

電力需給運用・周波数制御の長時間シミュレーション システムの開発

石丸 将愛*¹ 加藤 元太*²

Development of a Long Term Simulation System for Automatic Generation Control and Operation

by

Masachika ISHIMARU*¹ and Genta KATO*²

(Received on Sep. 29, 2017 and accepted on Nov. 9, 2017)

Abstract

Renewable energy sources have been introduced in power systems since the feed-in tariff (FIT) was adopted. Especially, photovoltaic (PV) power has been widely installed in western Japan, causing a surplus of power that increases the frequency of the power system.

Power companies maintain the frequency deviation of their power systems within ± 0.2 Hz. However, the surplus power from PV generation disturbs the operation and stability of frequency. Therefore, power companies suppress the disturbance by increasing or decreasing the output of the generators. This control is called load frequency control (LFC). Automatic generation control means controlling the power capacities of many generators by using LFC.

A standard power system model for automatic generation operation and control was published by the Institute of Electrical Engineers of Japan (IEEJ). The standard model, called IEEJ AGC 30, is an interconnected power system model. The power system in the interconnected power system model has 30 generators, including oil, coal, LNG, GTCC, and pumped storage hydropower plants.

In this study, an expanded IEEJ AGC 30 model has been developed which can simulate for 24 hours. The system includes unit commitment planning.

Keywords: automatic generation control, load frequency control, long-term simulation, IEEJ AGC 30 model, unit commitment

1. まえがき

近年,再生可能エネルギーの電力系統への導入が進んでいる.この背景には,再生可能エネルギーの買い取り制度(FIT)の影響が大きいと言える.我が国ではとりわけ,太陽光発電の導入が西日本で加速している.九州の電力会社の管内では,好天候に恵まれた日には管内の電力需要に比して,大量の太陽光発電電力が得られ,余剰電力として持て余してしまう事例 (Fig. 1 参照) が報告されている¹⁾.

電力会社は,瞬時,瞬時で需要量と見合うだけの電力を発電している.この発電量と需要量のバランスが崩れると,その影響がしわ寄せとなって周波数の増減に現れる.周波数は,西日本は 60 [Hz] (東日本は 50 [Hz]) で運用されており,電力会社は,基準周波数からの偏差を 0.2 [Hz]以内に取り込むことを目標に,日夜,発電量の調整を行っている.このような状況において,太陽光発電が余剰電力を発生させた場合,周波数の上昇という形

で電力系統の運用面に悪影響を及ぼす^{2,3)}.通常,電力会社は,需要の変動に備えて予め発電機の発電力に余裕を持たせて運転している.これは LFC (Load Frequency Control) 容量と呼ばれるが,太陽光発電からの余剰電力分を,この LFC 容量で吸収する事態となっており,本来の需要の変動に備える目的が阻害されている.さらには,前述の九州の例のように,大量の太陽光発電が連系された場合には,この LFC 容量でも対応ができなくなる.このような状況に対する対応策として,揚水発電所を活用して昼間に揚水することで余剰電力を吸収し,且つ LFC 容量も確保すること⁴⁾が提案されている.本研究では,再生可能エネルギーの大量連系と LFC 容量の確保についてシミュレーションが可能な,長時間シミュレーションシステムの開発を目的としている.

LFC は,十数分~二十分のオーダーでの制御であり,需要の変動と発電機群の出力との差を埋め合わせることで,周波数を維持する制御である.また, Fig.1 にも示したように,需要は数時間で大きく変動するため,LFC とは別に,発電機の経済的な出力調整 (Economic Load

*1 工学部電気電子工学科専任講師

*2 工学部電気電子工科学部学生

Dispatch :ELD) が行われる。これは数十分以上のオーダーの制御と言える。そのため、需給運用シミュレーションは、発電機の起動・停止 (Unit Commitment : UC) も含めた数時間から終日、数日に及ぶものまで様々である。一方、LFC は、発電機のガバナフリー運転と共に周波数制御であり、秒～分オーダーの制御である。そのため、数時間のスパンで ELD や UC を考慮しながら、LFC 制御を施し、秒オーダーの現象を解析することは困難であった^[5]。

数時間の現象を秒オーダーで解析したいというニーズに応えるため、電力需給と周波数を解析するための標準モデル(IEEJ AGC 30 model)⁶⁾ が開発された。この標準モデルは、各電力会社や発電事業者、研究期間等からアンケートをとり、幅広いニーズに応えるよう開発されている。

