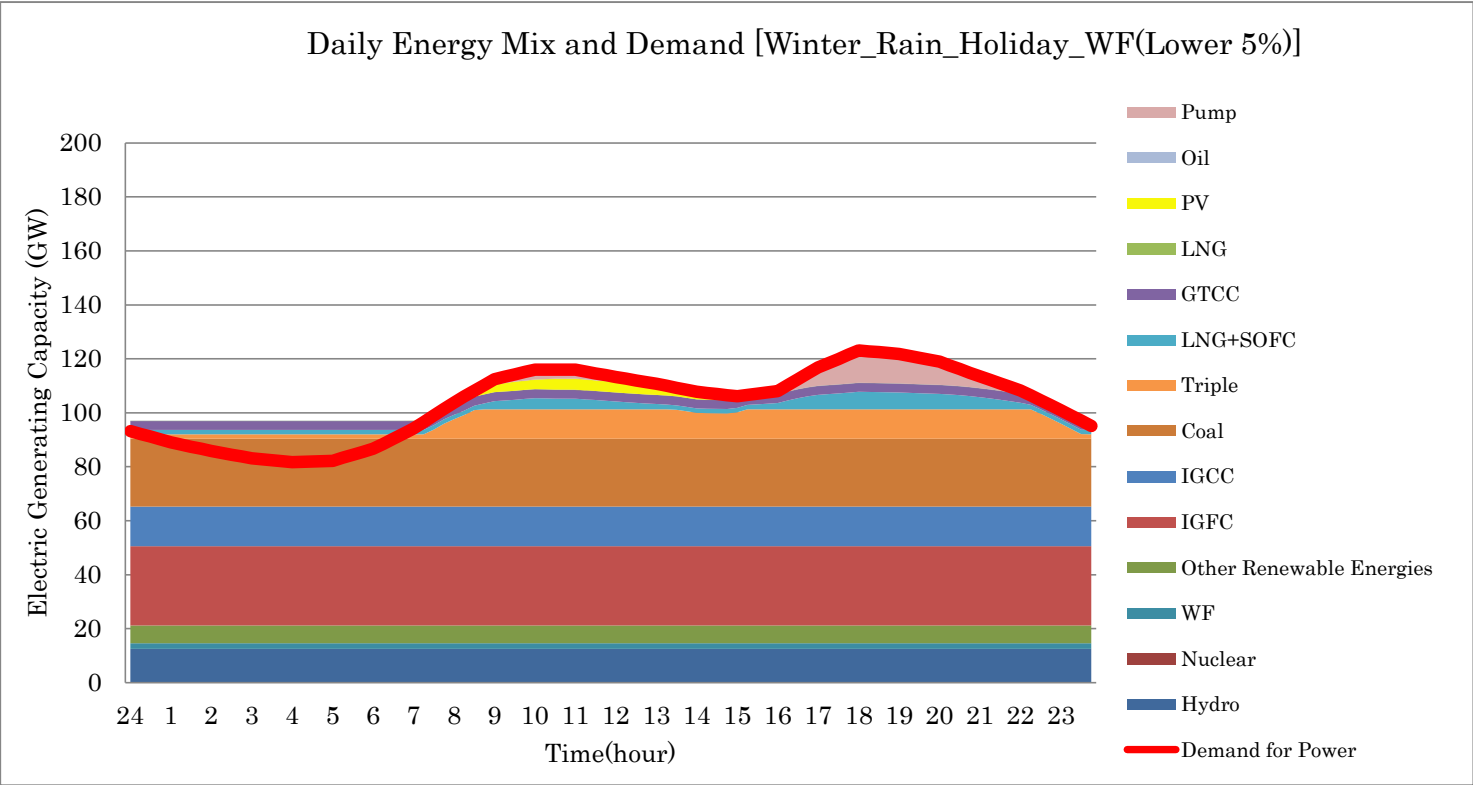


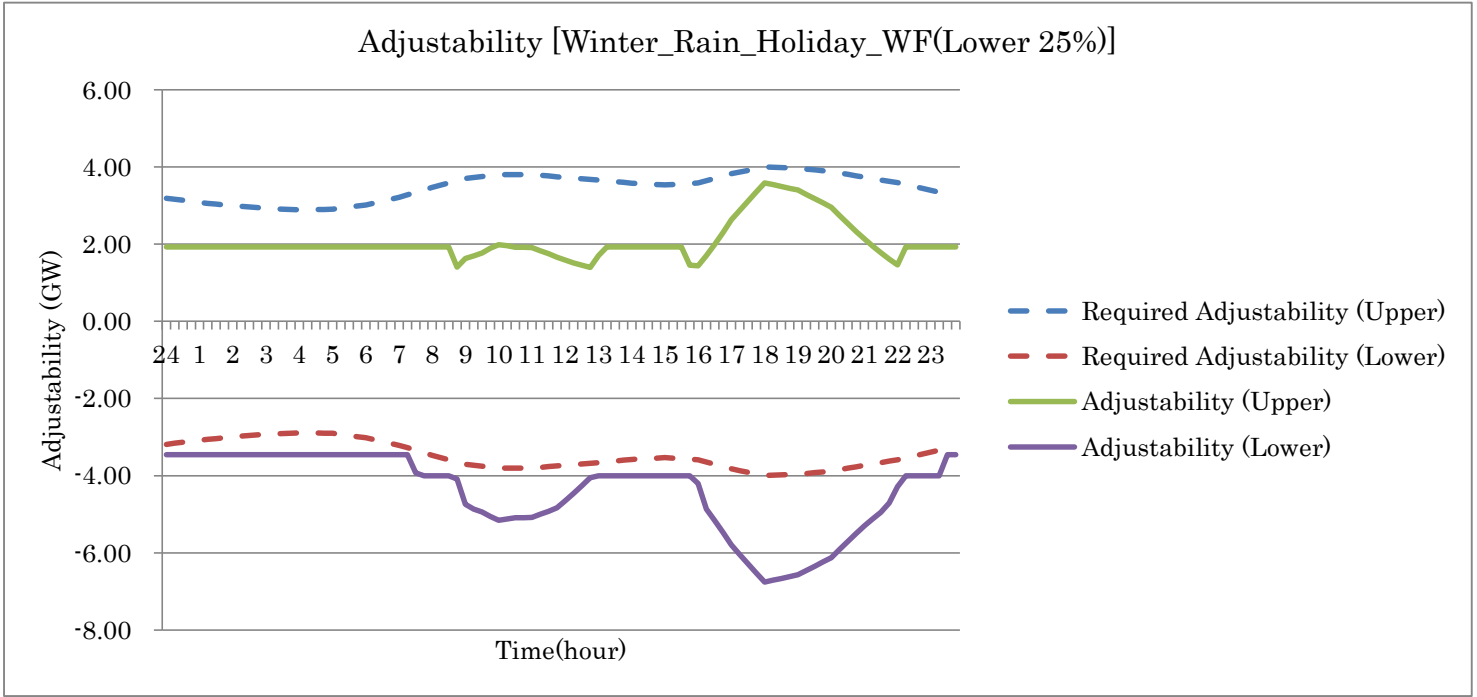
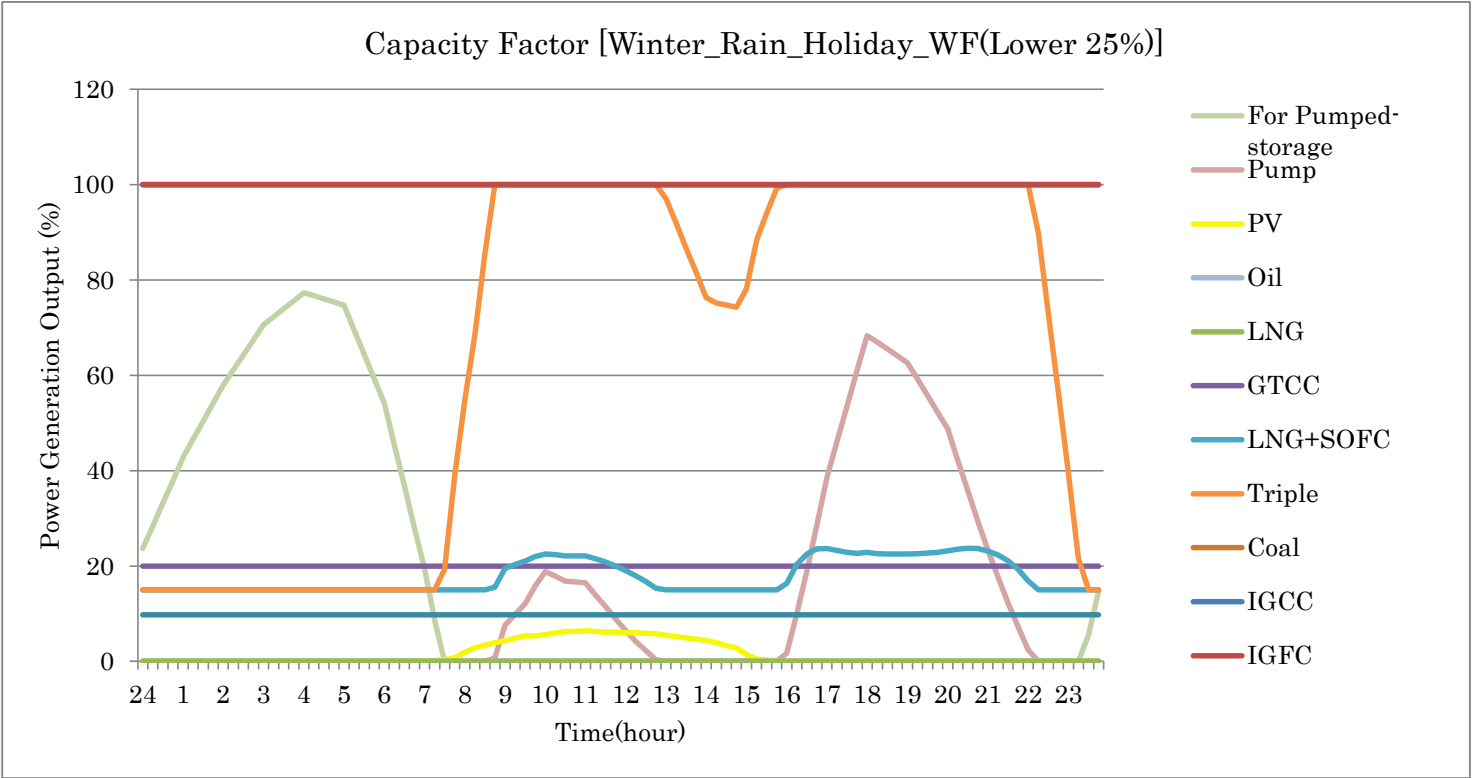
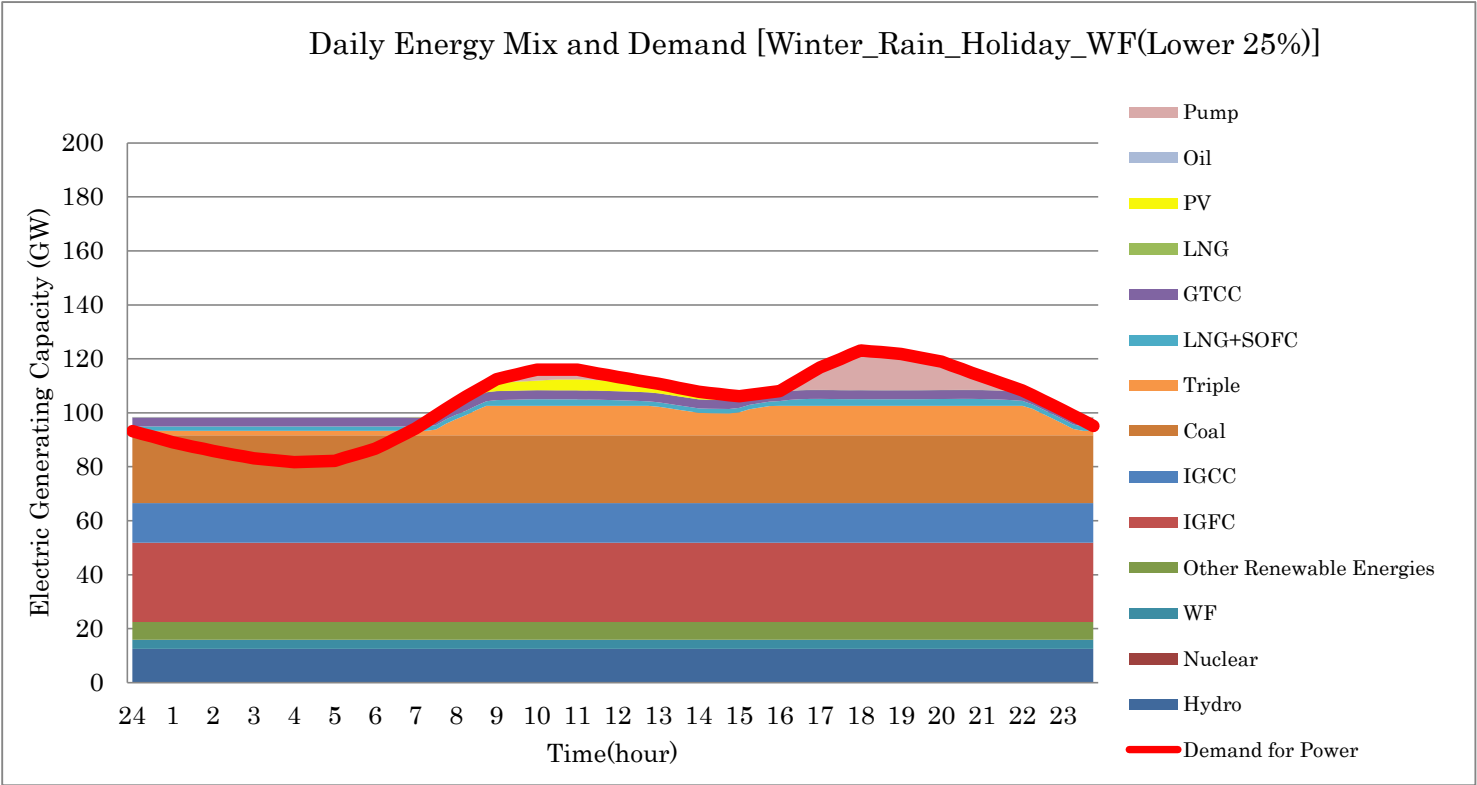


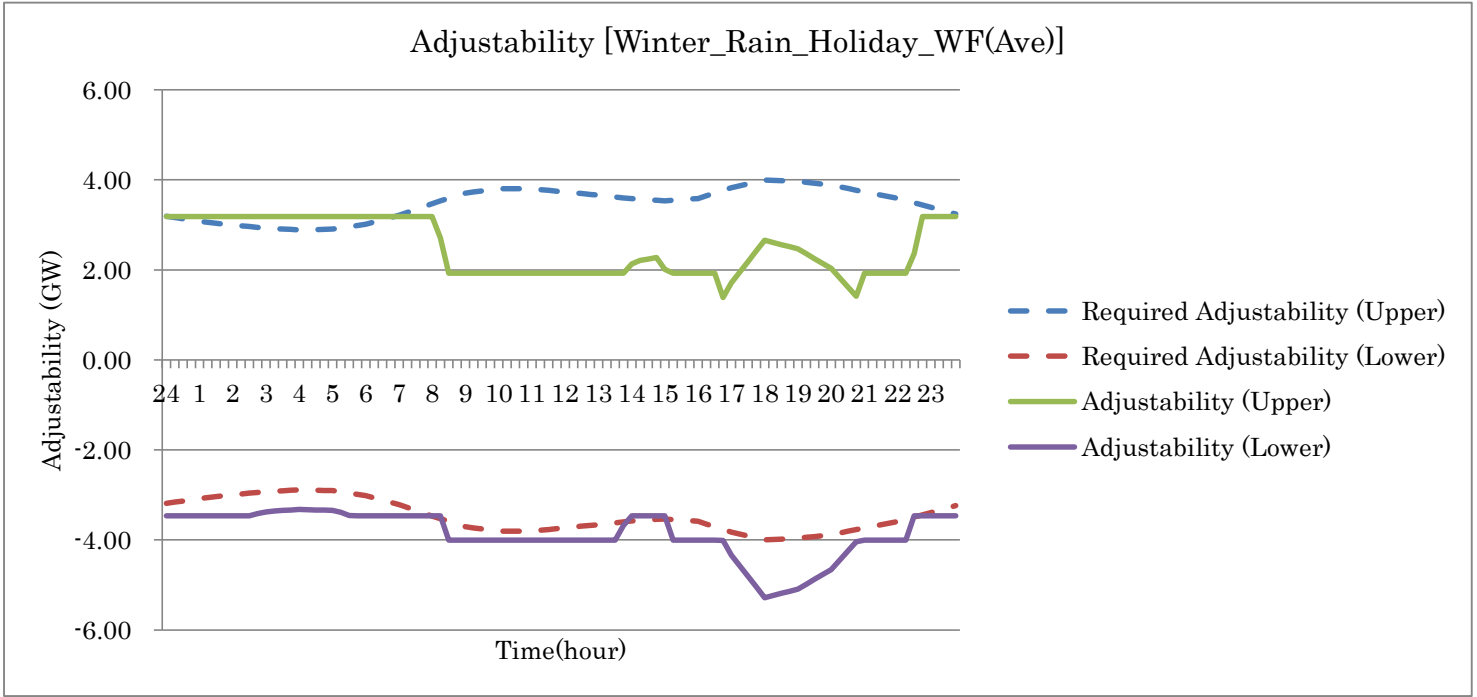
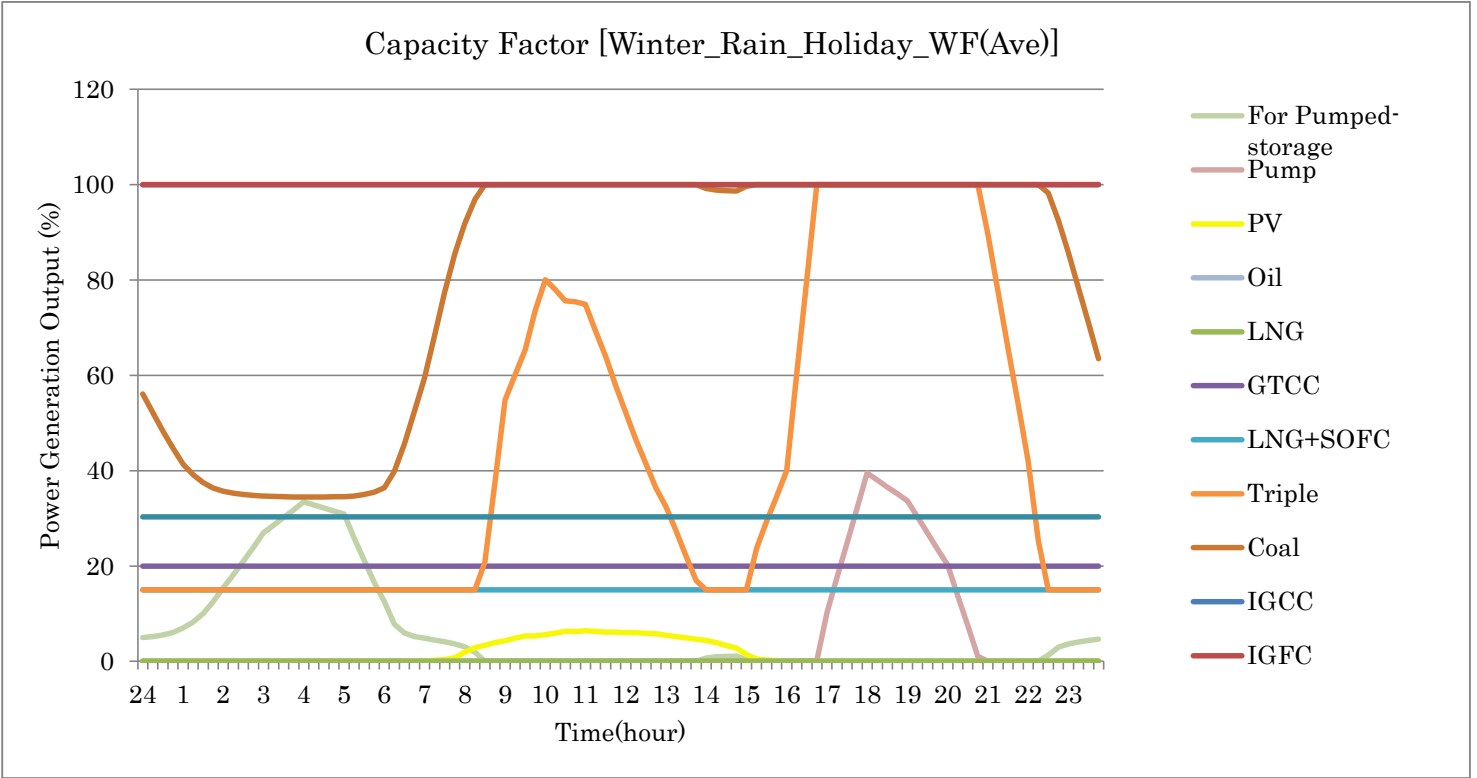
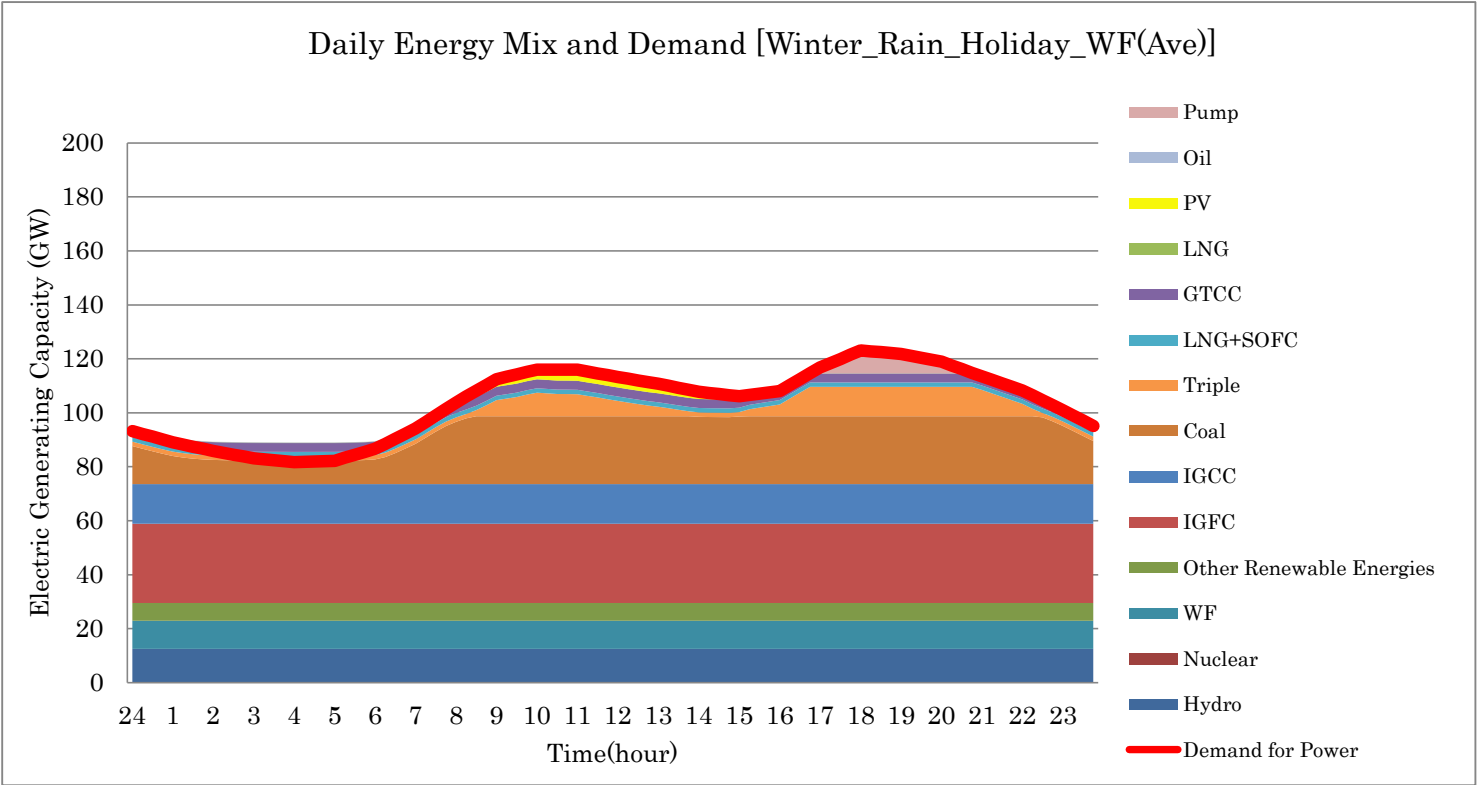