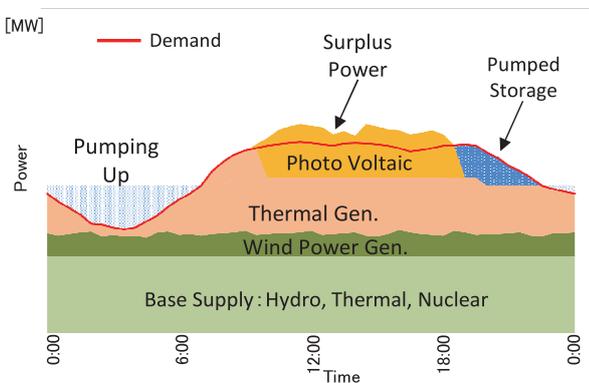


Fig. 1 Demand Curve & Surplus Power from PV.

IEEJ AGC 30 model は、自系統と他系統からなる、連系系統として模擬されている。この連系系統を制御する制御方式として、定周波数制御 (Flat Frequency Control : FFC) と周波数偏倚連系線電力制御 (Tie Line Bias Control : TBC) が選択できる。自系統は、石炭・石油・LNG といった汽力発電所と GTCC 発電、揚水発電機 (定速/可変速) が設定されており、これらで 30 機の発電機が採用されている。加えて、流れ込み水力や原子力発電を想定したベース電源も用意されている。シミュレーションのためのデータとして、24 時間の需要データと太陽光・風力の時系列データも標準モデルで提供されていることが、特筆すべき事項である。また、これらの発電機モデルおよび各種データがシミュレーションツールとして、MATLAB/Simulink のモデルで提供されている。このツールでは、計算所要時間等を考慮して、数時間 (3 時間まで) のシミュレーションを推奨している。

本研究では、太陽光発電と揚水発電さらには貯水池の週間運用りまでを念頭に置くと、さらに長時間のシミュレーションが必要となるため、上記のシミュレーションツールを使用せず、C++ で IEEJ AGC 30 model を作成し、FFC を採用した単独系統モデルを開発した。このモデル系統では、負荷周波数制御(LFC)だけでなく、経済負荷配分(ELD)および発電機の起動・停止計画も組み込み、長時間 (24 時間) のシミュレーションシステムとした。そのため、需給ミスマッチから生じる周波数変

動を秒オーダーでシミュレーションすることが可能である。また、これまで計画値として使用されていた LFC 容量をシミュレーション結果で時系列値として計算することが可能となった。

2. IEEJ AGC 30 model と開発モデル

2.1 電気学会標準モデル (IEEJ AGC30model)

自然変動電源が大量に導入されることを受け、電力系統では、周波数の変動や調整力不足が懸念されてきている。このような課題を研究するための共通基盤として開発されたのが、電気学会標準モデル (IEEJ AGC 30 model) である。

IEEJ AGC 30 model では、需給・周波数シミュレーションを実施するため、発電プラントモデル、需給・周波数調整を行う LFC・ELD モデル、さらには需給インバランスから周波数変動を算出する慣性モデルから構成されている。火力機は、燃料種別によって周波数制御に対する応答特性が異なるため、燃料種別毎にプラントモデルが提供されている。

また、この標準モデルは、実測データの取得が困難な電力需要や太陽光発電、風力発電の時系列データも標準データとして提供されている。さらには、ユーザフレンドリーなツールである MATLAB/Simulink で作成されたモデルデータも提供されている。

2.2 長時間シミュレーションモデル

本研究では、IEEJ AGC 30 model をベースに、今後の研究展望にも応えられるモデルを開発した。具体的には、標準モデルが推奨している「シミュレーション期間：3 時間」を大幅に超える「シミュレーション時間：24 時間」を目標にしている。そのため、電気学会から提供されている MATLAB/Simulink でのモデルデータを使用せず、C++ ですべてを作成した。これにより、拡張性が高まり、長時間シミュレーションにも対応できると考えたからである。また、標準モデルでは連系線でつながれた連系系統が実装されており、LFC として TBC も試算できるよう開発されているが、本研究ではまず、単独系統での検証を行うため、連系系統にはせず、単独系統の FFC での開発を優先した。Fig.2 に、本研究で開発した長時間シミュレーションシステムの概要を示した。

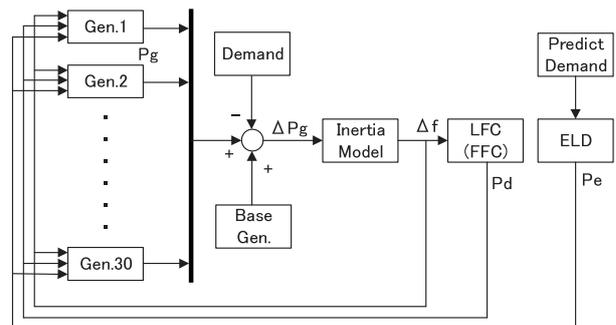


Fig. 2 Developed model of Automatic Generation Operation.