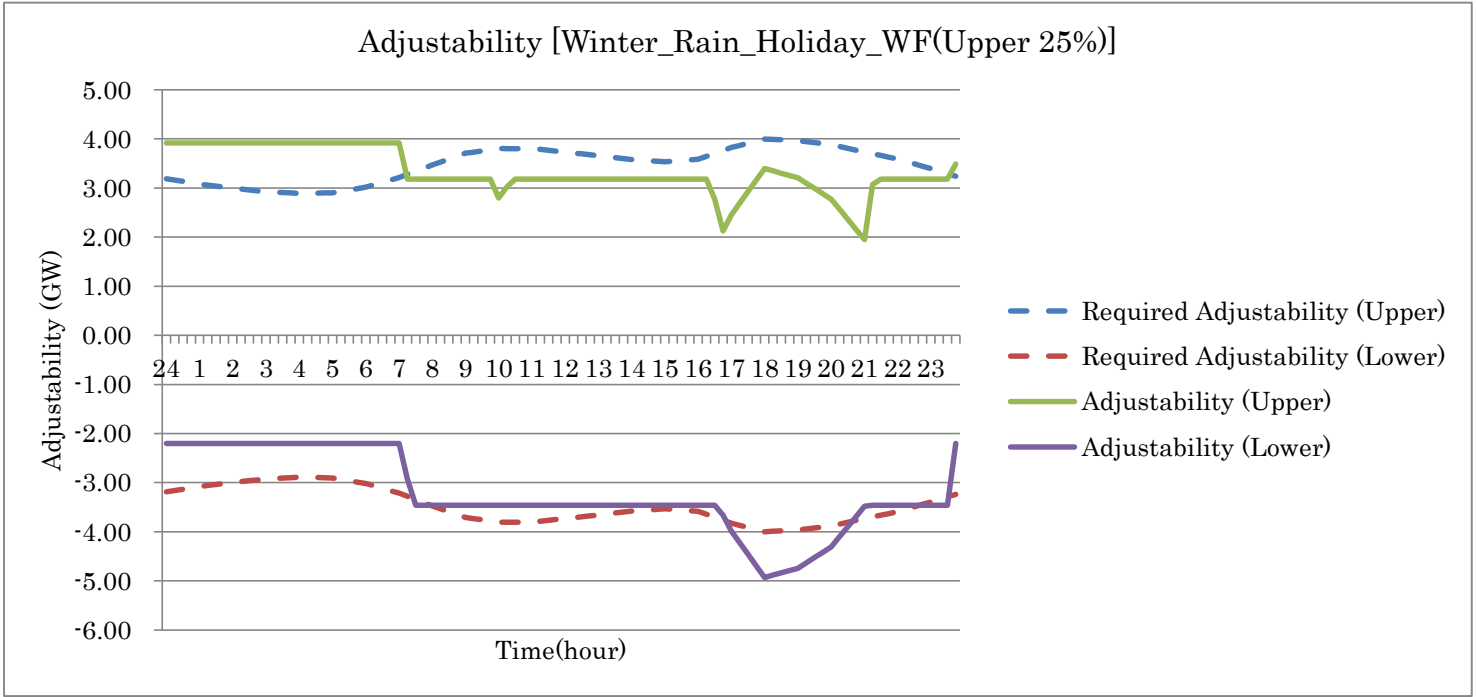
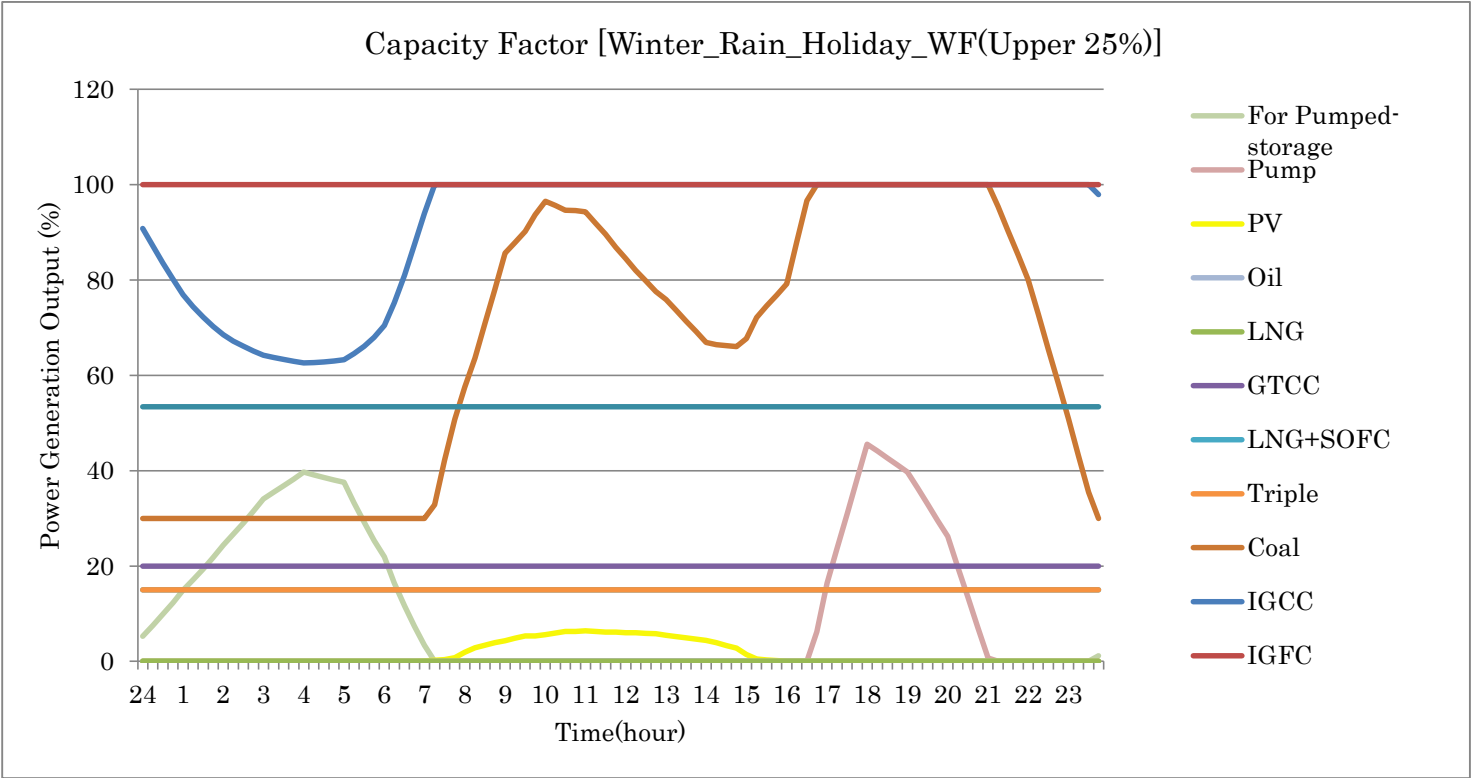
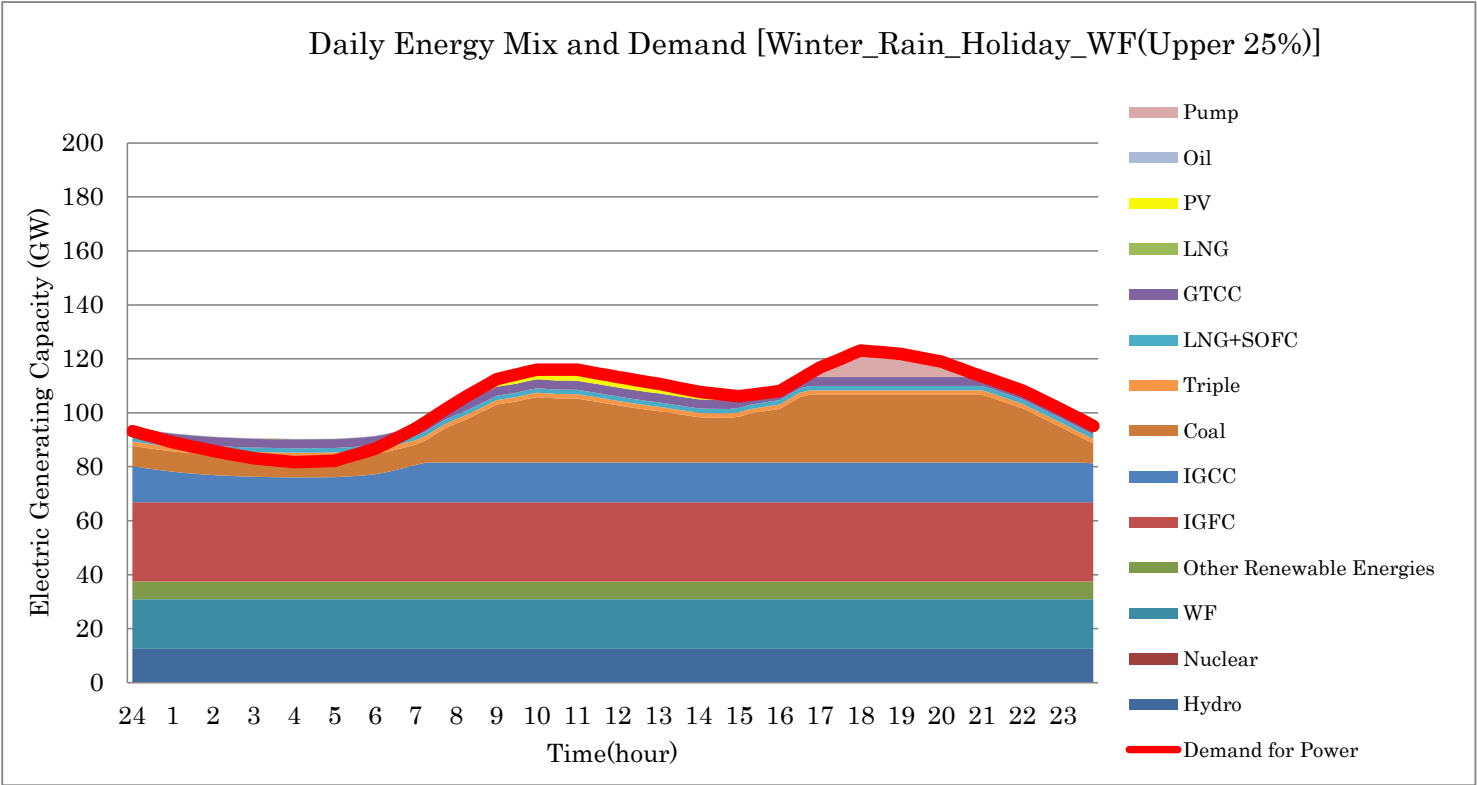


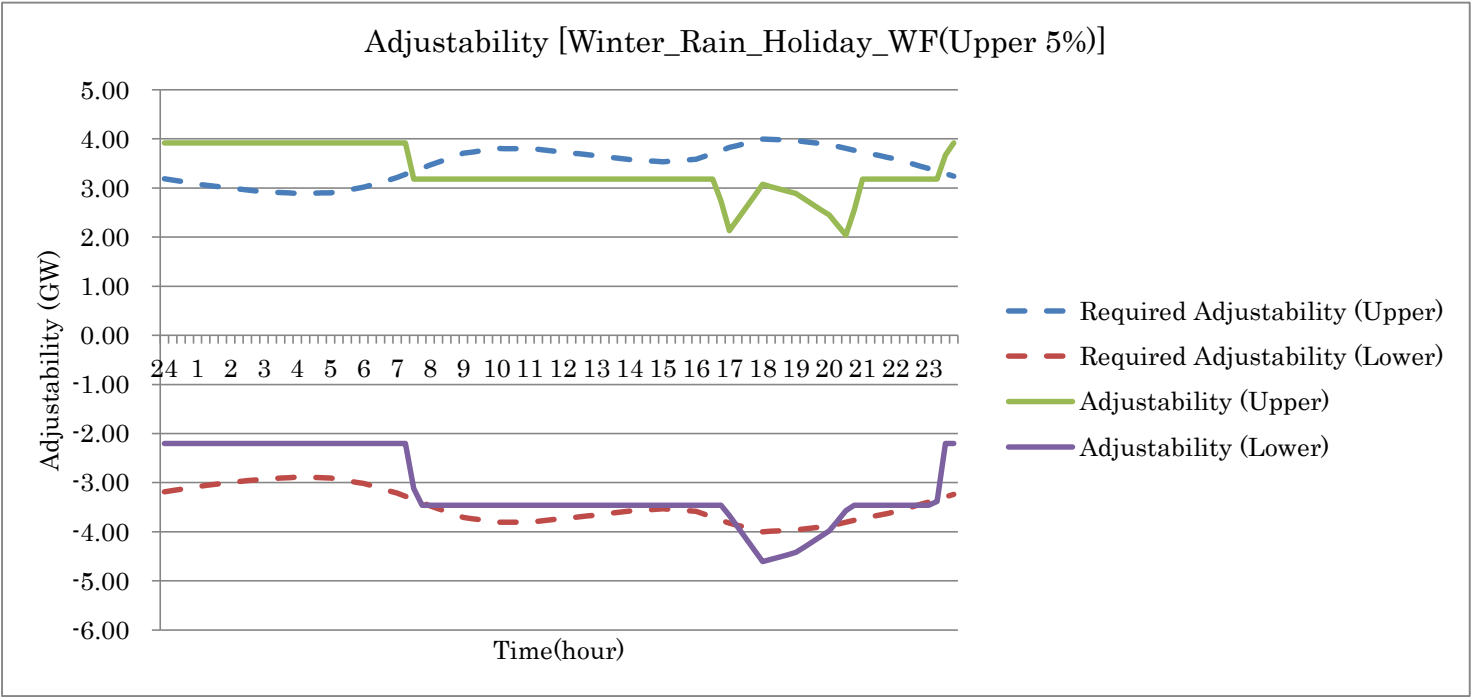
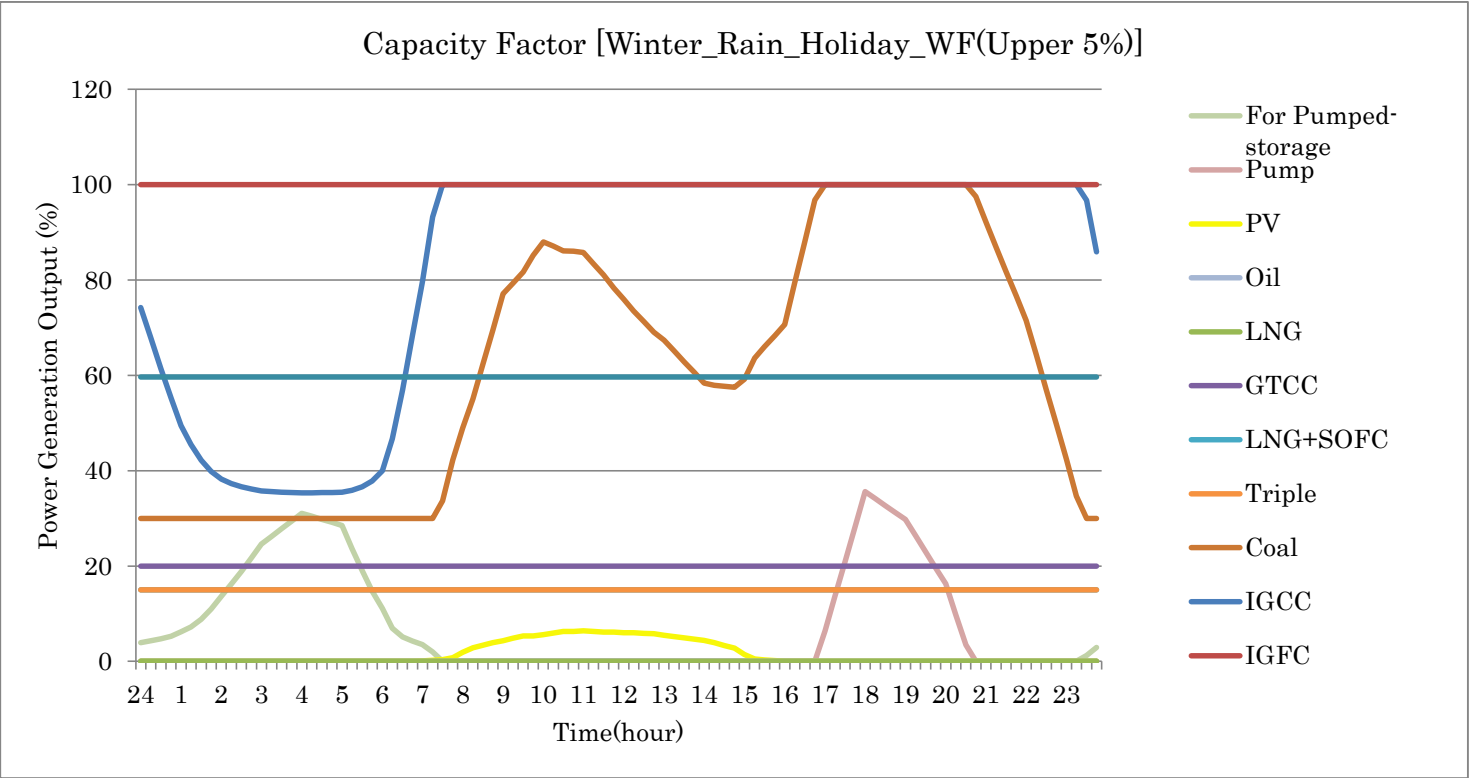
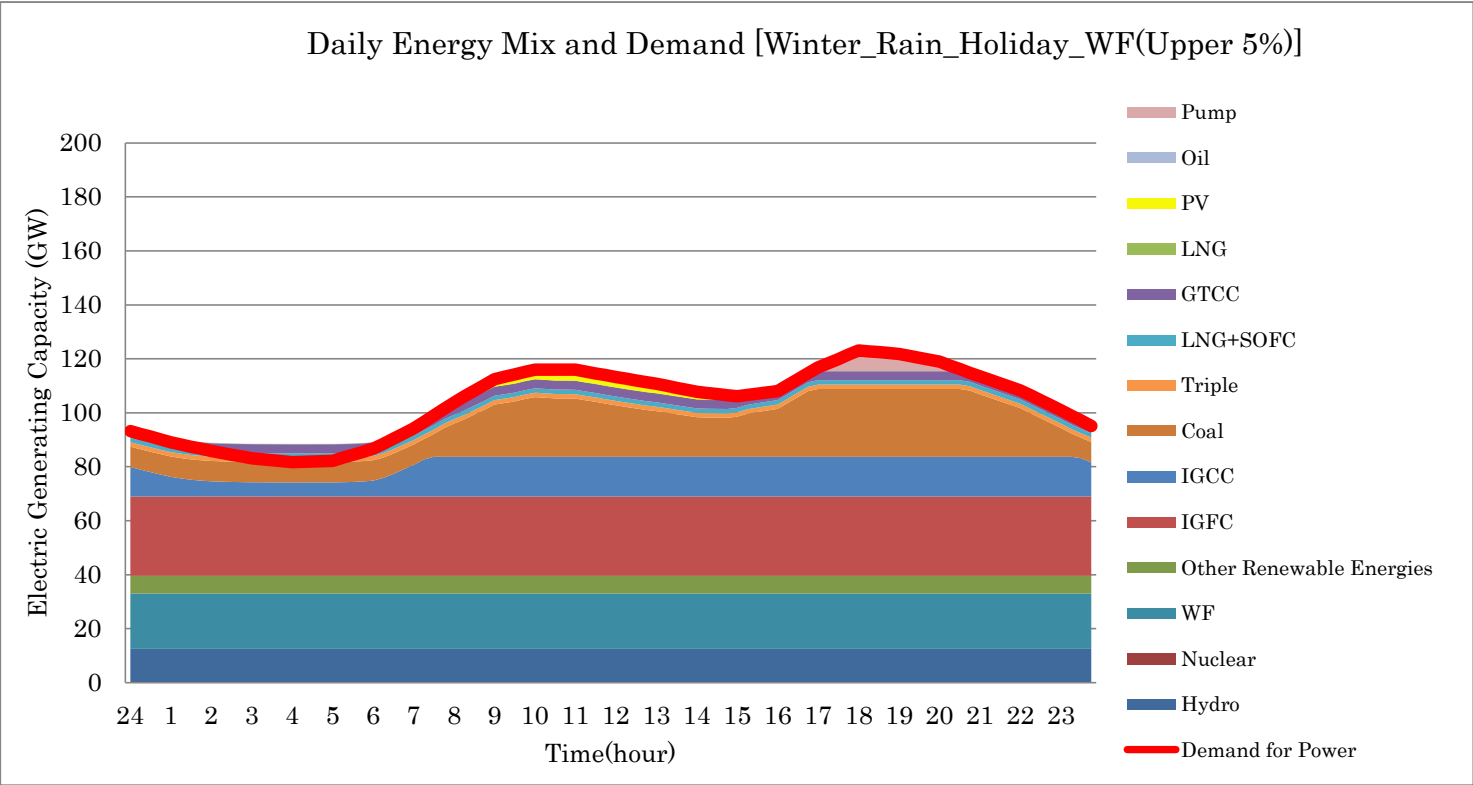


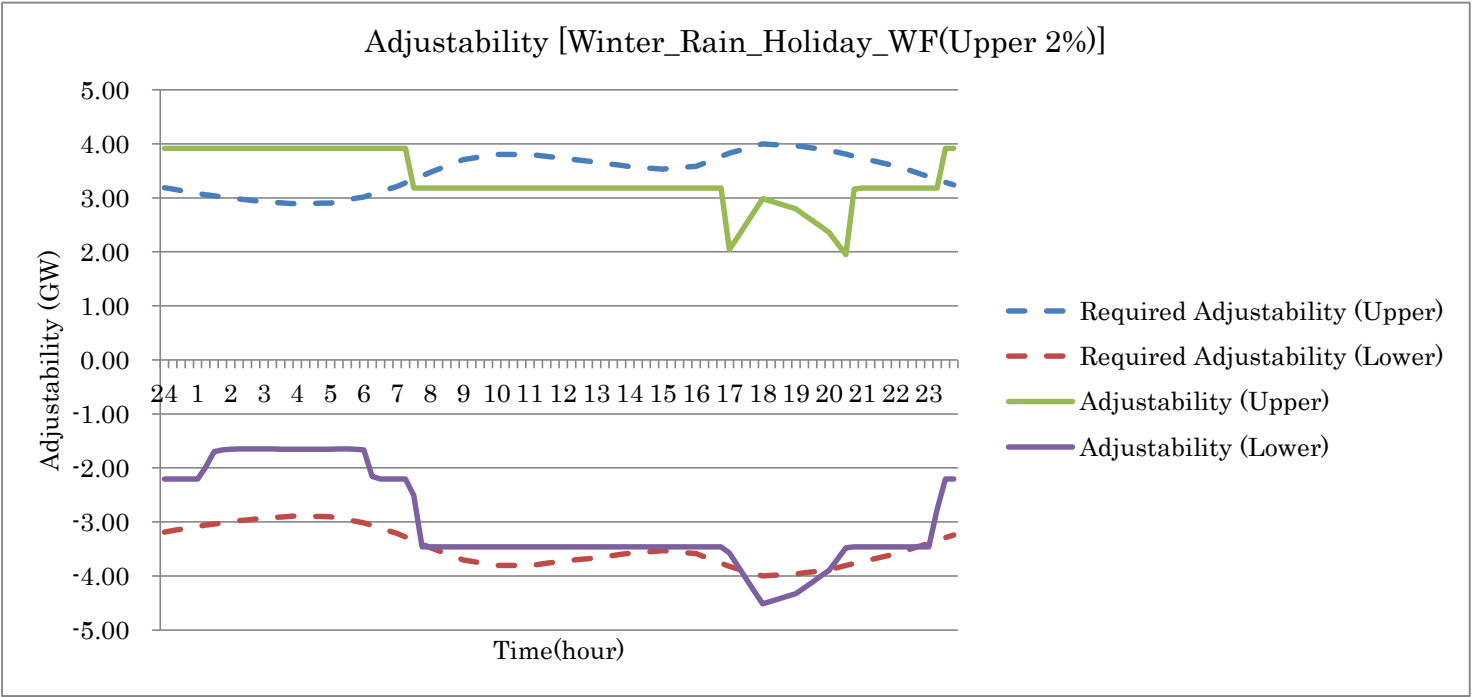
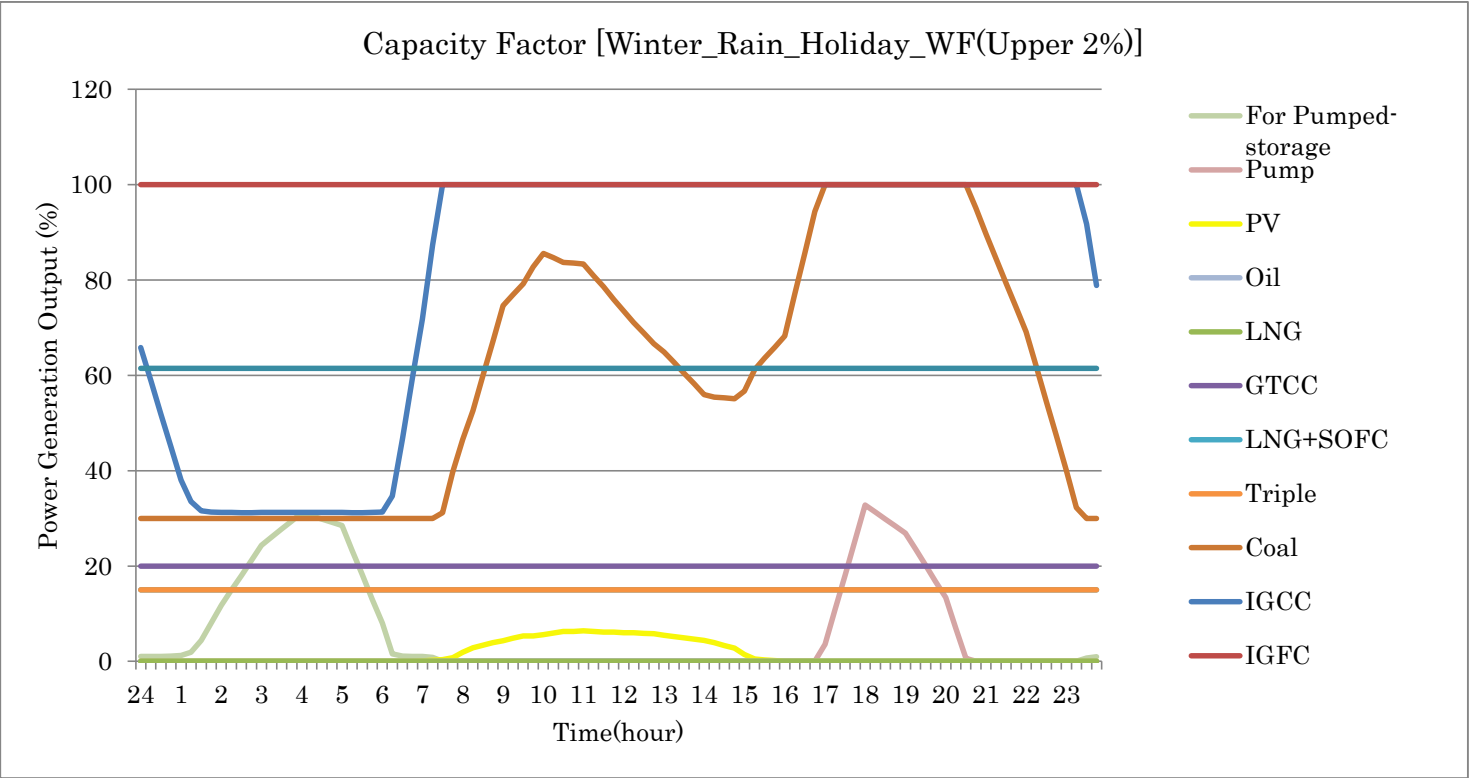
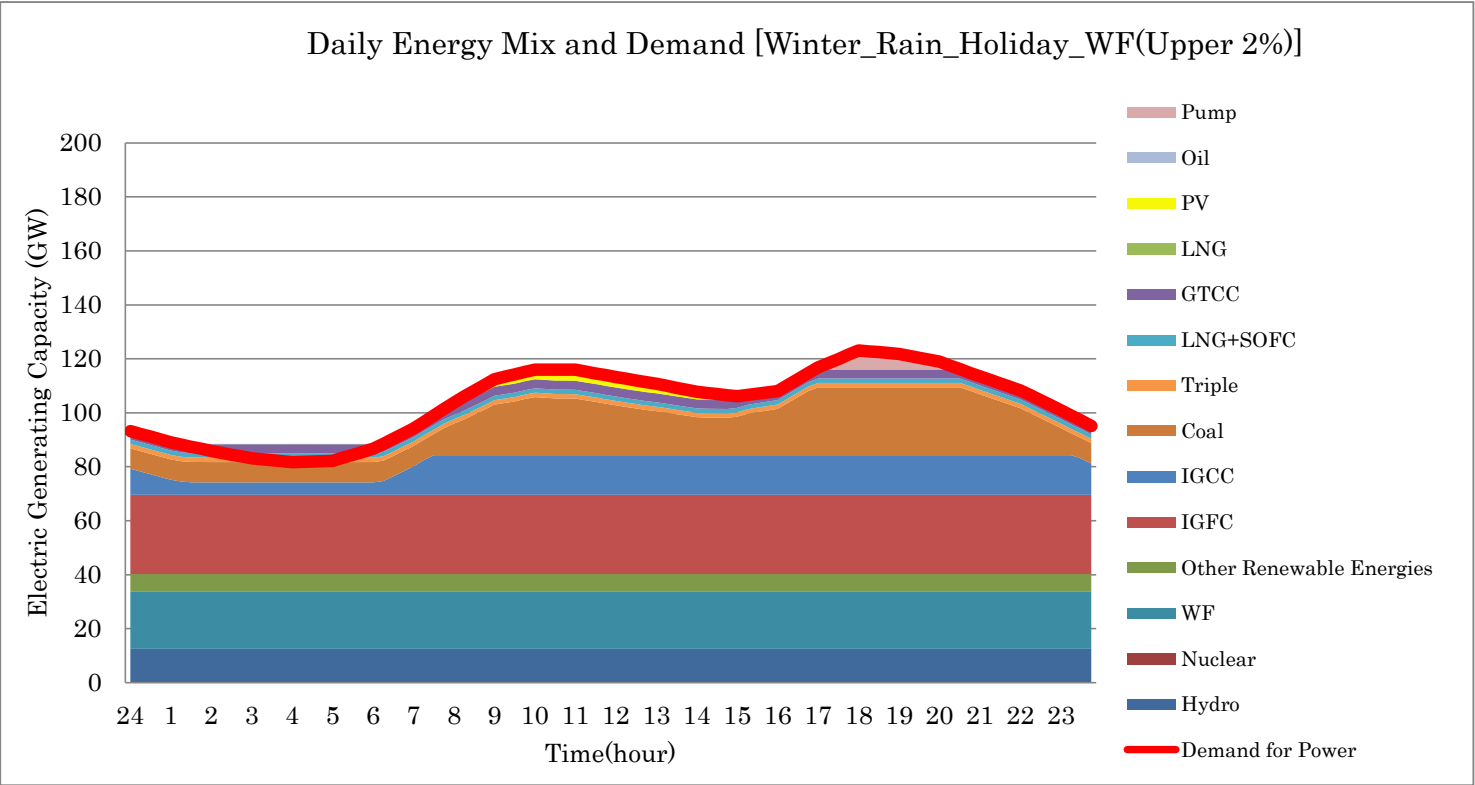


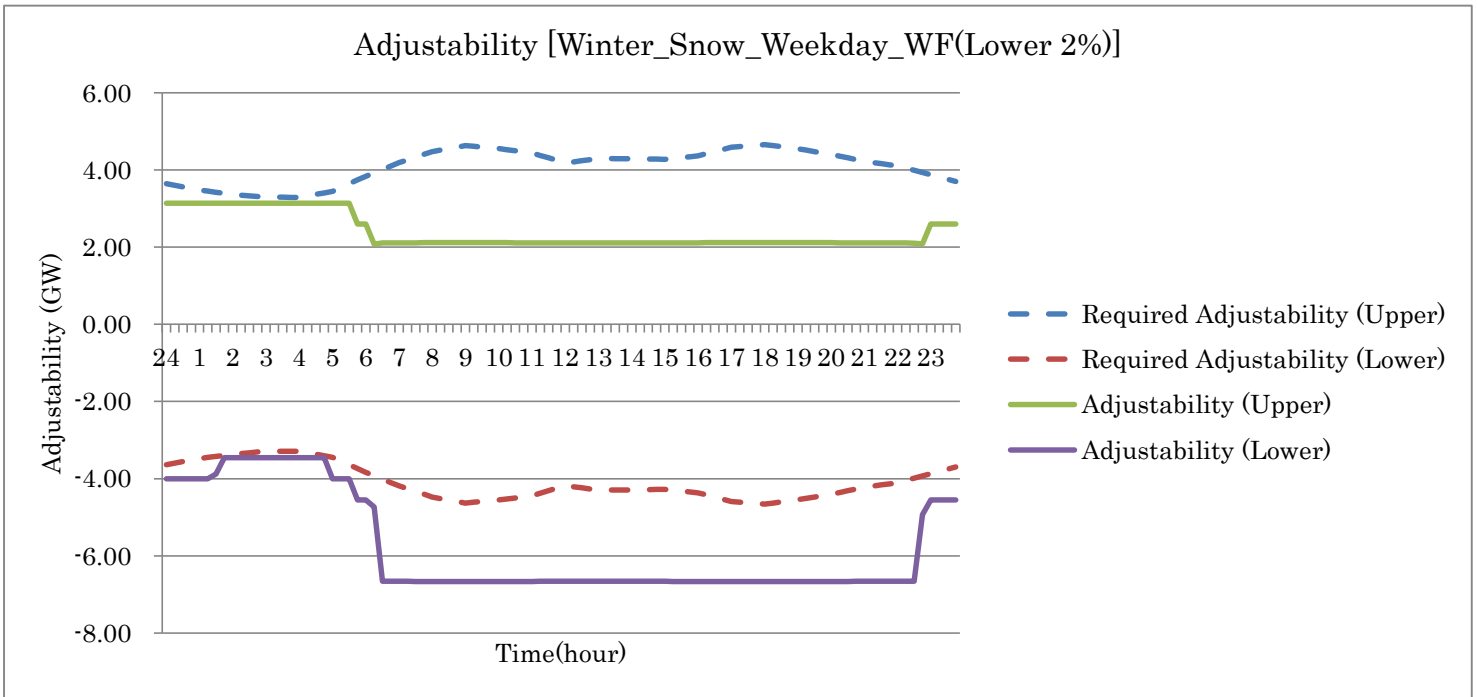
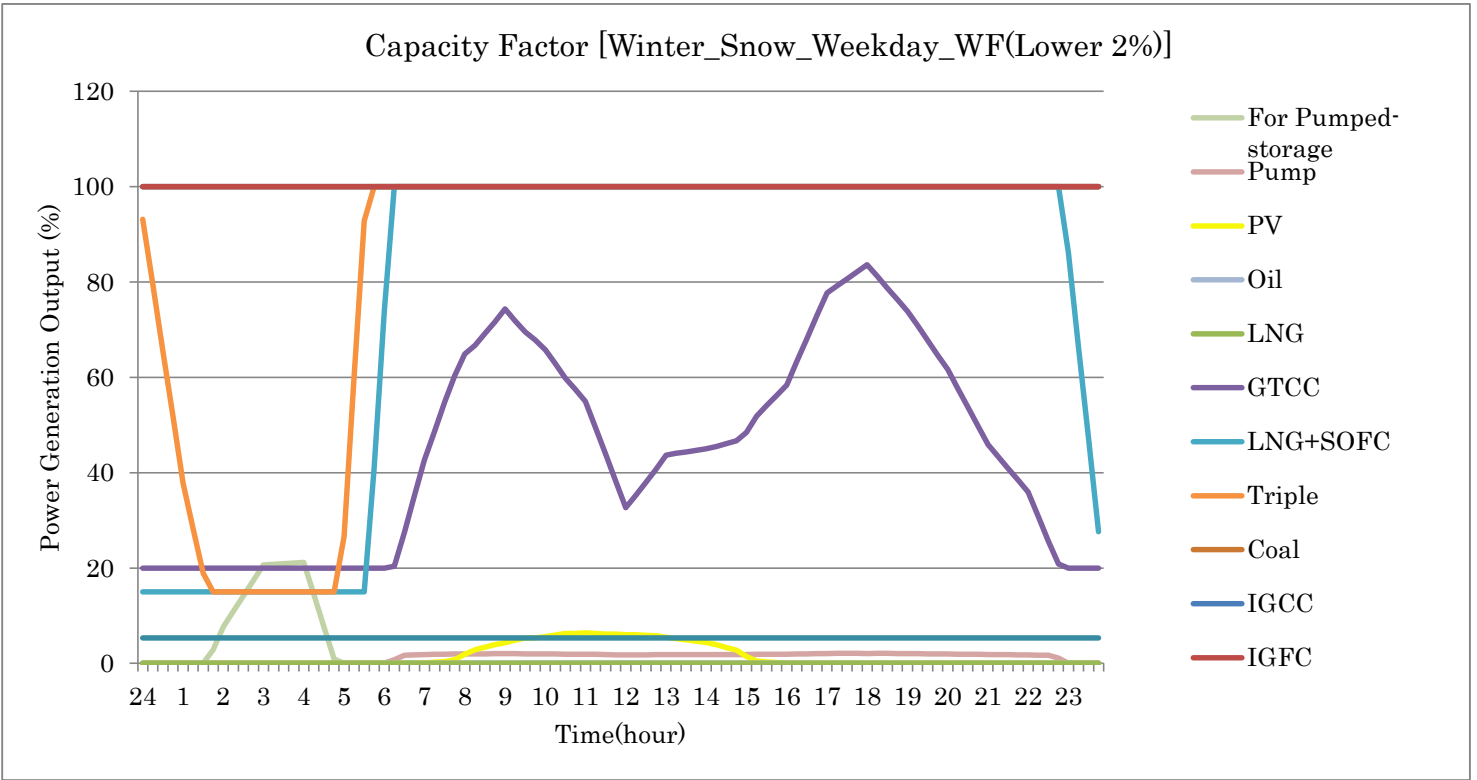
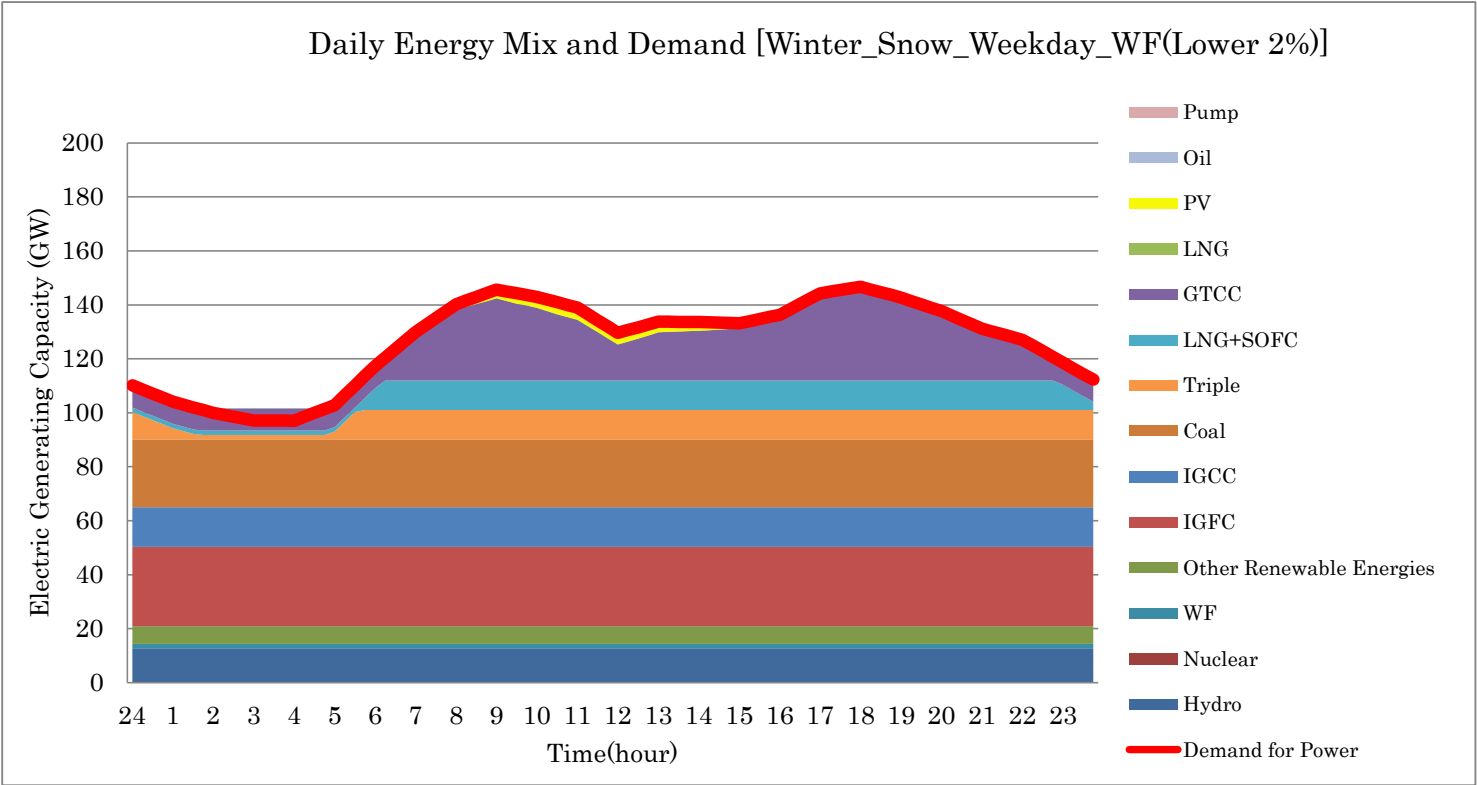


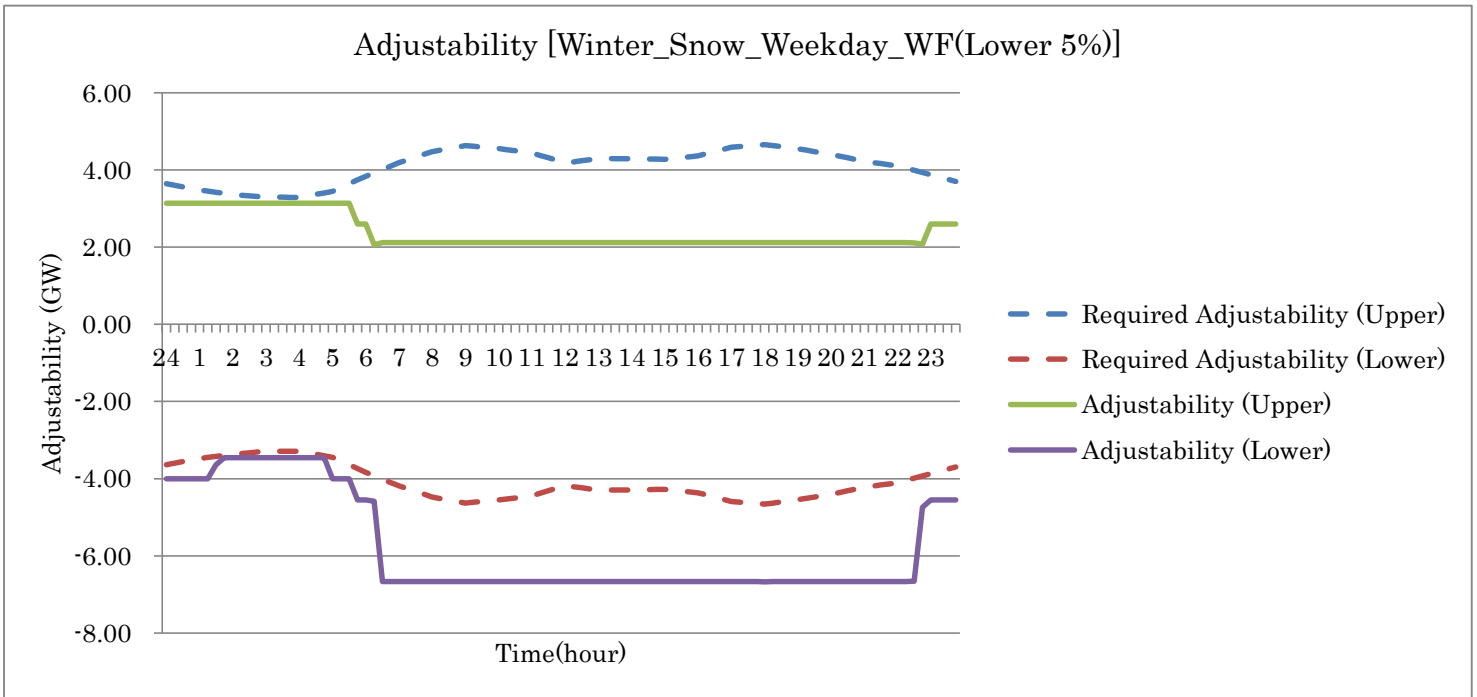
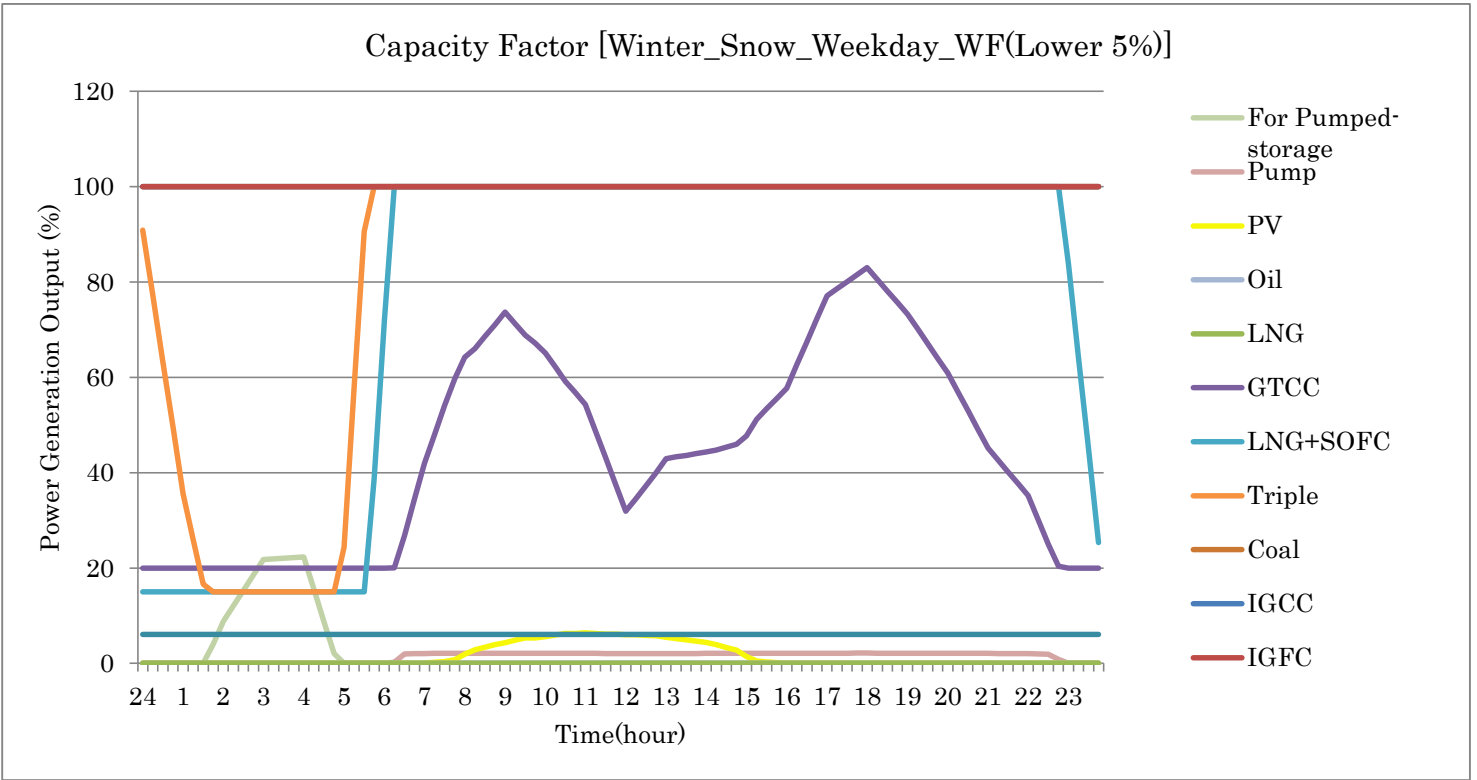
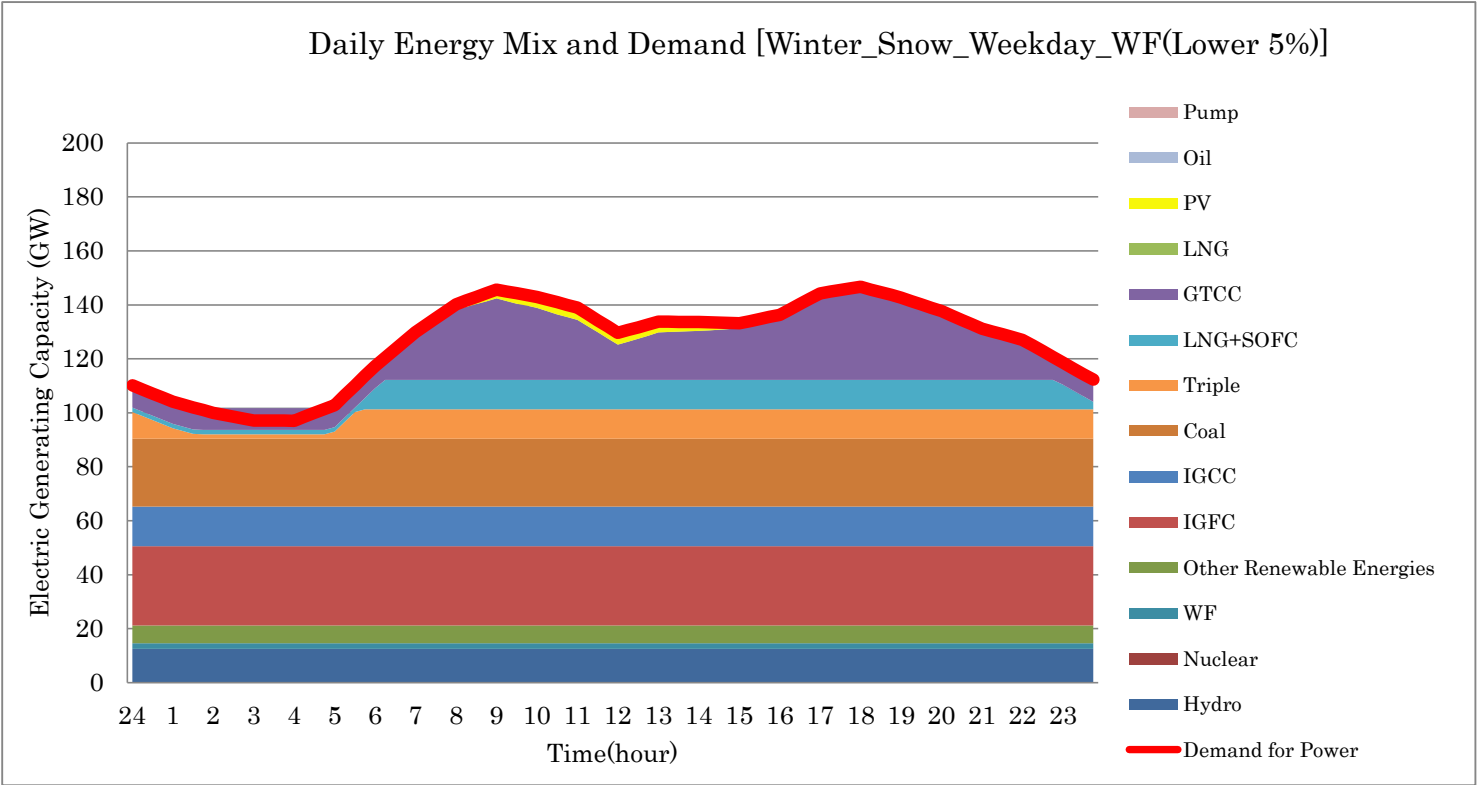