図2の需給運用・周波数シミュレーションでは,対象とする時間スパンが異なる制御が3種類混在している.すなわち,LFCとELDおよび発電機のガバナフリー運転である.これらは,需要の変動に対して周波数を一定に保つ制御であるが,対象とする需要の変動の周期によって役割分担がなされている. Fig.3に,需要の変動周期とそれらが生じさせる周波数変動を抑制する制御の分担を示した.

本研究では,ELDによる制御量の更新は,5分毎に行っている.ELDは,期間ごとに等入法に基づいて経済負荷配分計算を施し,発電機への出力指令値を作成している.発電機は,この指令値に追従するように出力を増加/減少させることとなる.

LFCは,5秒毎に,後述するLFCブロック(FFCモデル)を解き,LFC機として指定されている発電機に対して,前述の指令値に上乘せする形で,LFC調整量を負担させる.

ガバナフリー運転は,発電機の调速機(ガバナ)による回転数制御である.これは,発電機の燃料種別によって応答特性が異なる. Fig.4~7に,IEEJ AGC 30 modelに採用されている発電機プラントモデルを示した(汽力発電モデル(Fig.4)およびGTCCモデル(Fig.5)は,最終ページに記載した).可変速揚水機は,発電時(Fig.7-1)と揚水時(Fig.7-2)のモデルが別々に用意されている.これらのモデルは数値解析により,刻み幅0.10[sec.]で解かれているため,制御効果は秒オーダーでの周波数制御である.

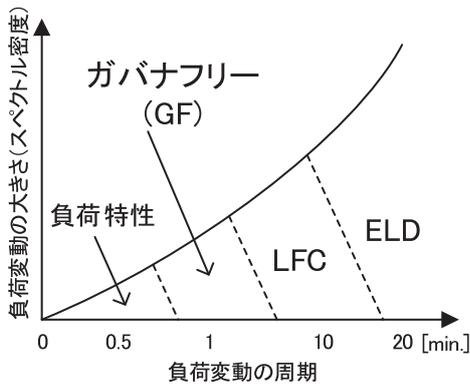


Fig. 3 Roles of Frequency Control.

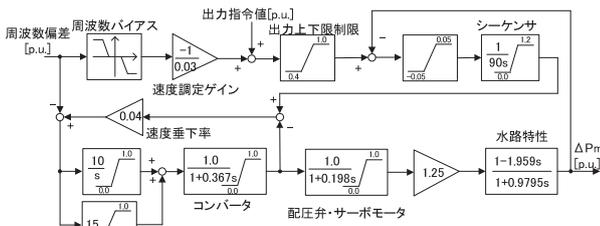


Fig. 6 Block Diagram of Pumped Storage Hydro Power Generator Model.

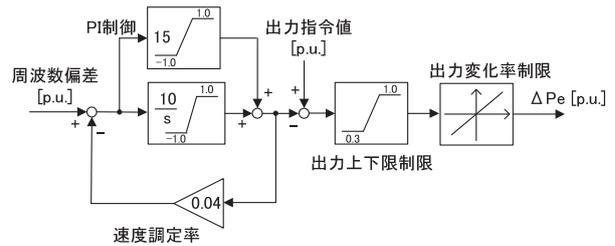


Fig. 7-1 Block Diagram of Doubly-Fed Type Pumped Storage Hydro Power Generator Model.

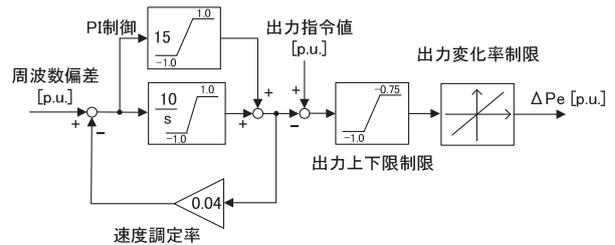


Fig. 7-2 Block Diagram of Pumping Up Motor Model.