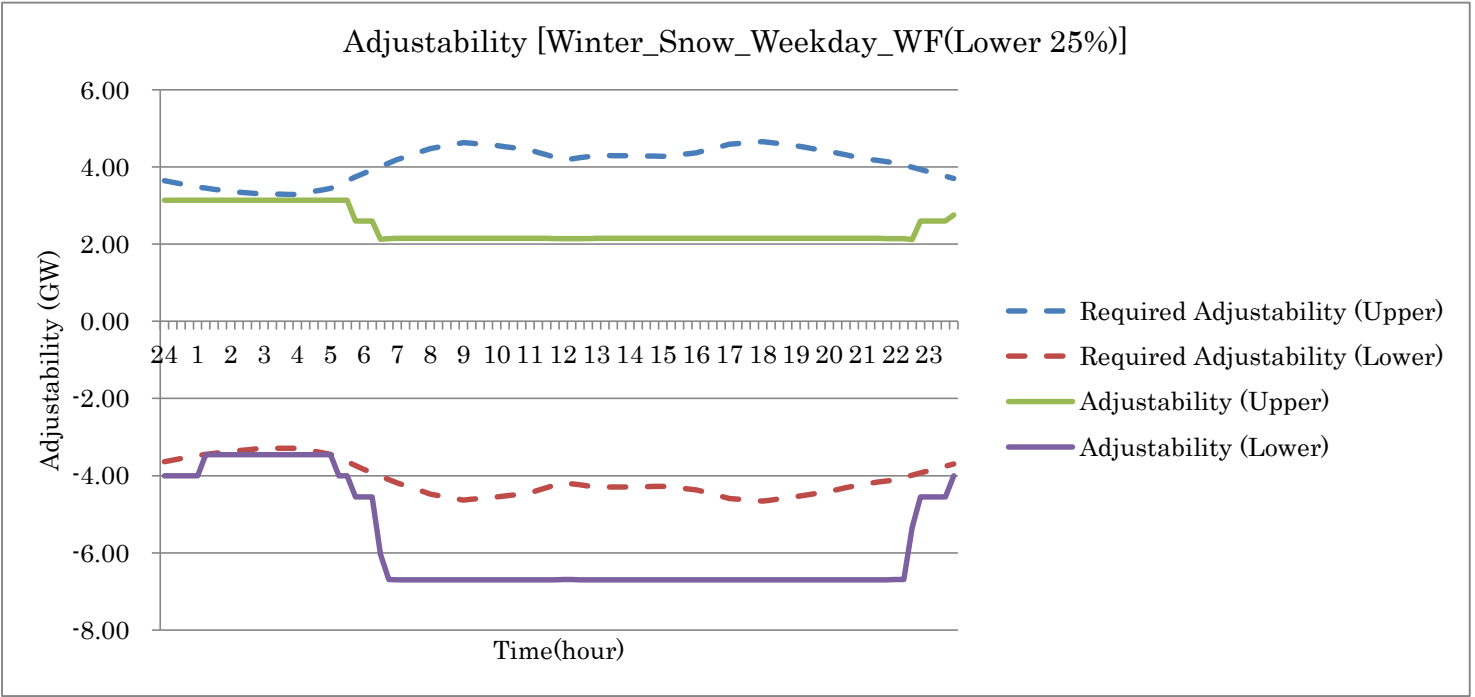
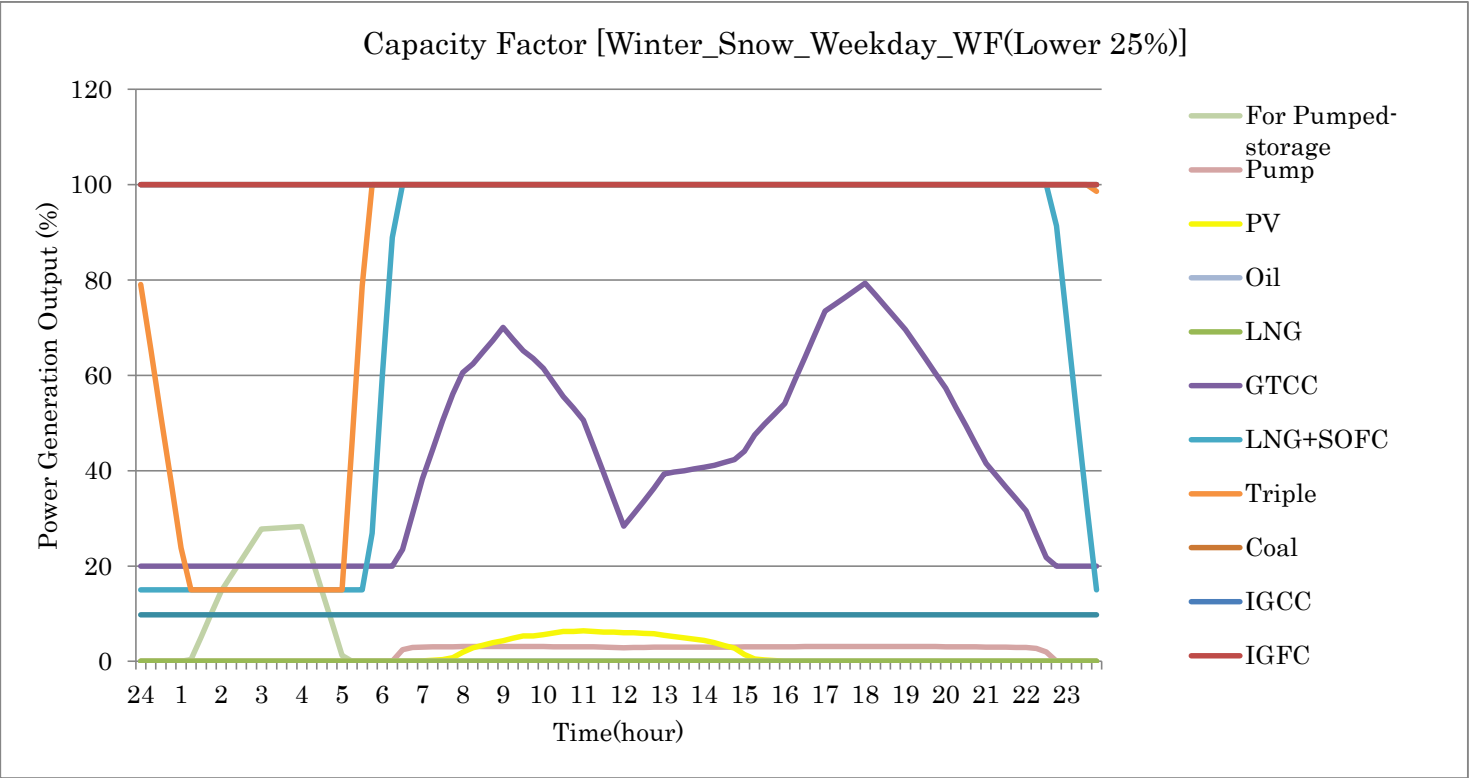
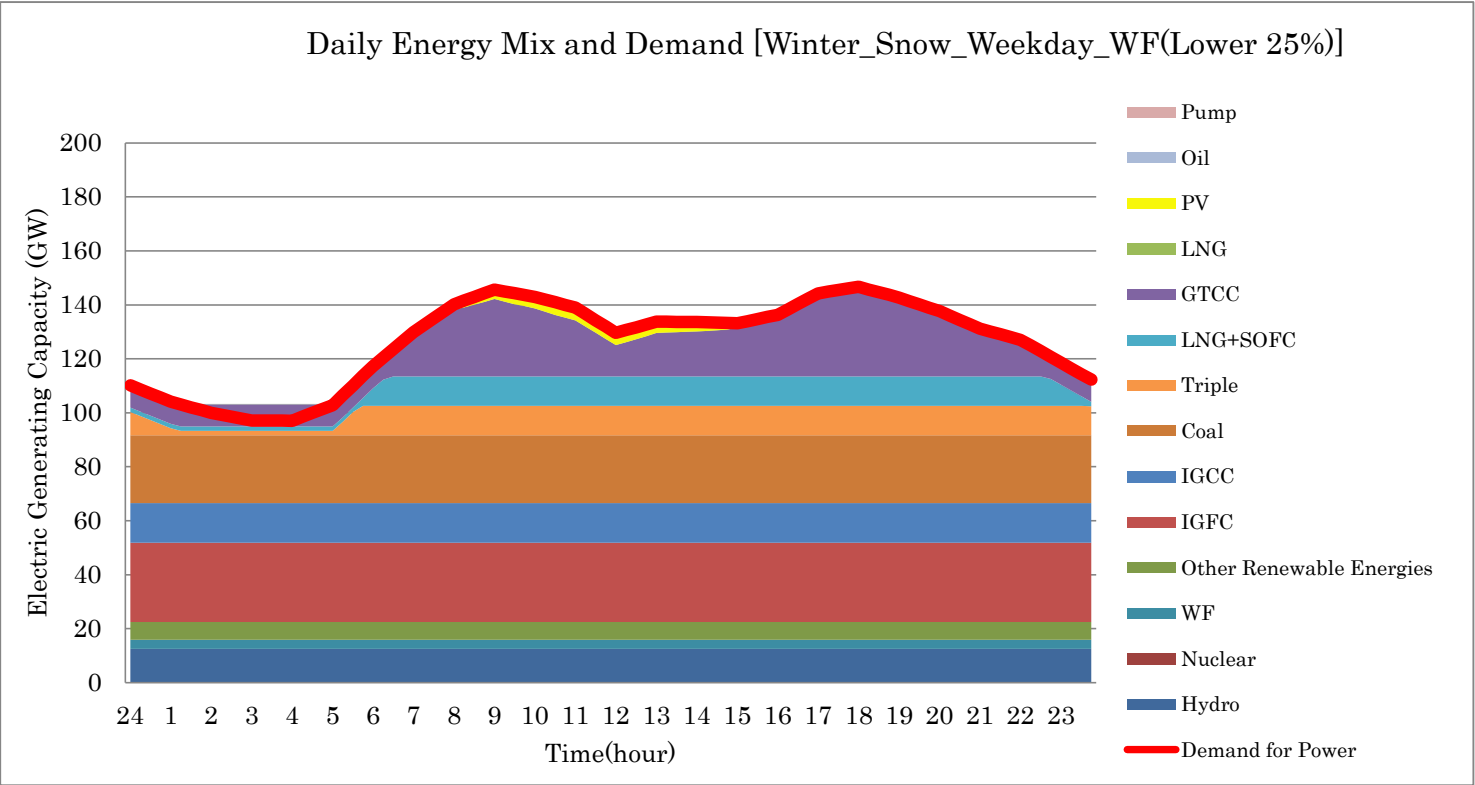


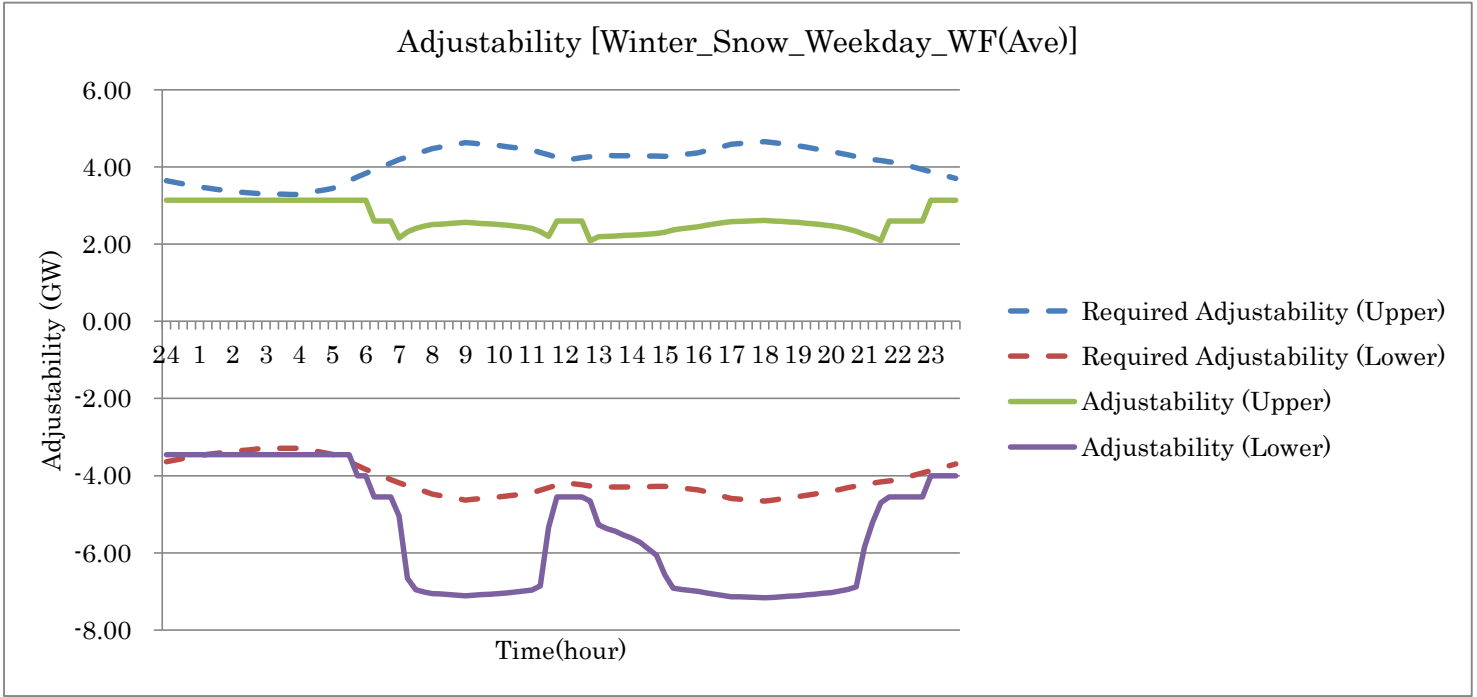
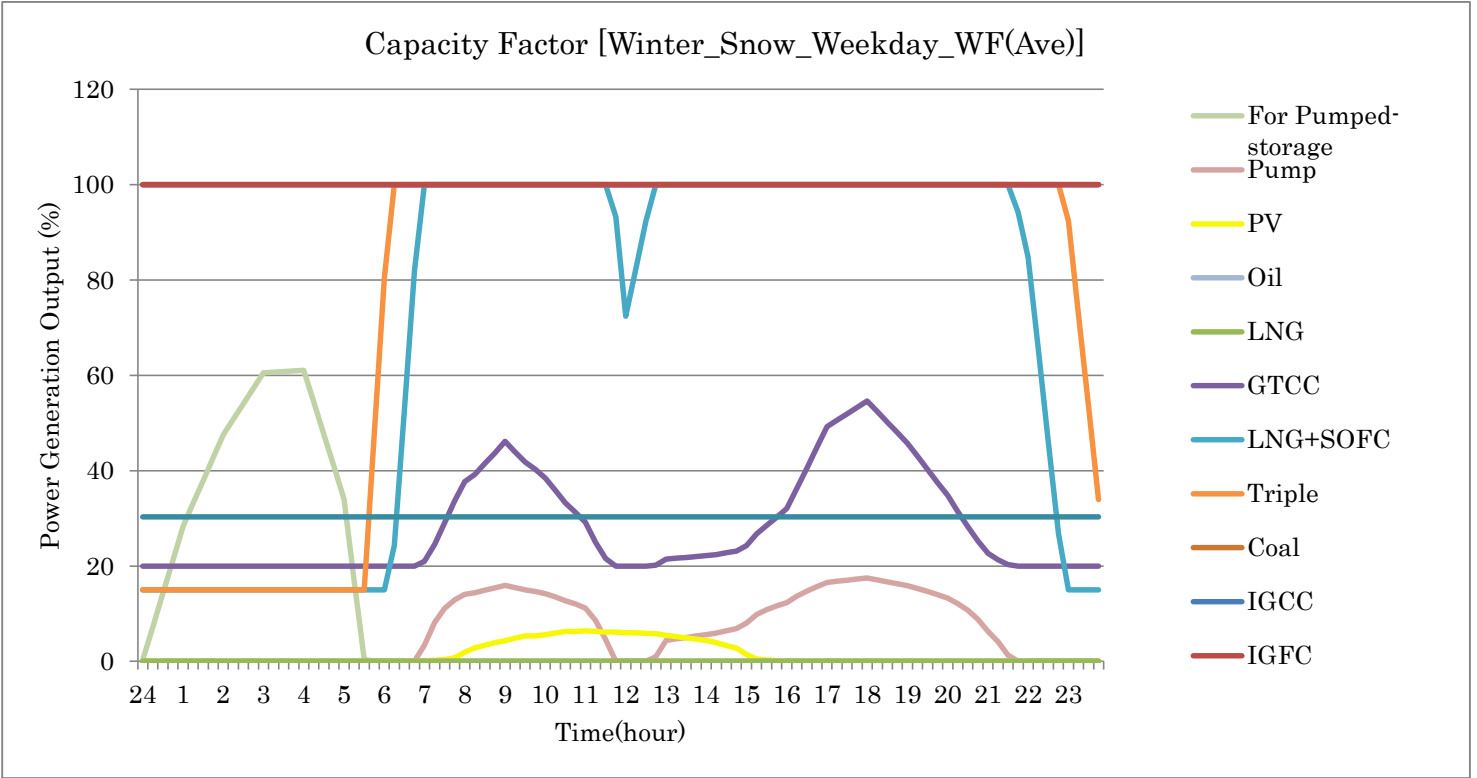
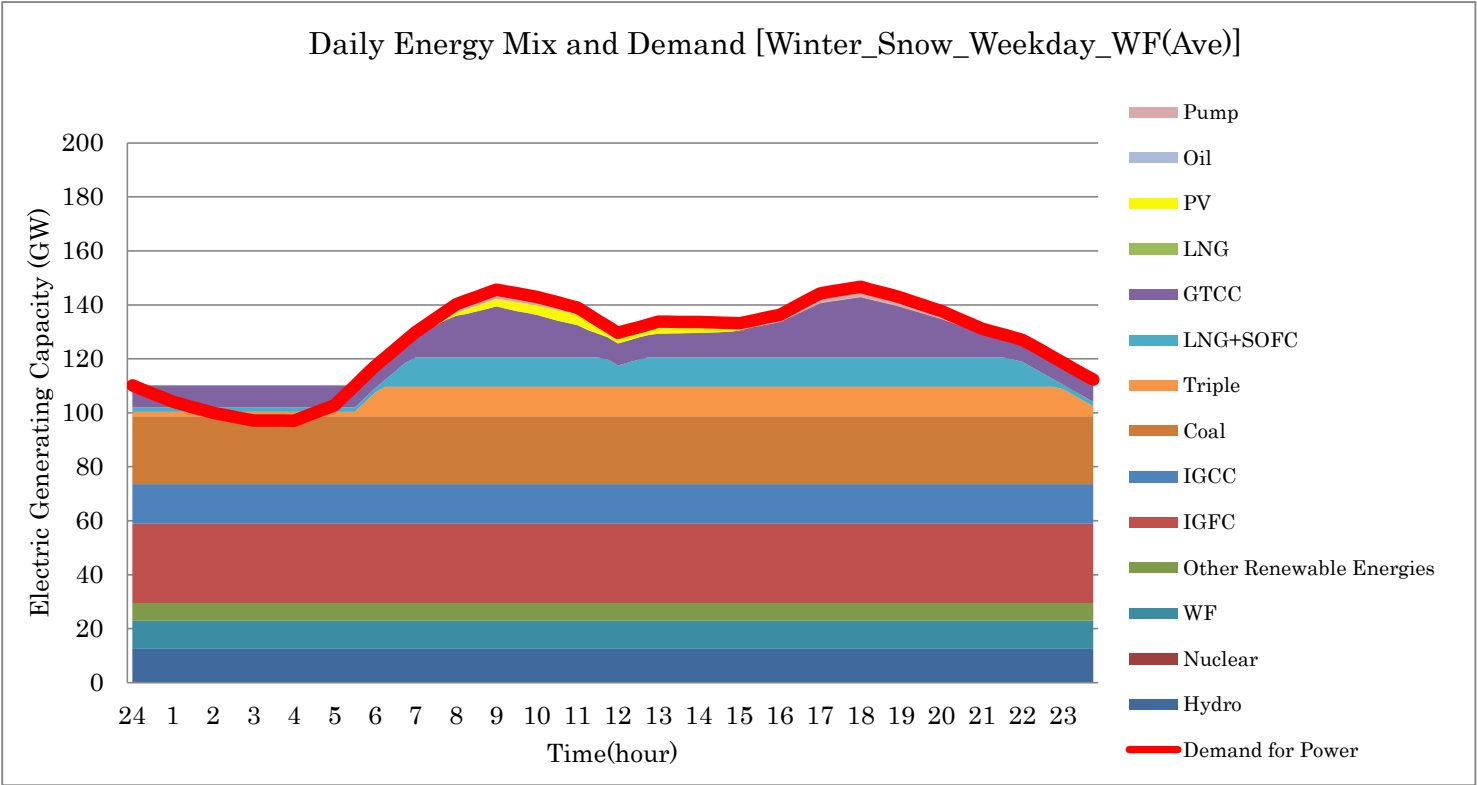


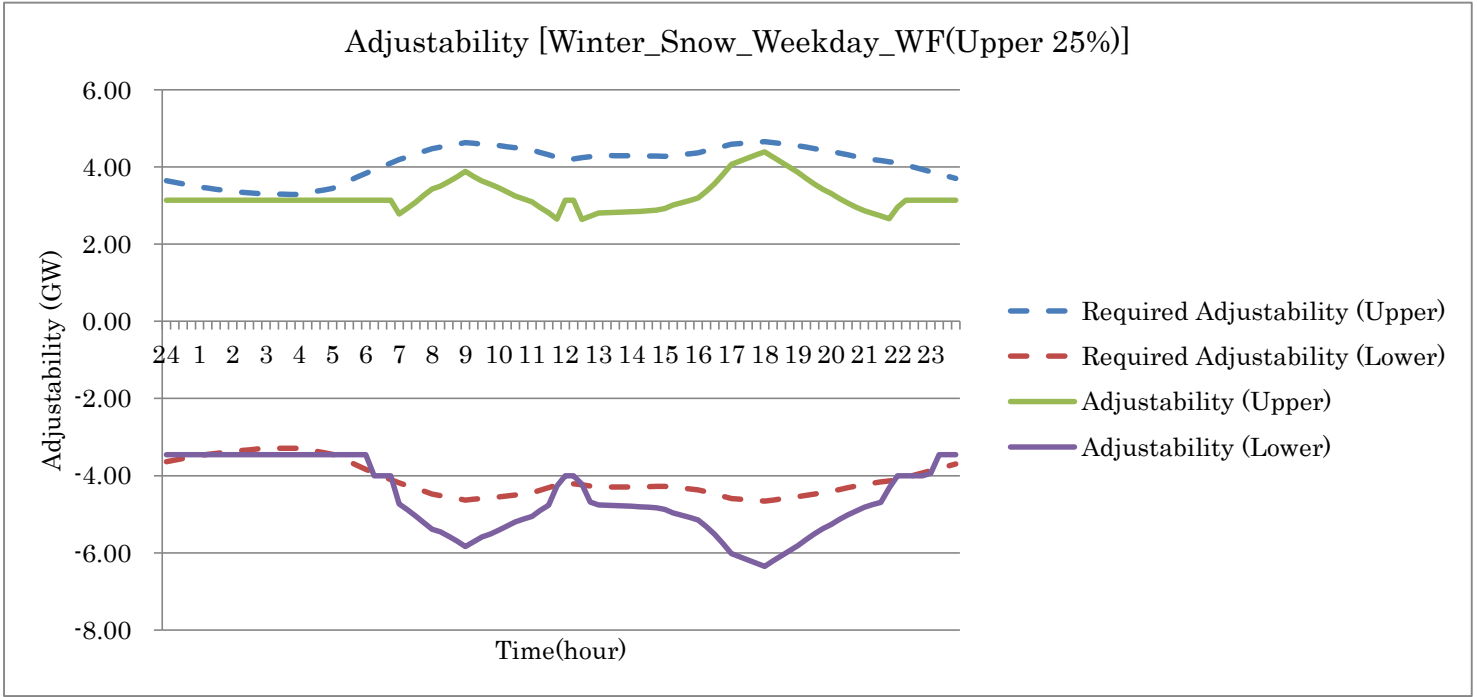
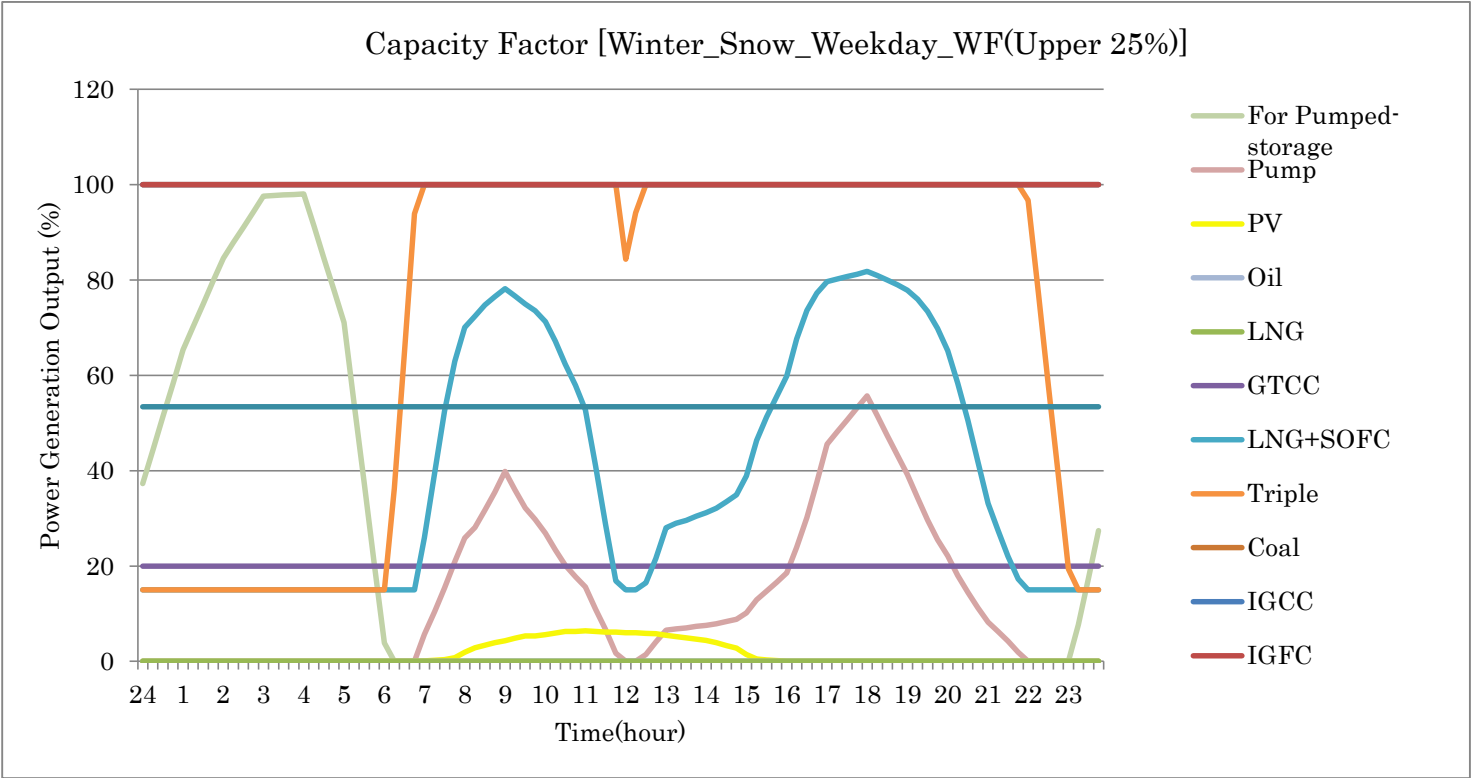
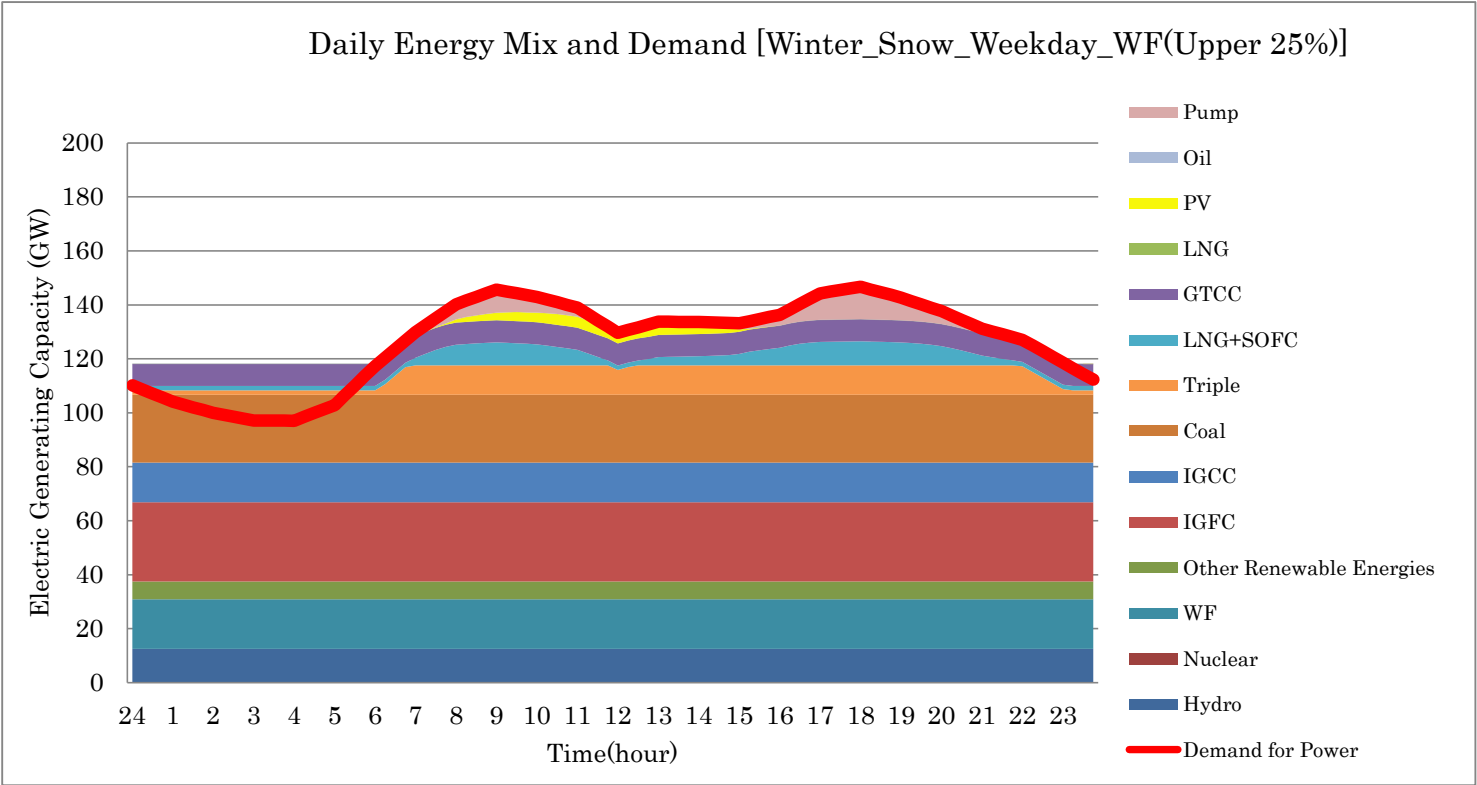


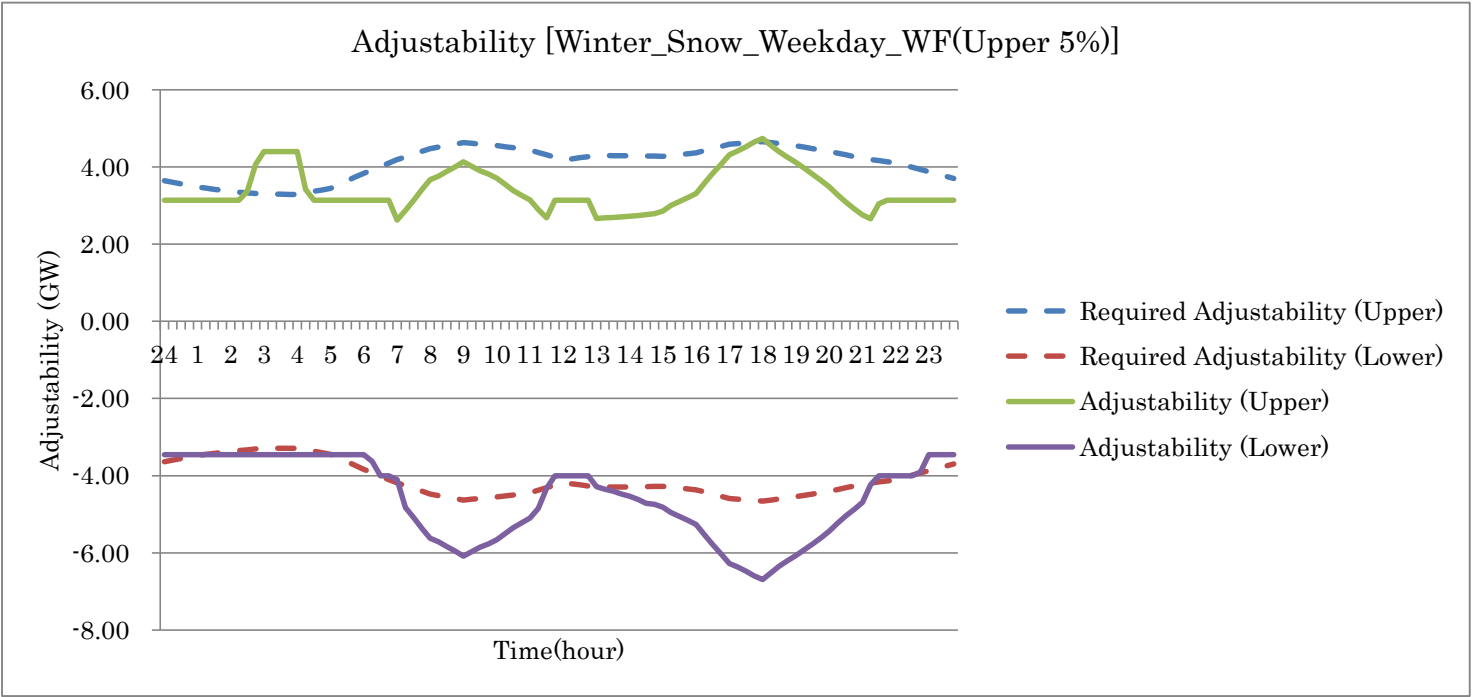
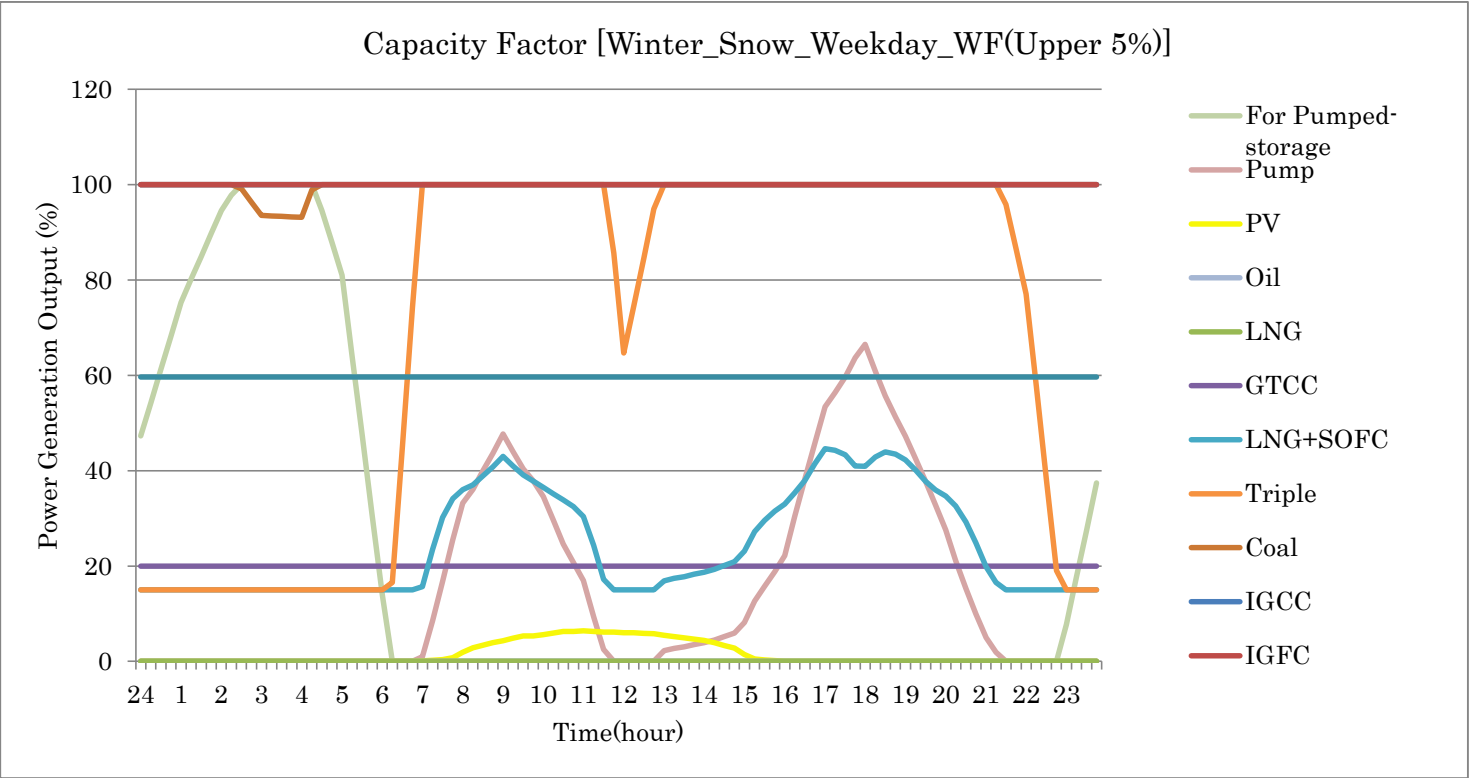
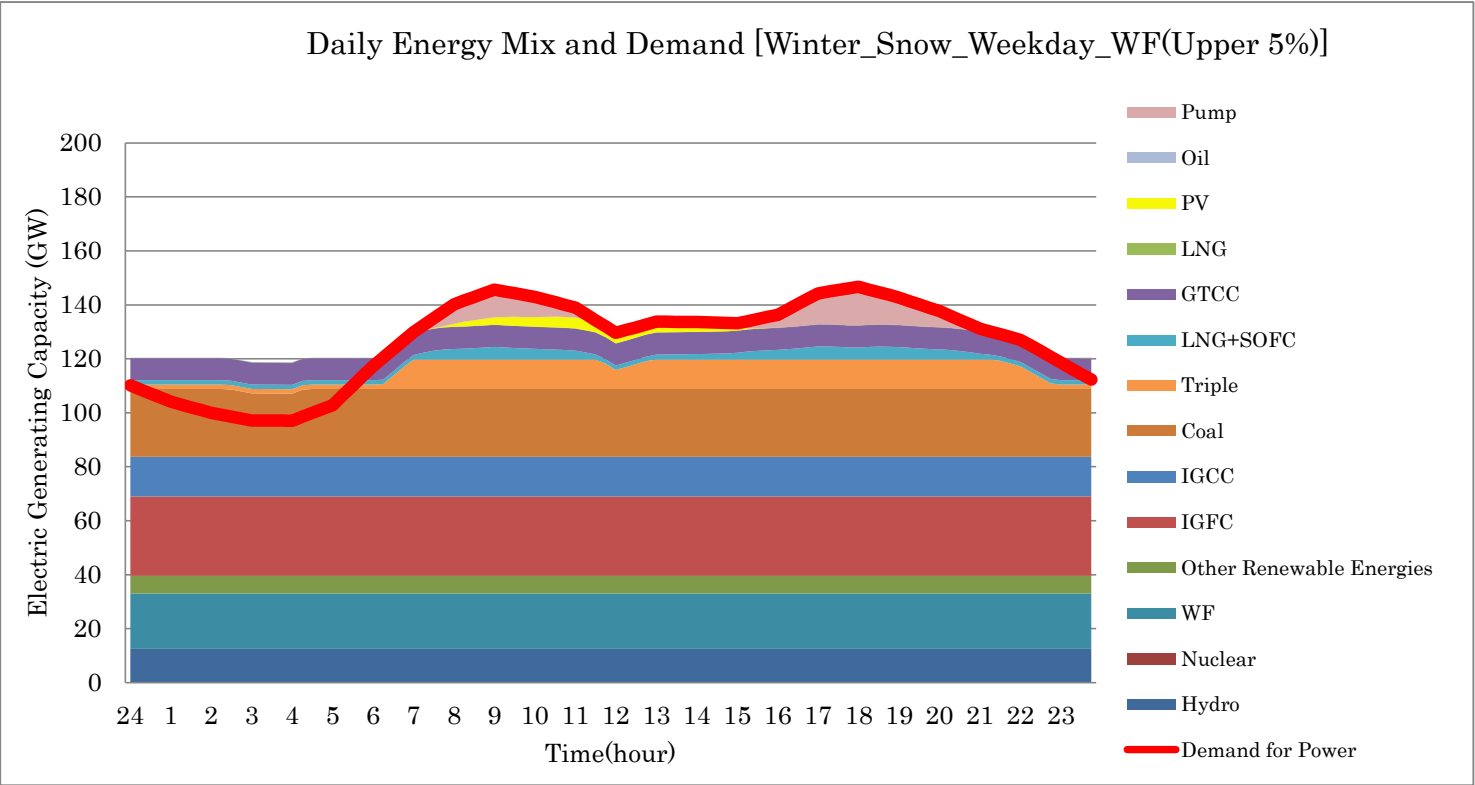


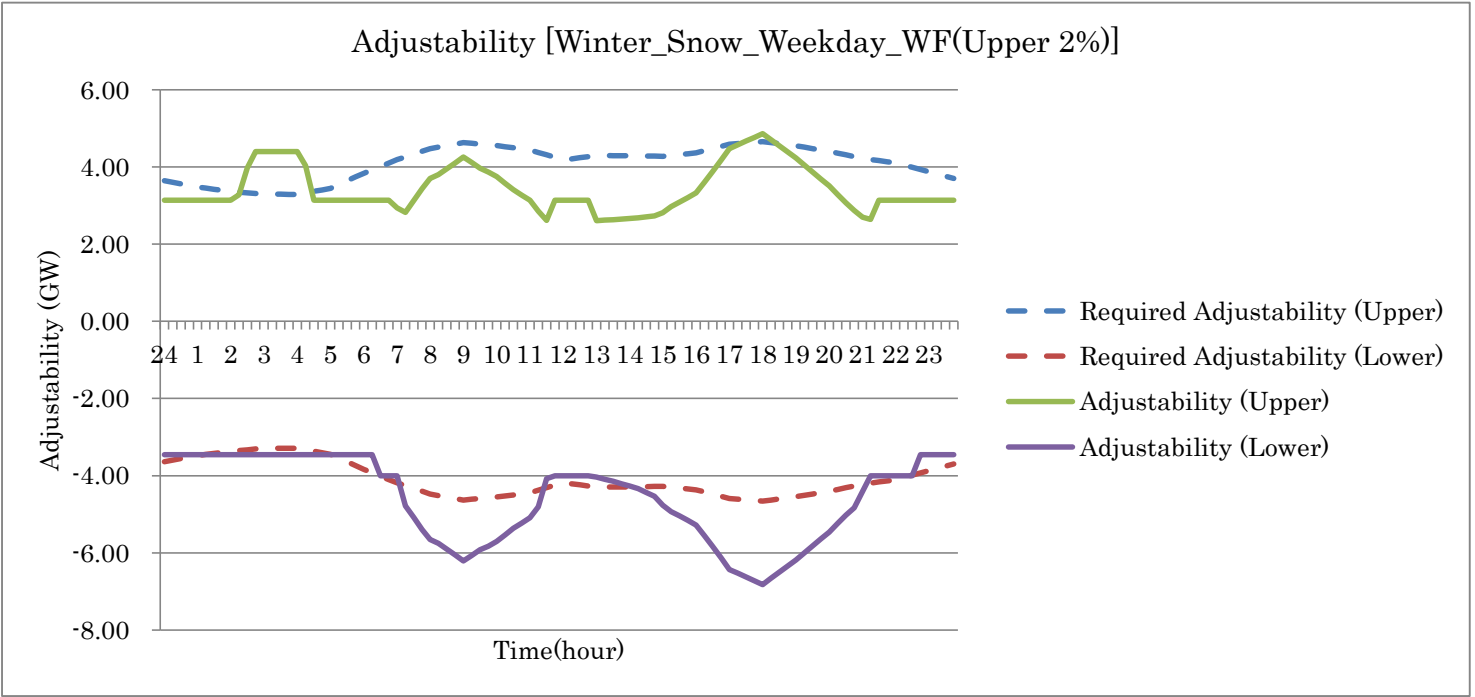
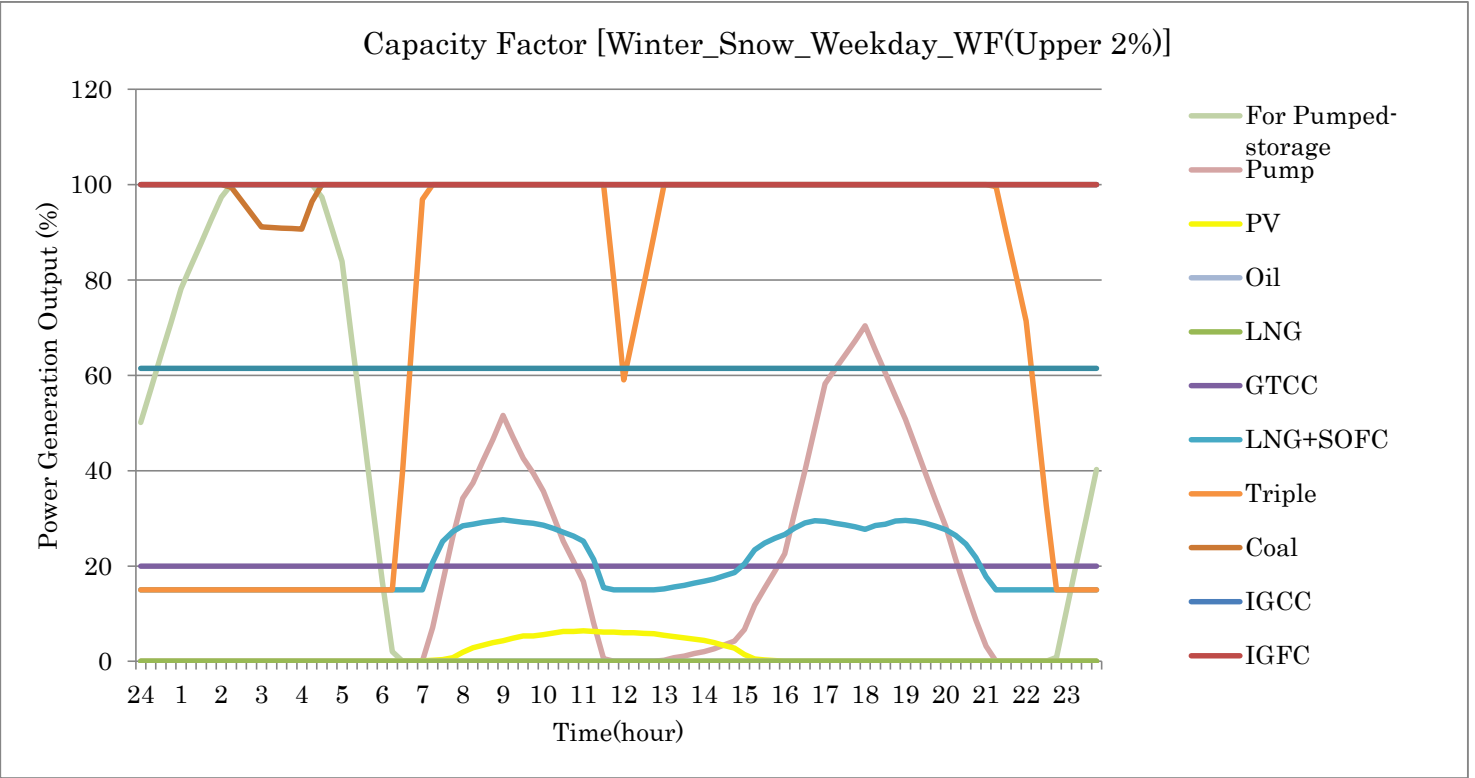
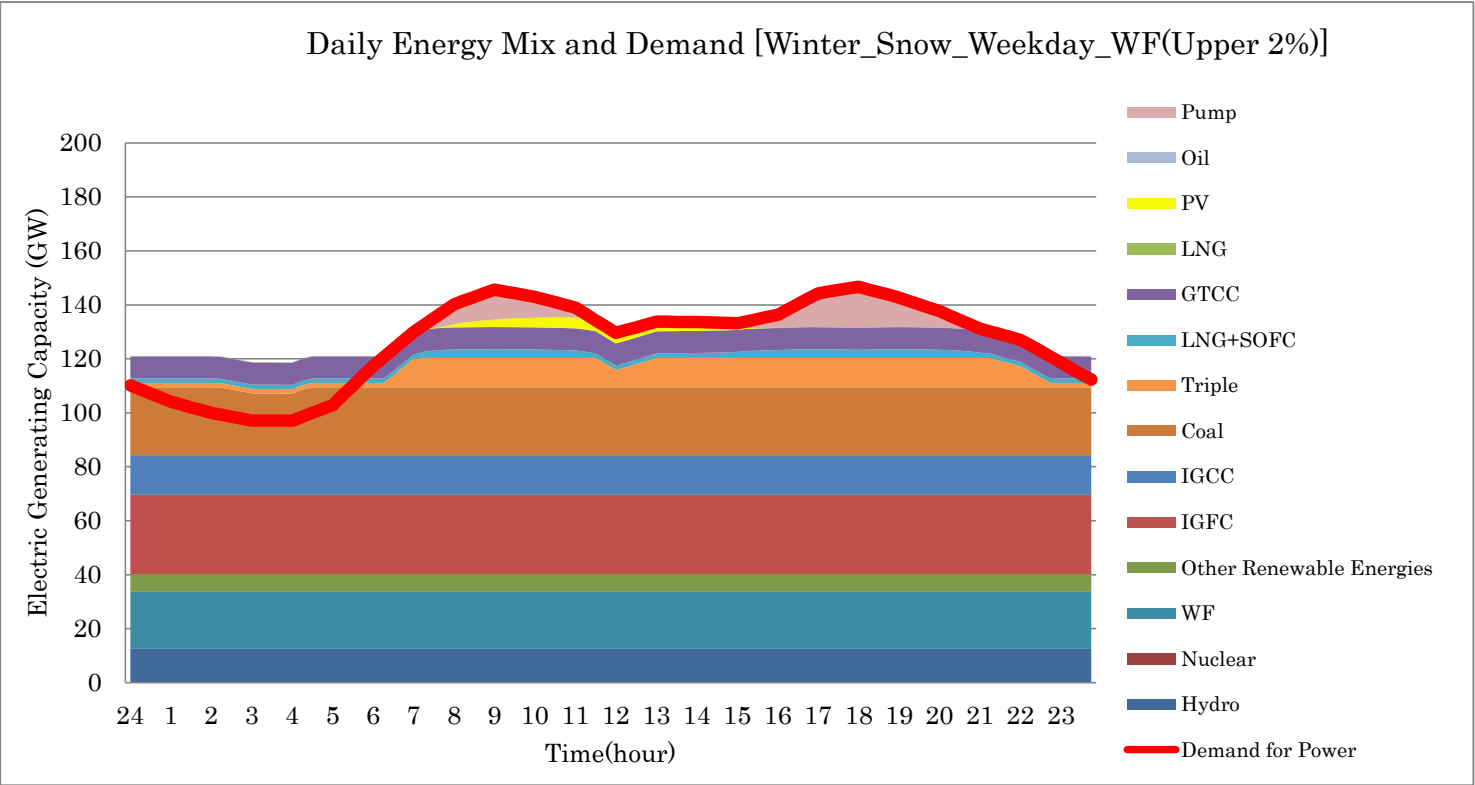


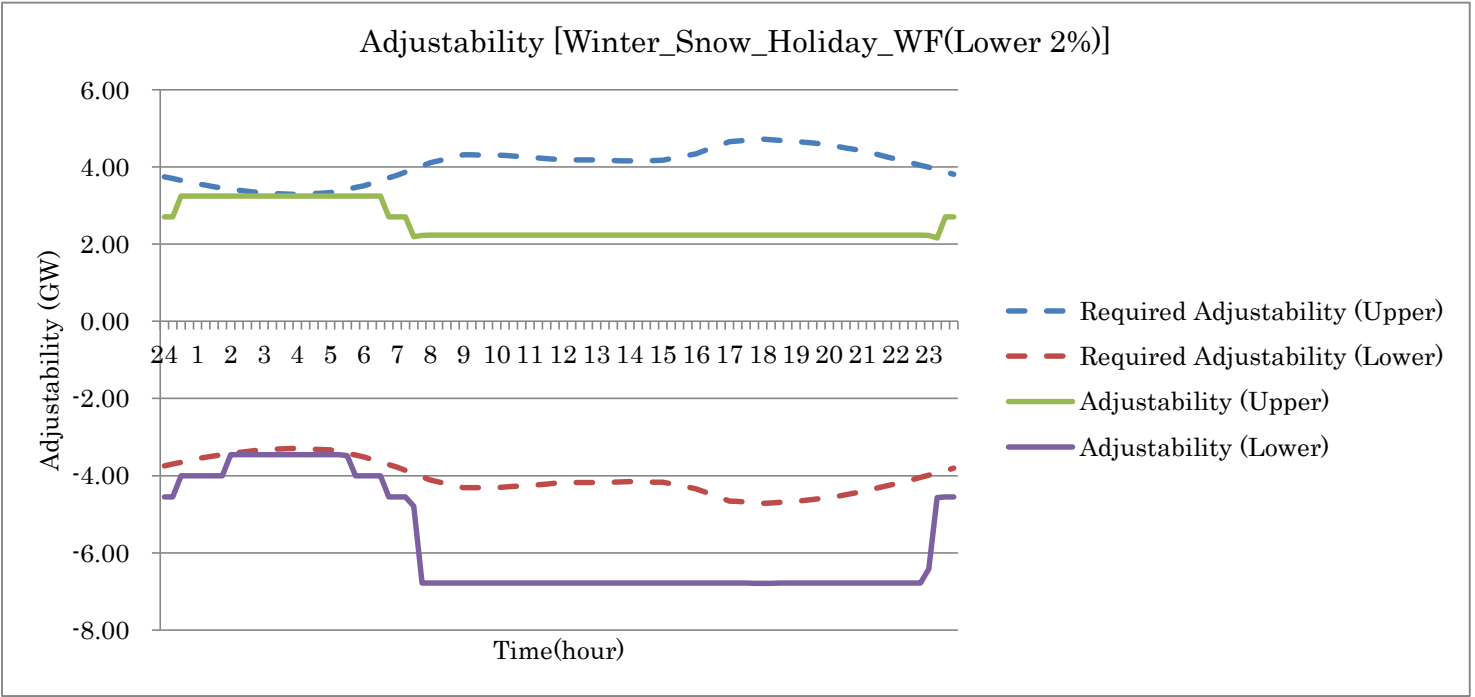
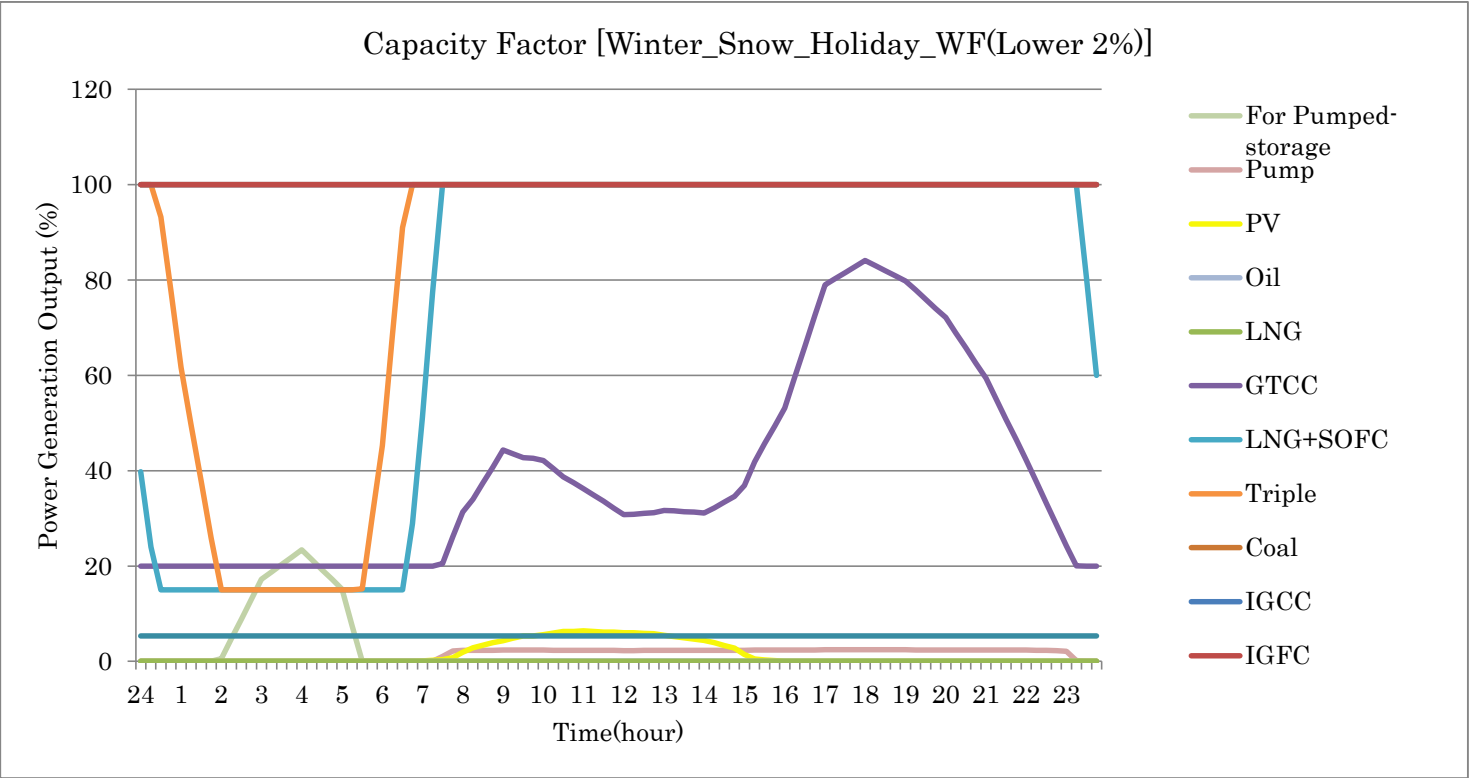
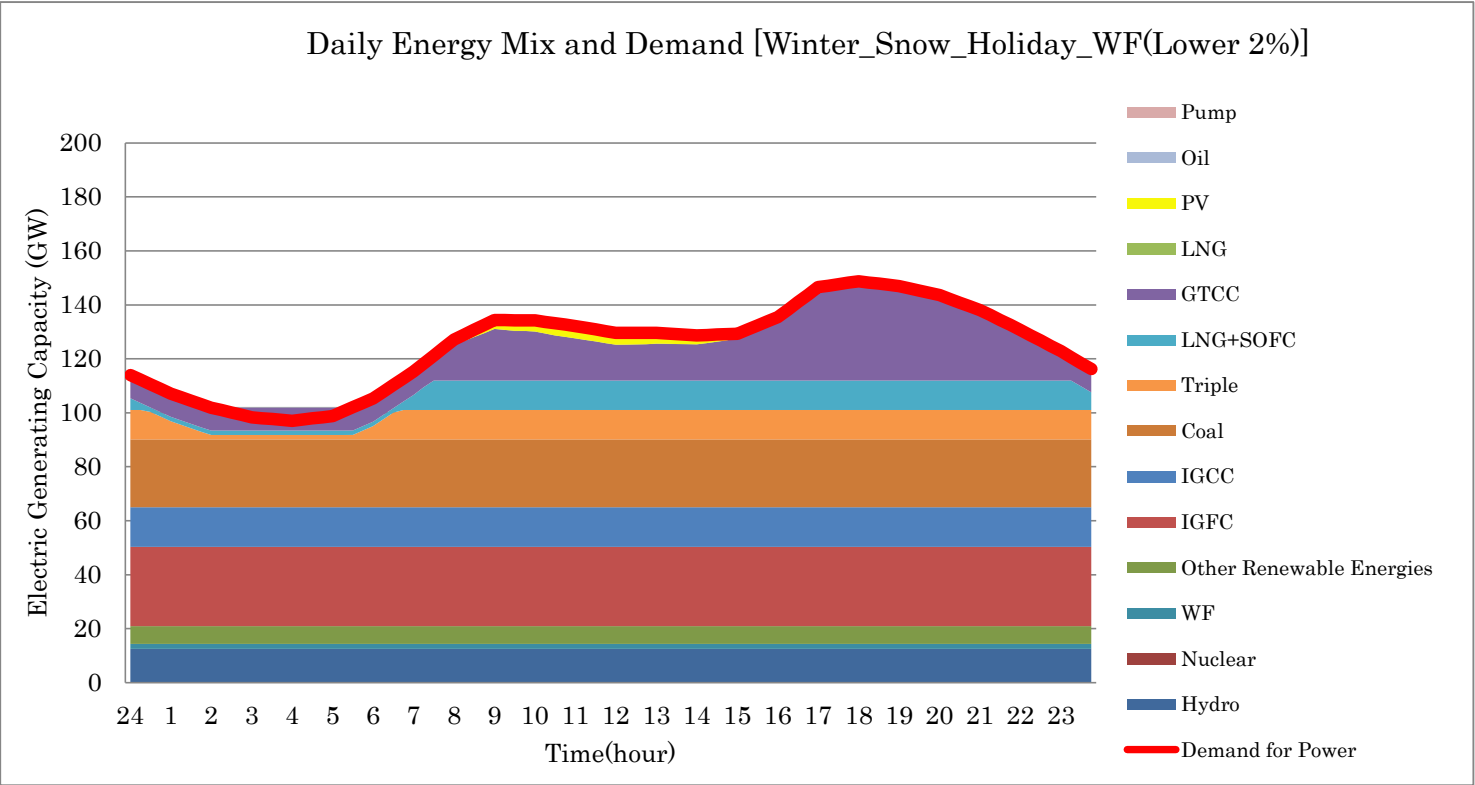


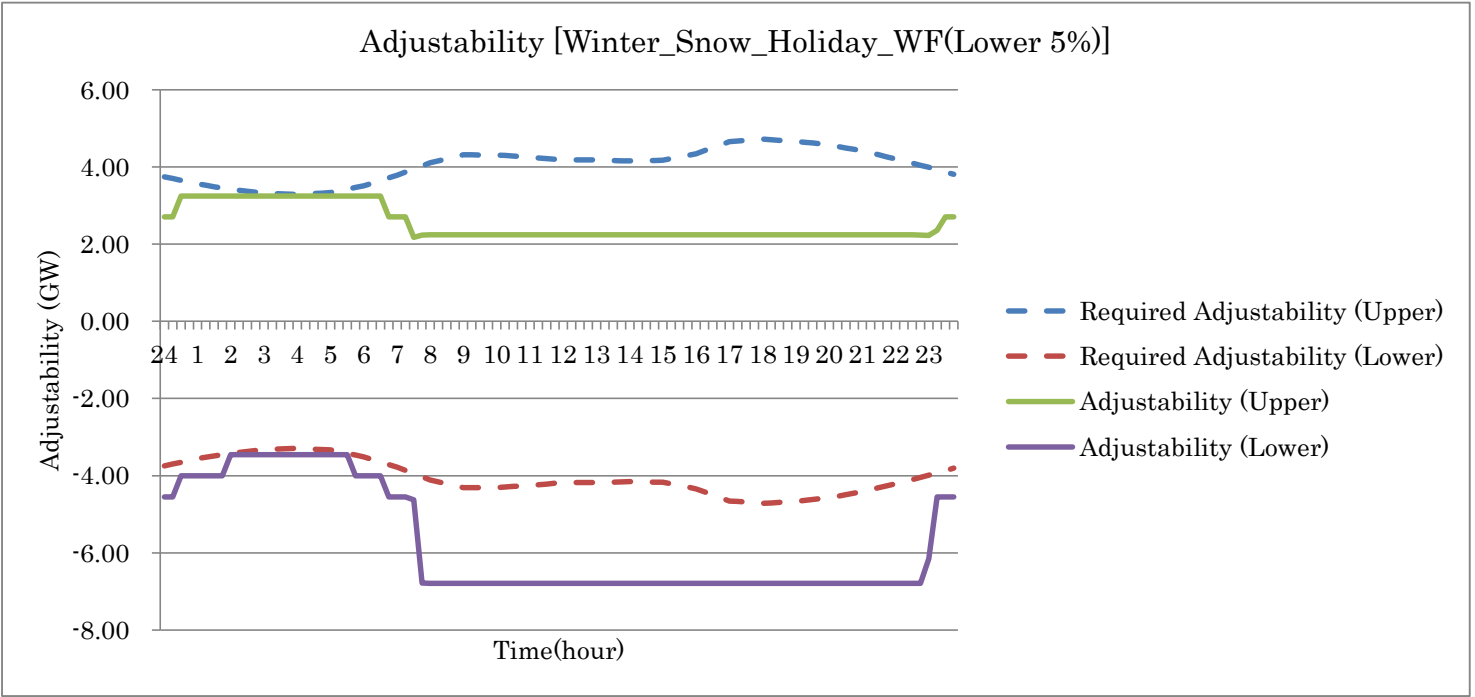
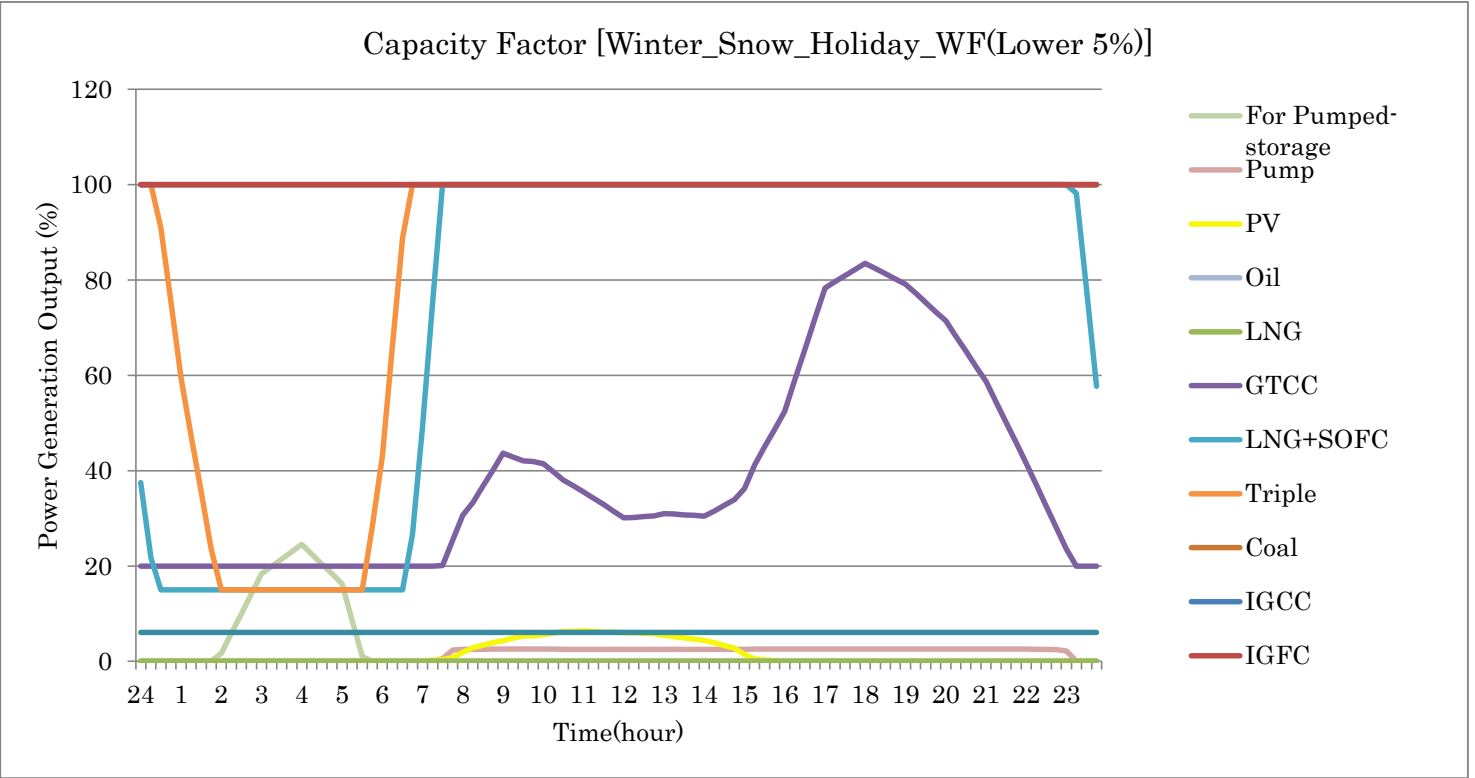
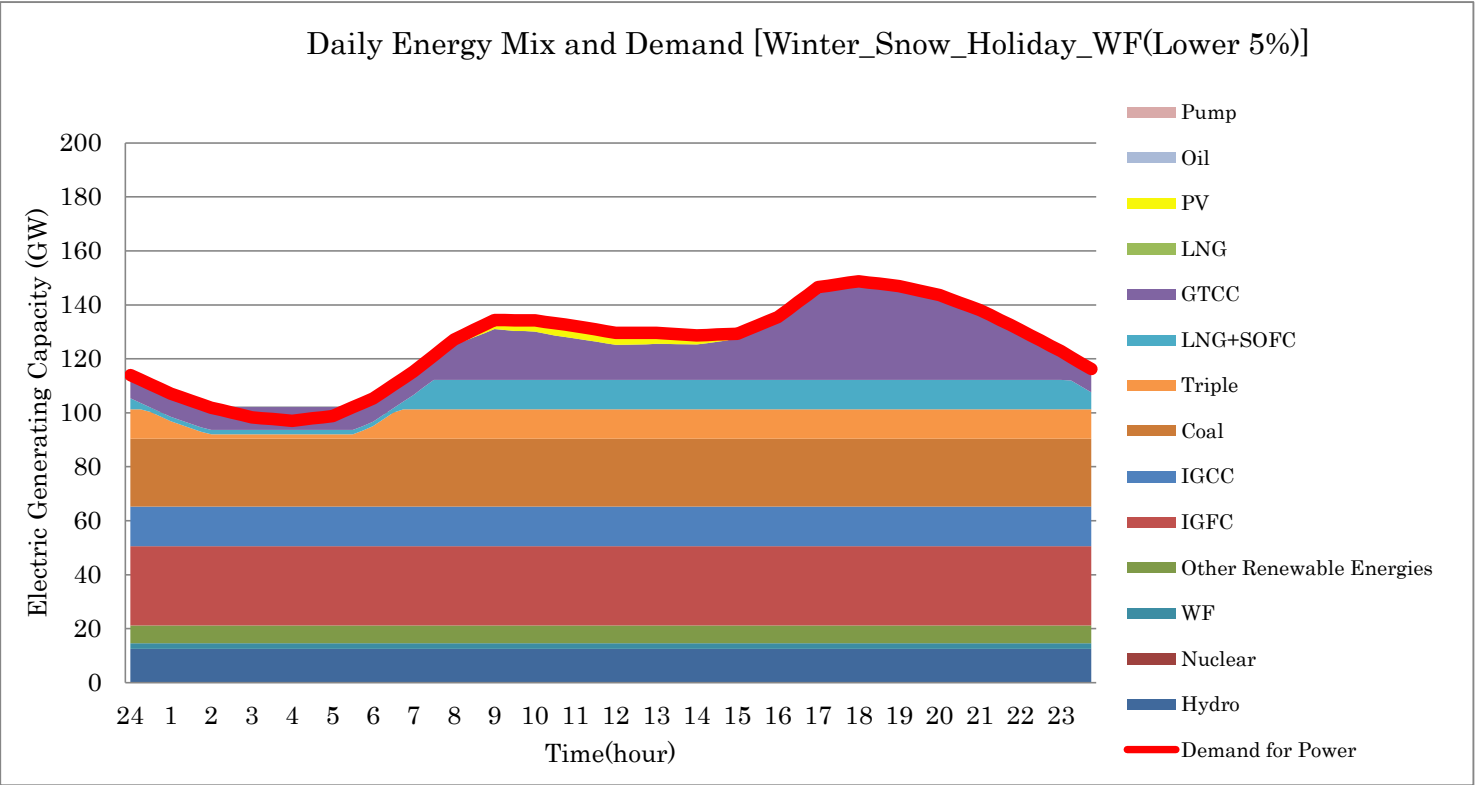


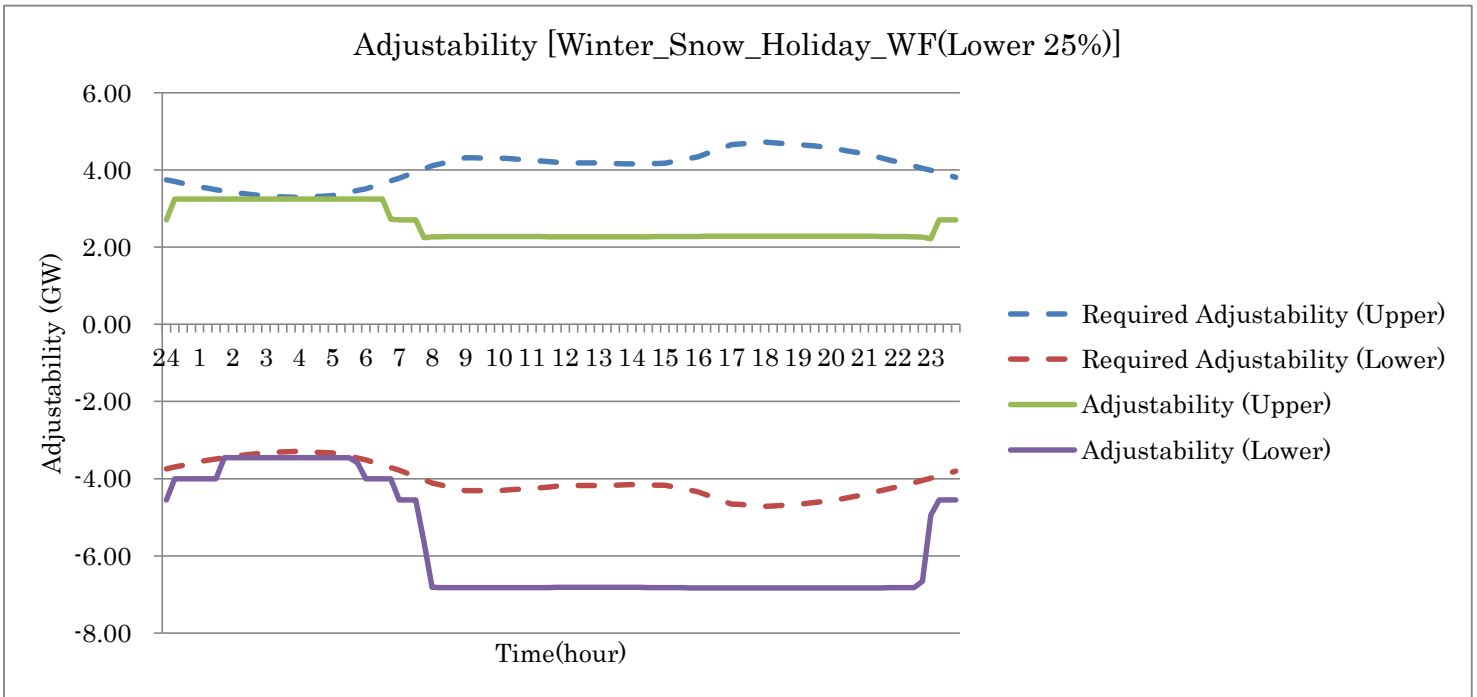
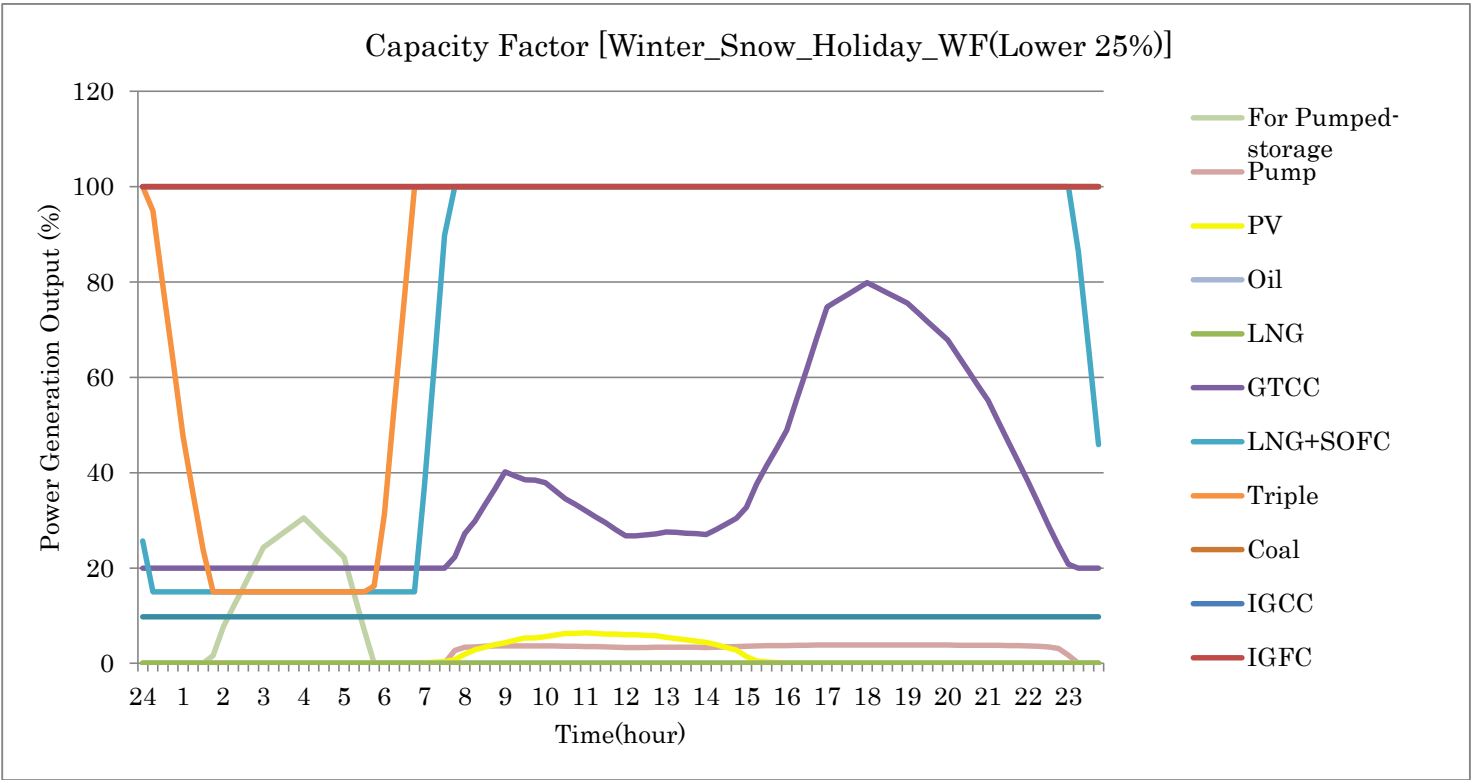
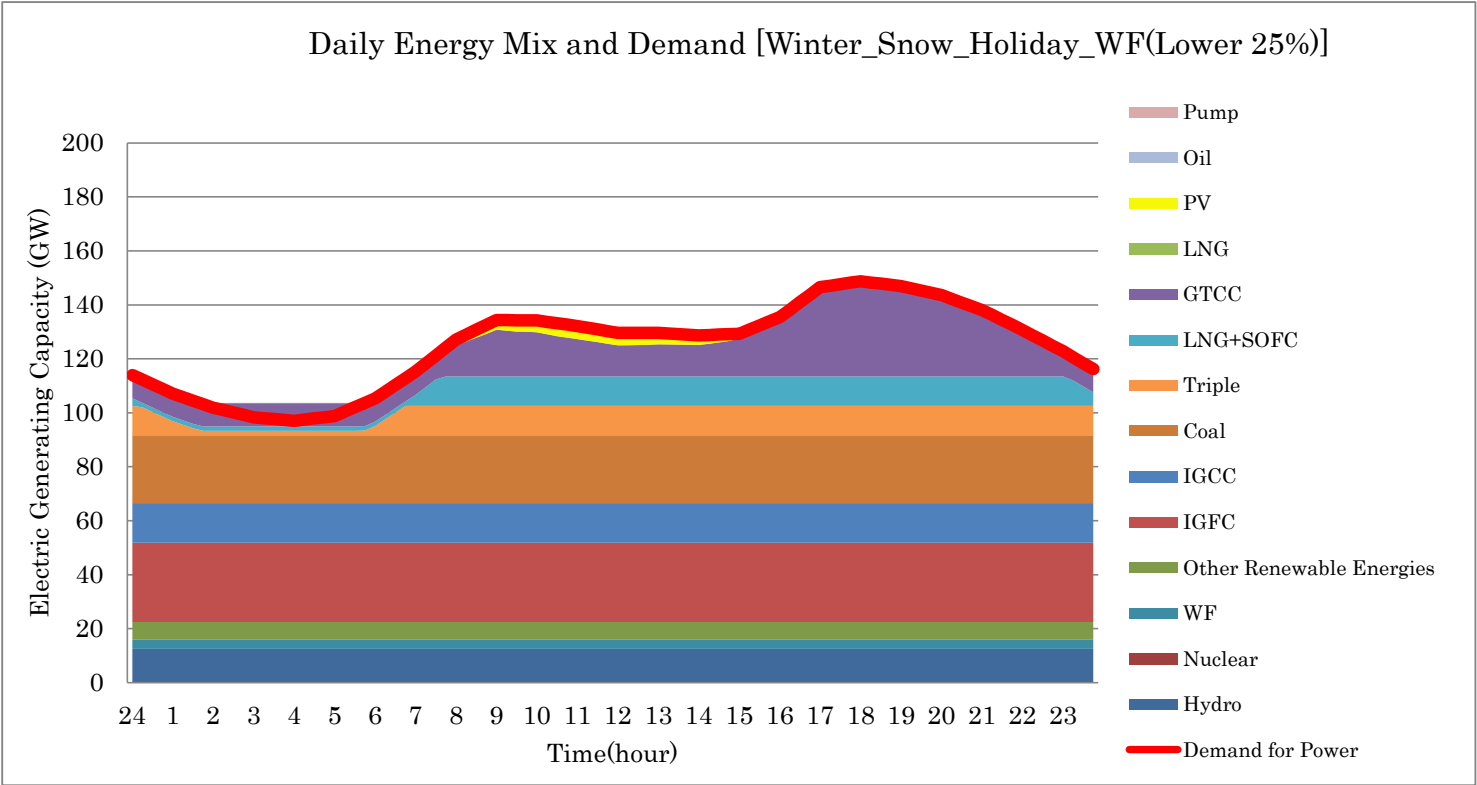


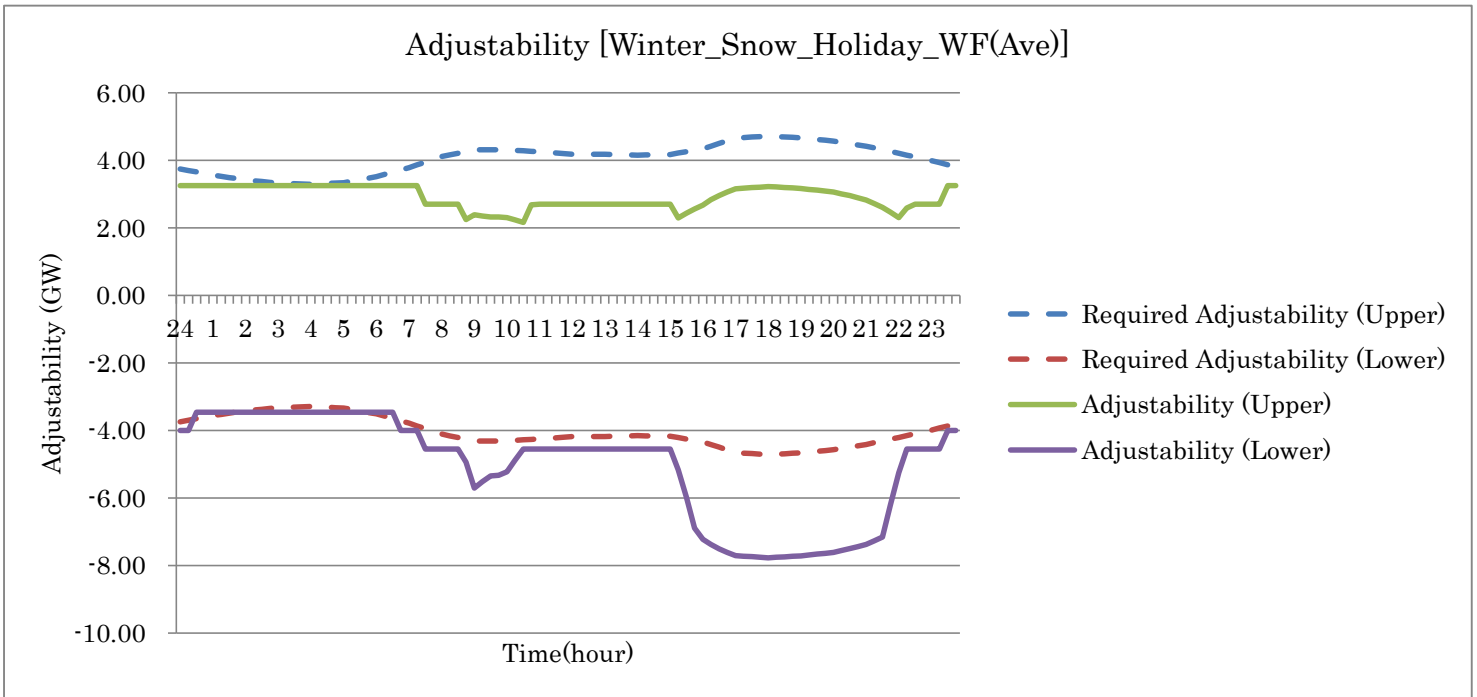
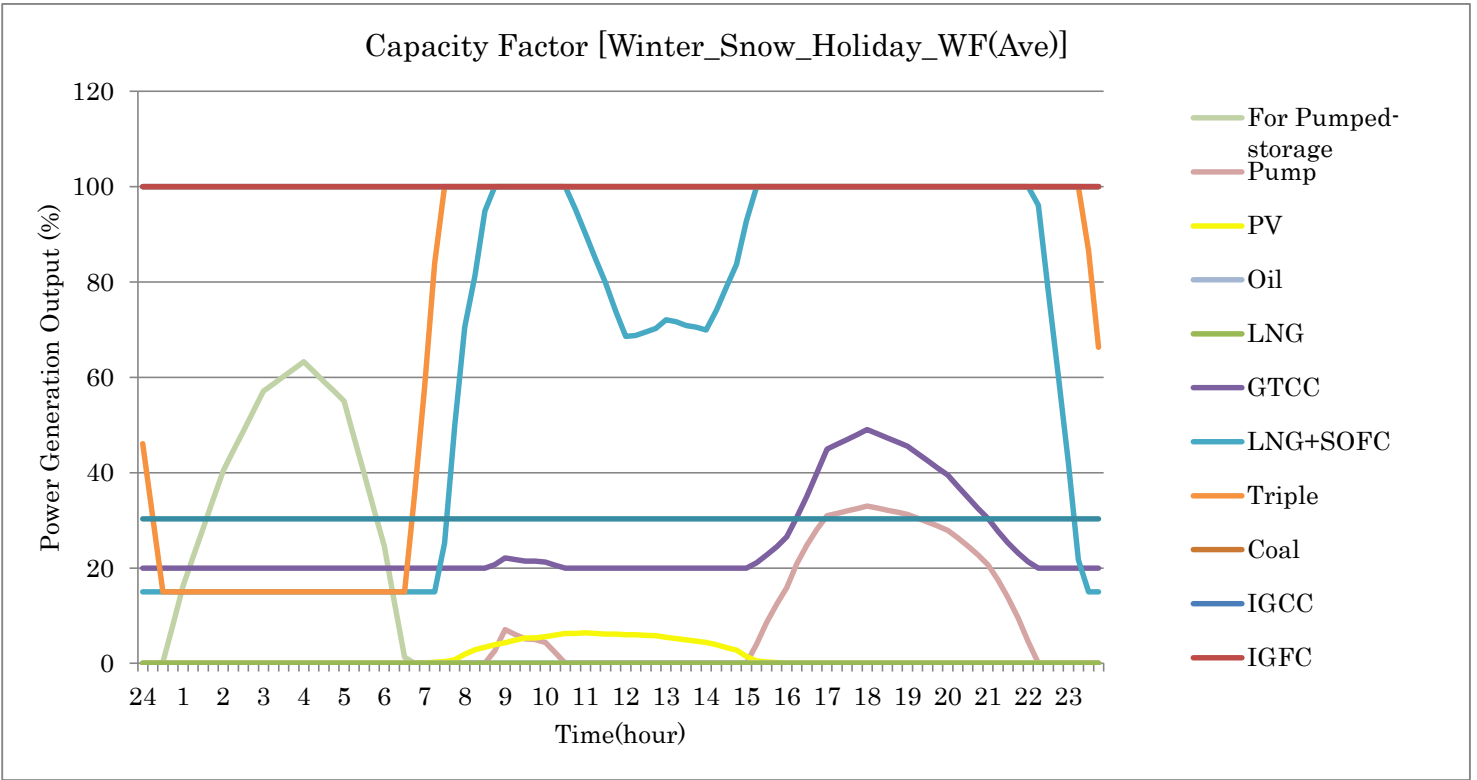
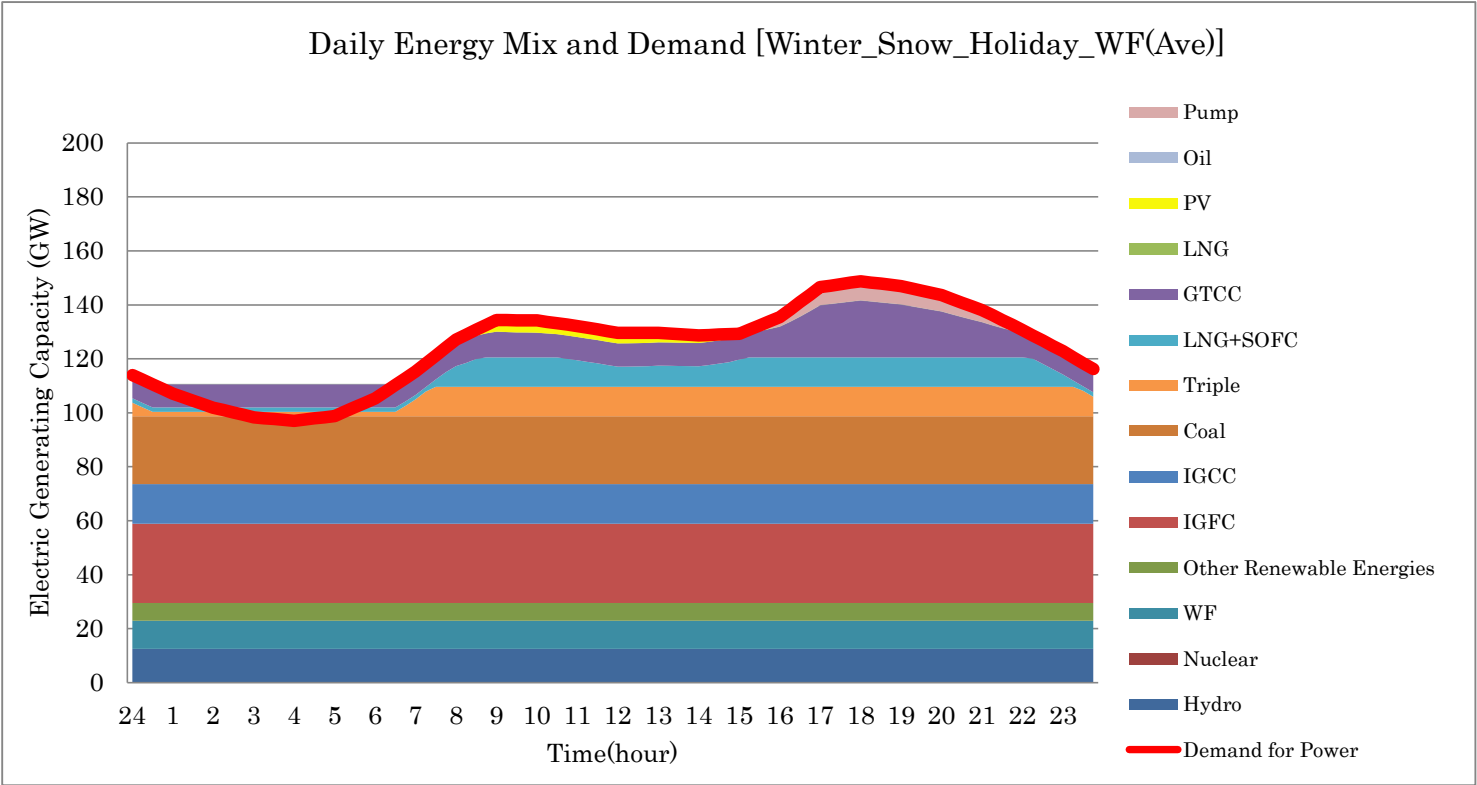


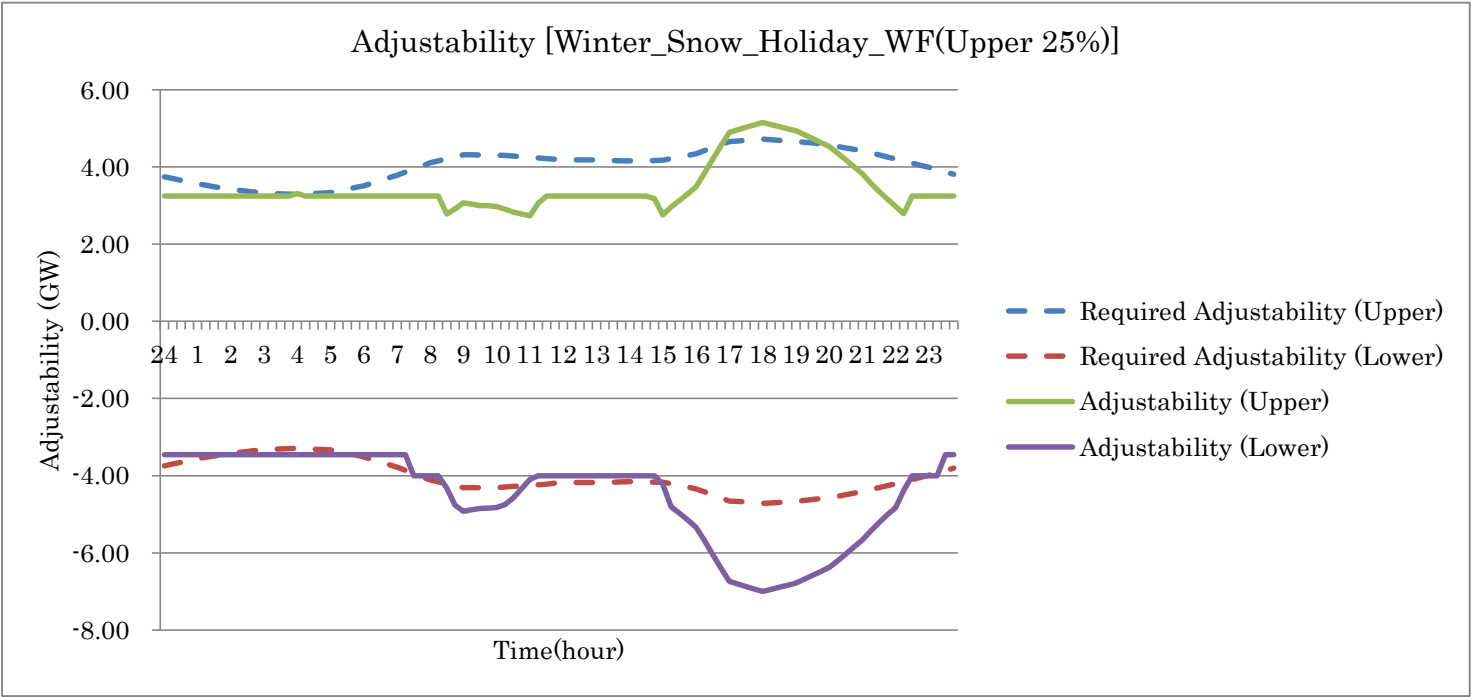
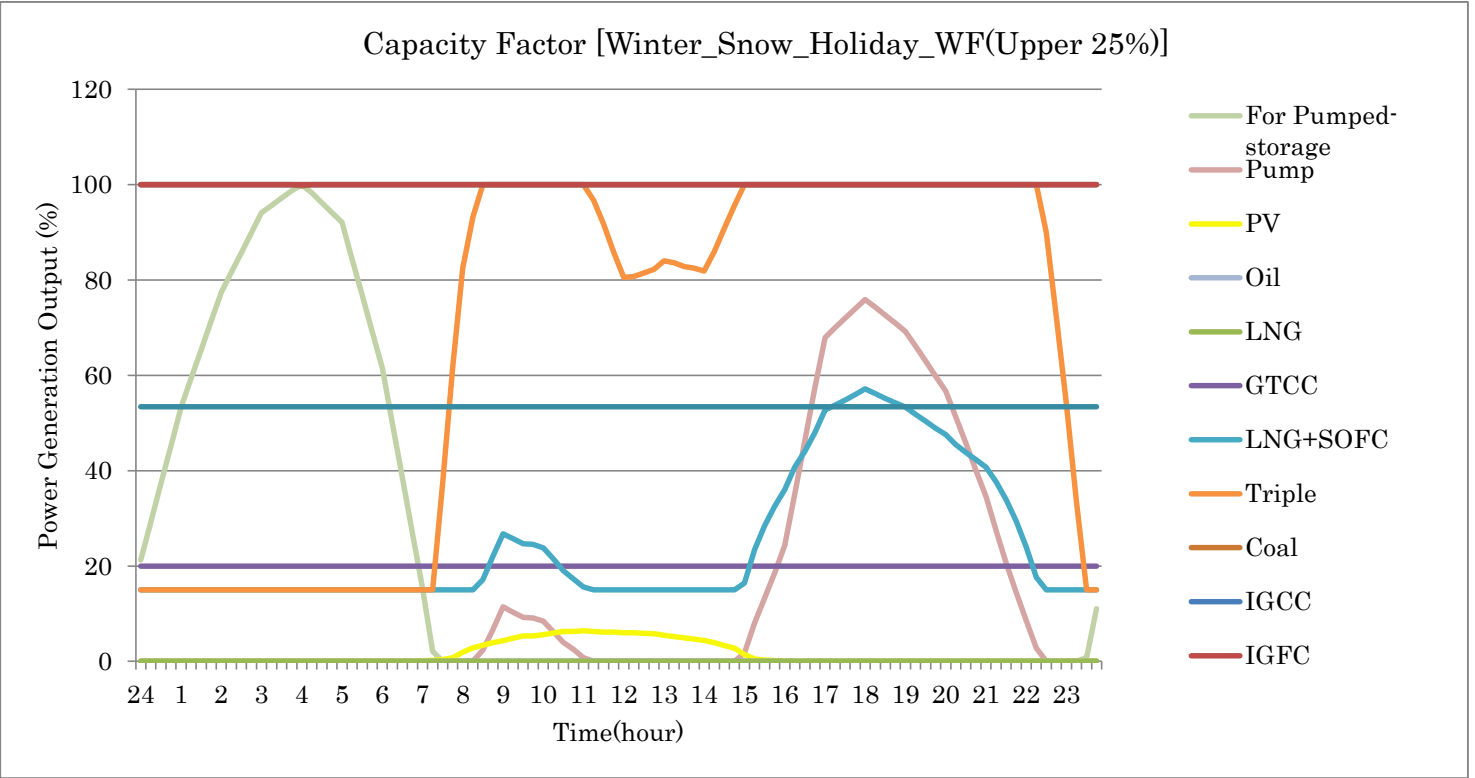
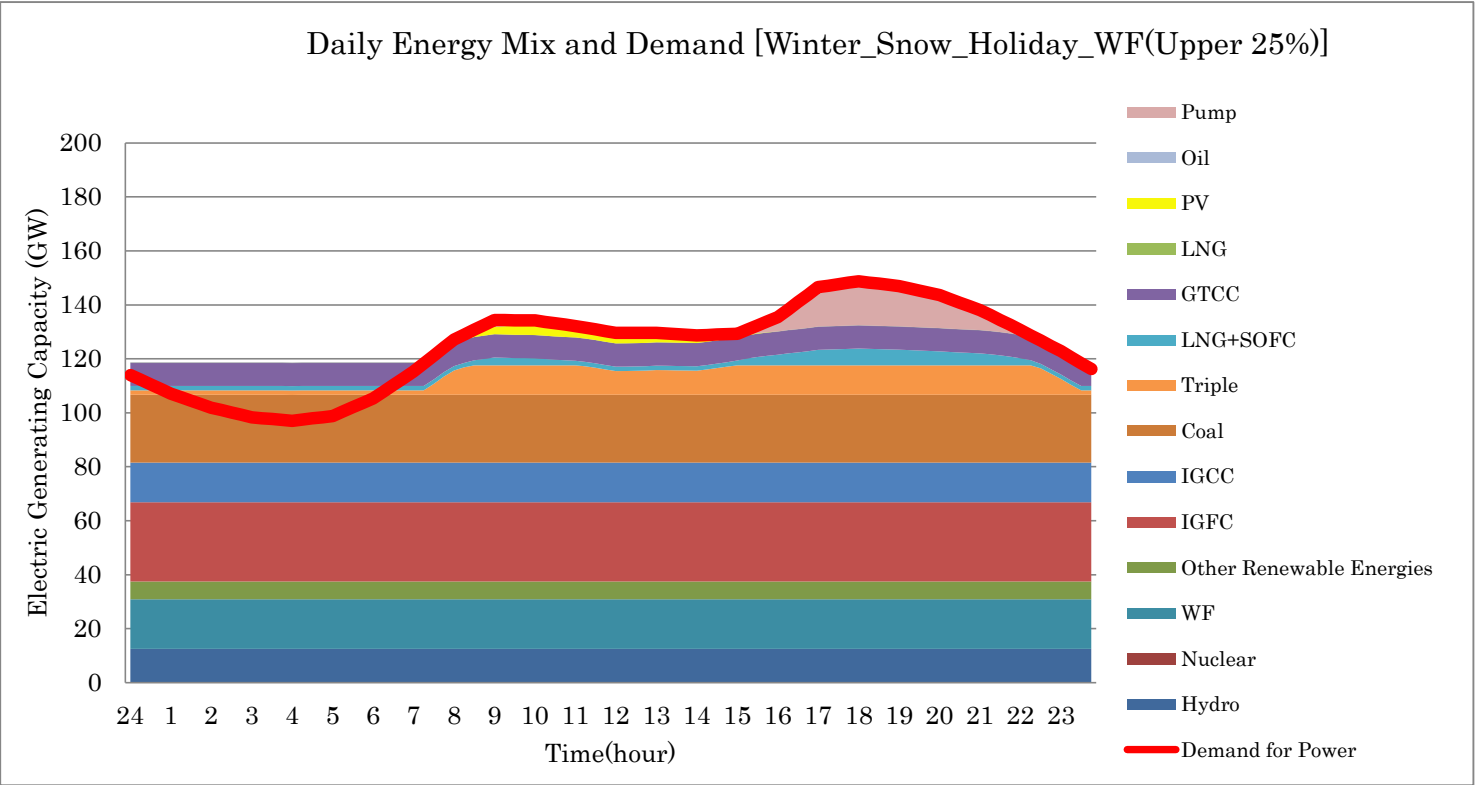


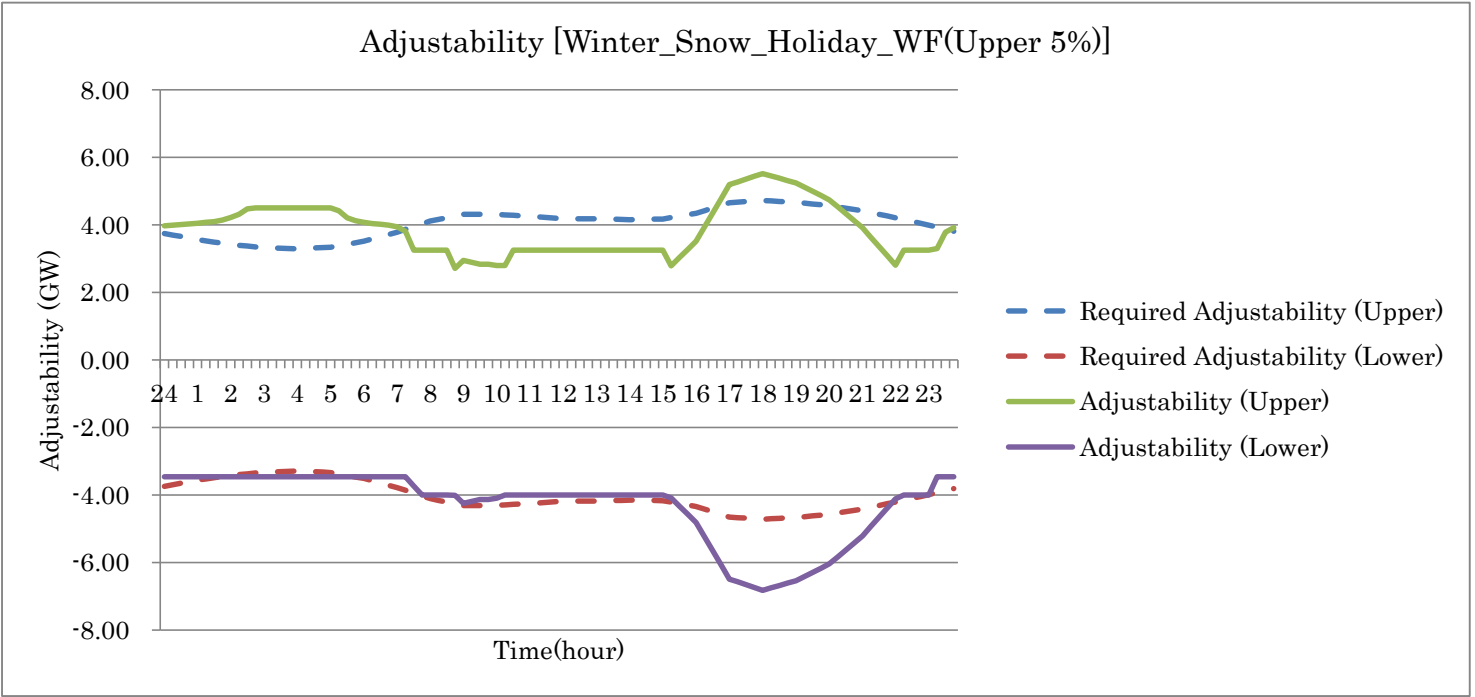
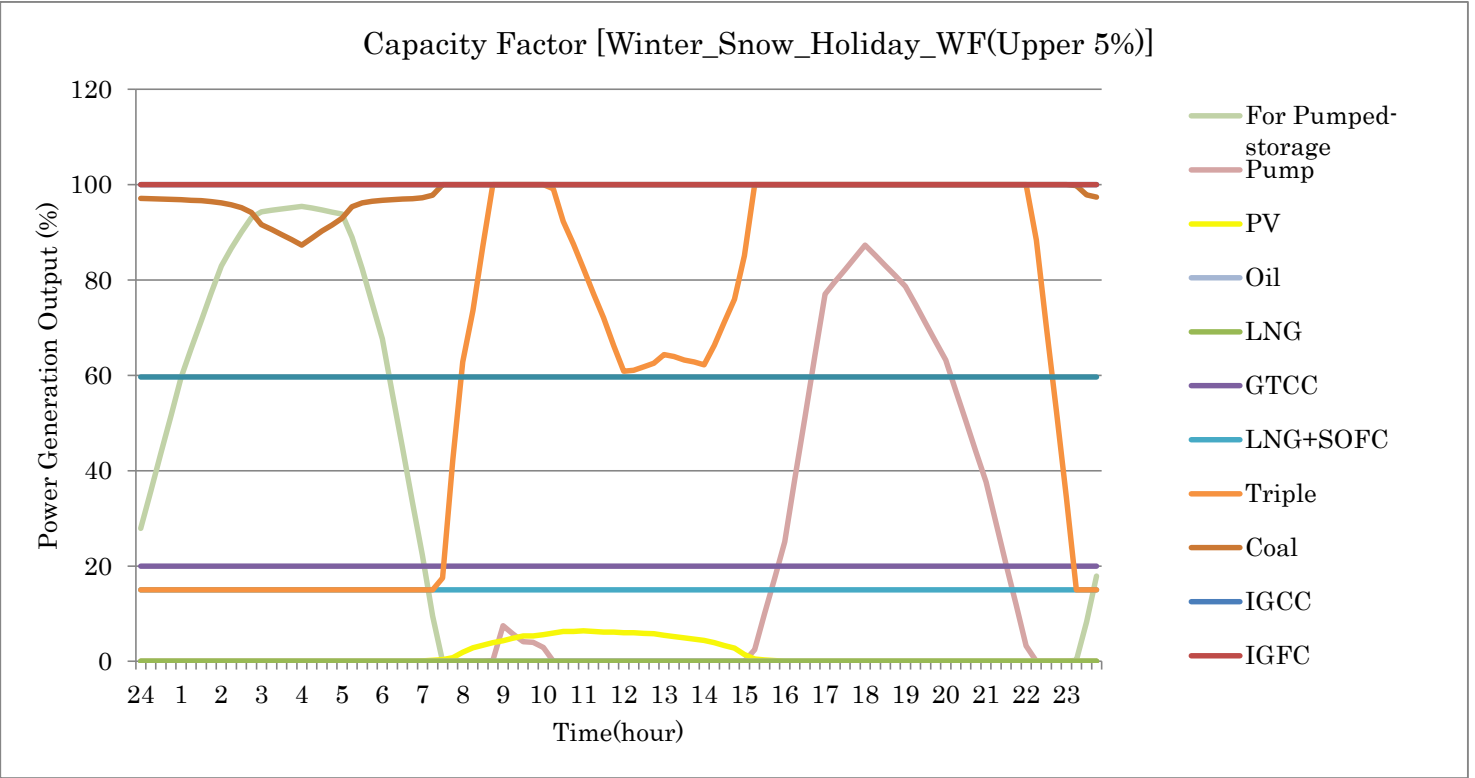
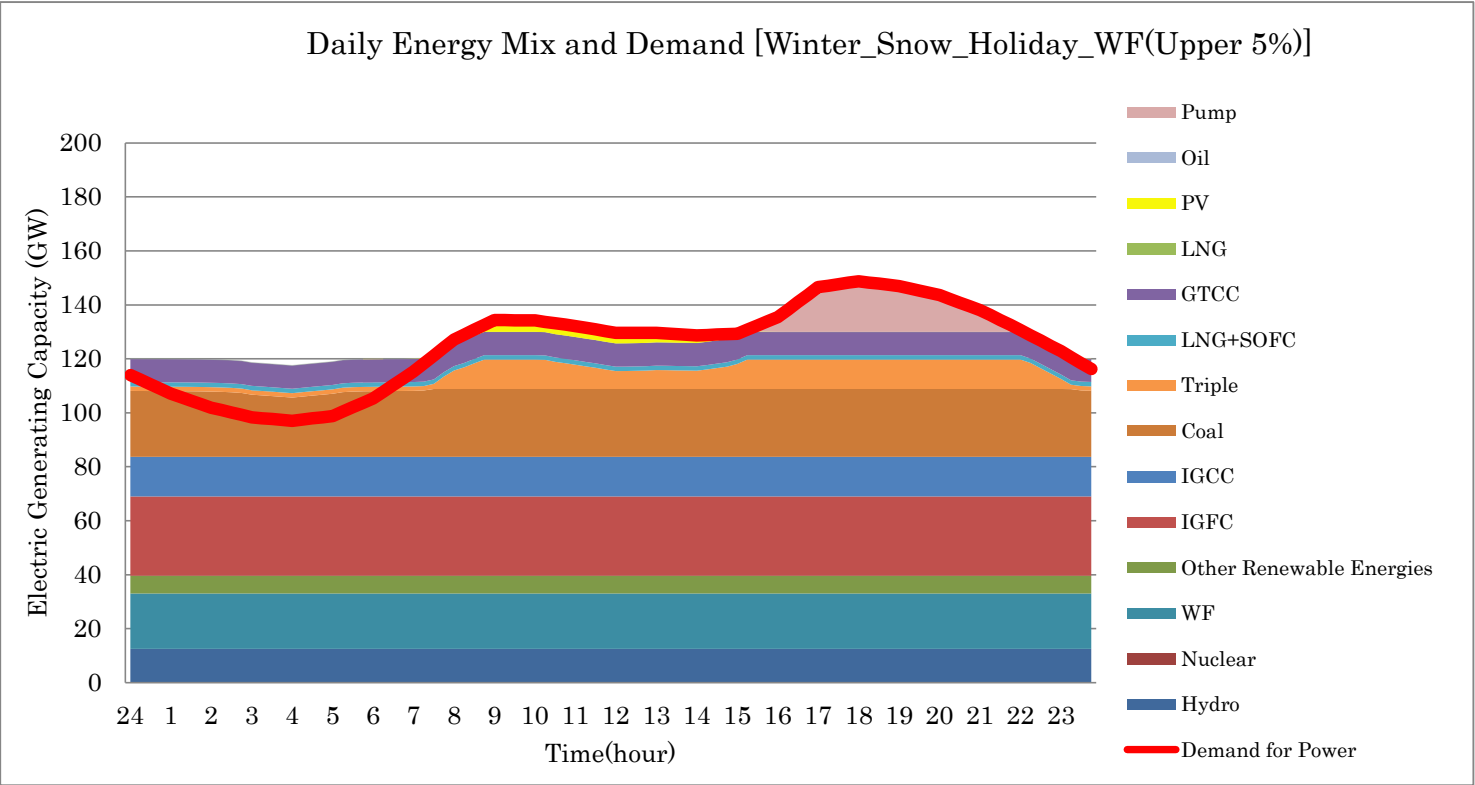


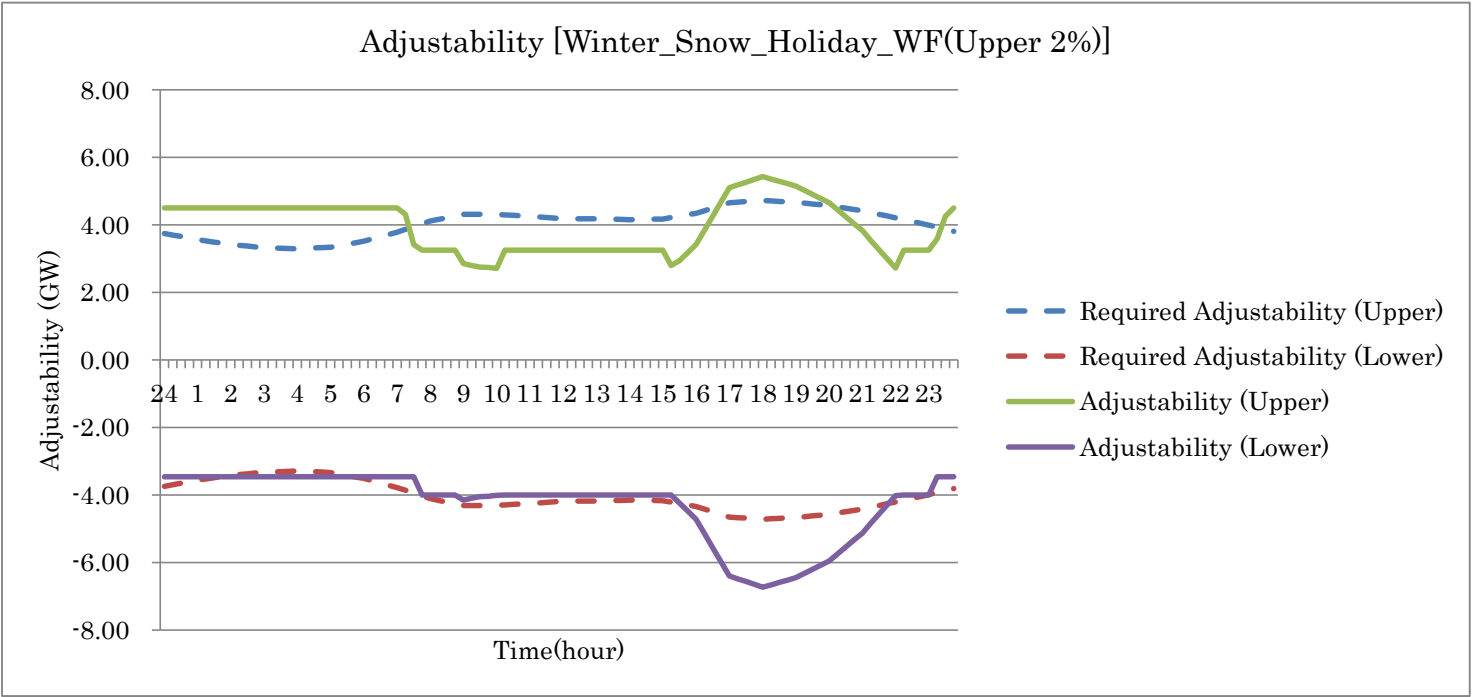
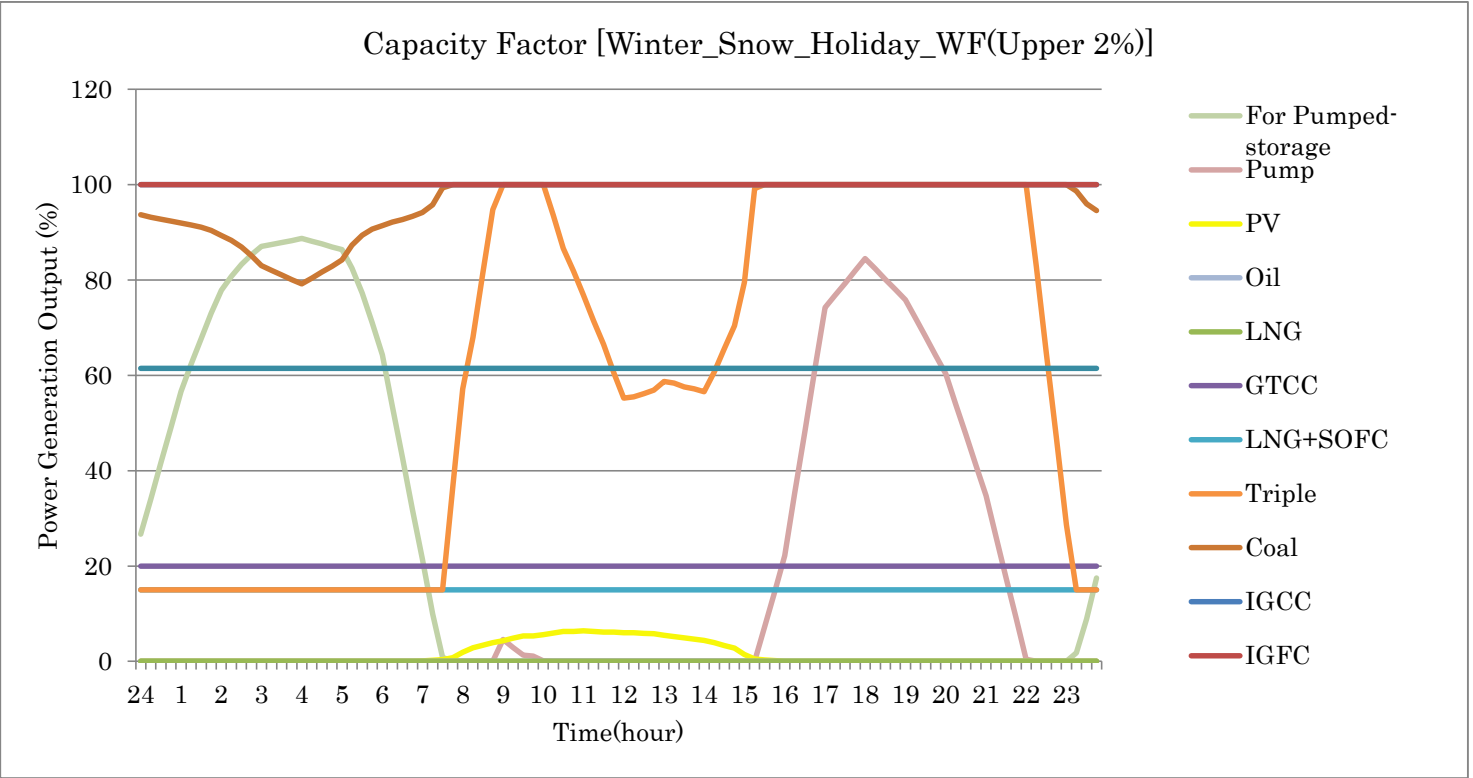
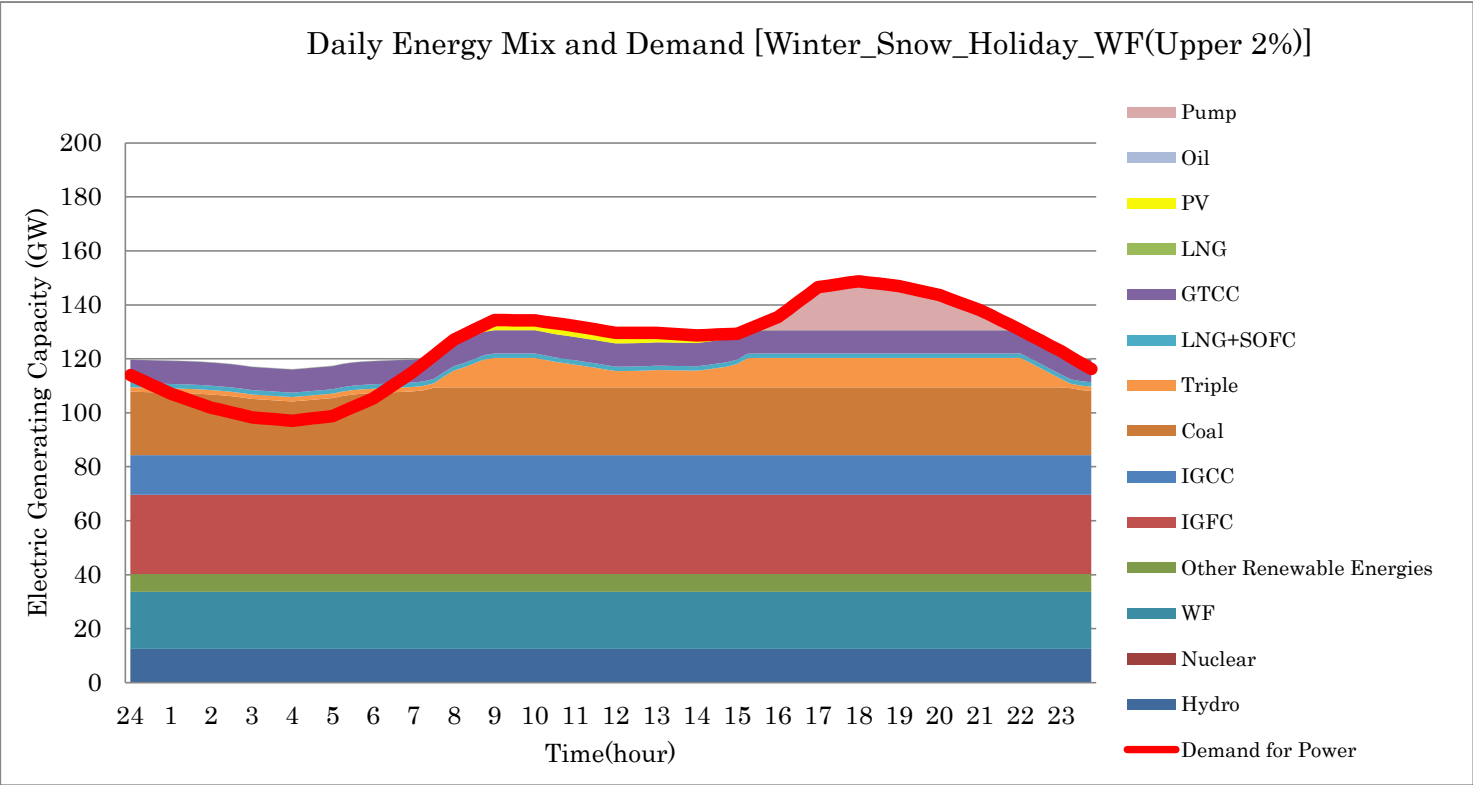












謝辞

本研究は、著者が強度・信頼性工学研究室在籍中に酒井信介教授・泉聡志准教授・原祥太郎特任講師のご指導の下で行ったものです。研究会や勉強会で本研究に対して貴重なご意見を頂き、また学生生活においても温かいご助言を頂き大変お世話になりました。

泉聡志准教授には学部時代より約 4 年間多方面に渡りご助言を頂きました。私の NPO での課外活動や、研究課題の決定などに対しても私の意志を尊重してくださり、ありがとうございました。同じく田中展助教にも学部時代よりお世話になり、より私たち学生に近い立場で接して頂き、時には研究に対して、時には学生生活に対して様々なご意見を頂きました。また、卒業論文においても勉強会など多大なる御協力を頂きありがとうございました。

原祥太郎特任講師には本研究課題を始めた当初より全般的なご助言を頂き、また東京大学生産技術研究所との連携などにおいて大変お世話になりました。東京電力・三菱重工関連の見学会など与えて頂いた機会は、私の知識見聞を広げる貴重な機会となりました。担当学生ではない私に何から何までご指導頂き、心より御礼申し上げます。

東京大学生産技術研究所の橋本彰特任教授にはお忙しい中、本研究の方針に関わるところから、計算データの結果確認など細かい部分まで多岐に渡ってご助言を頂きとても感謝しております。三菱重工関連の見学会などの貴重な機会につないで頂いた点でも大変お世話になりました。また、お酒の席も何度もご一緒させて頂き、その場でも様々なご助言を頂き、非常に勉強になりました。

同じく東京大学生産技術研究所の桐山毅様にはご自身も博士論文執筆のお忙しい中、長期に渡ってお世話になりました。本研究において始まりから終わりまで最もお時間を頂いてお力添えを頂きました。桐山様にはご自身の需給運用の現場でのご経験から的確なアドバイスを常に頂いており、桐山様の御協力無しには本論文が完成することはありませんでした。また、研究に関する御協力に加え、東京電力関連の各発電所・中央給電指令所・三菱重工長崎研究所などの見学も常にアレンジをして頂きありがとうございました。本研究に欠かせない豊富な知識を得るきっかけとなったのはもちろんですが、実際に自分自身が本研究により主体的に取り組める機会ともなりました。

共同研究企業として御協力頂いた東京電力の赤木康之様・矢中信吾様にもこの場を借りて御礼申し上げます。お二方ともお忙しい中、毎月長時間の打ち合わせに来て頂き、シミュレーションをブラッシュアップするための設定条件の細かなから、研究方針に関するものまで幅広いご助言を頂きました。共同研究先の企業の方にこれ程バックアッ

ブを頂けた自分は，とても恵まれた環境で研究ができたと思っております．

最後に同研究室の所属学生，特に同期の皆様には学生生活を送る上で大変お世話に成りました．皆様と共に過ごした研究室での日々は一生の思い出になると思っております．

以上，ここに重ねて厚く謝意を表し，本研究論文の謝辞とさせていただきます．

平成 25 年 2 月 7 日 高尾康太

以上

p.1~p.307完

平成 25 年 2 月 7 日提出

116199 高尾康太