2.3 負荷周波数制御 (Load Frequency Control)

需要と供給のバランスが崩れると,系統の周波数にその影響が現れる.したがって,電力系統では,需要の増減に合わせて発電機の出力を調整する制御が行われている.これを負荷周波数制御(LFC)という.LFCには,系統の周波数を一定に保つことのみを目的とした FFC と,対象を連系系統とし,その連系線を流れる潮流を一定に保つよう発電力を調整する TBC がある.通常,電力系統は他の系統と連系して運用されるため,連系系統のうちの系統容量の比較的小さい方の系統が TBC を採用し,系統容量の大きい方が FFC を採用するのが一般的である.

本研究では,単独系統でのシミュレーションを想定しているため,LFCの方式としてFFCを採用した.以下に,FFCのブロック線図を示した(Fig.8).

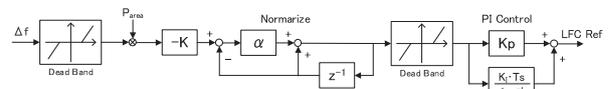


Fig. 8 Load Frequency Control Model (Flat Frequency Control).

3. 需給運用・周波数制御シミュレーション

3.1 IEEJ AGC 30 model の解析例題

本研究で開発したシステムの妥当性を検証するため,IEEJ AGC 30 model との比較を行った.標準モデルでは,4つの解析例題が公開されており,この例題のうちのベースケースとされている重負荷期のケースと同じシミュレーションを行った.重負荷期とは,一日の電力需要のうち,最大値が現れる13:00~16:00までの3時間としている.

3.2 高需要期の需給・周波数シミュレーション結果

本研究で開発したシステムは単独システムとしているため、連系システムでかつ、TBC を採用しているベースケース結果とは多少異なるものの、検証の目的である各種発電機の動作と LFC 指令および発電機出力指令値の作成など、シミュレーションシステムの機能としては、IEEJ AGC 30 model と同等の機能を有していることが確認できた。シミュレーションに使用した需要曲線(: NET)と負荷予測値(: Predict 発電計画段階で使用した予測需要に予測誤差をゲタ分として加算) および EDC 目標値(: EDC)を Fig.9 に、周波数偏差[Hz]を Fig.10 に示した。また、発電機を代表して、出力調整を分担している石油機を Fig.10 に、同じく石油で LFC 容量も分担している石油機を Fig.11 に示した。これにより、需要の変動に応じて発電機が出力を調整していることおよび指令値に追従して運転していることが確認できた。また、LFC 機に指定されている発電機は、LFC 指令も含めた出力指令値に追従するため、周波数が大きく変動した期間には、指令値に LFC 指令分が加えられていることが確認できた(Fig.12)。

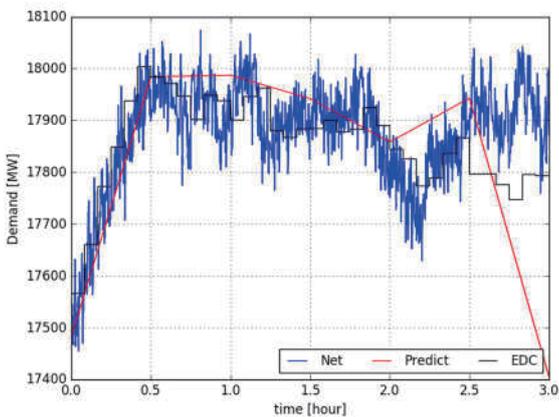


Fig. 9 Net Demand and Predict Value of Demand.

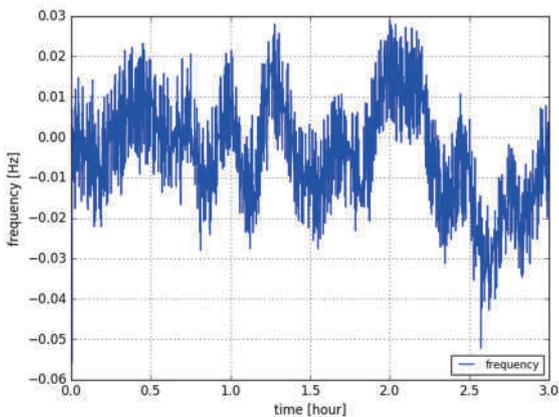


Fig. 10 Frequency Deviation.

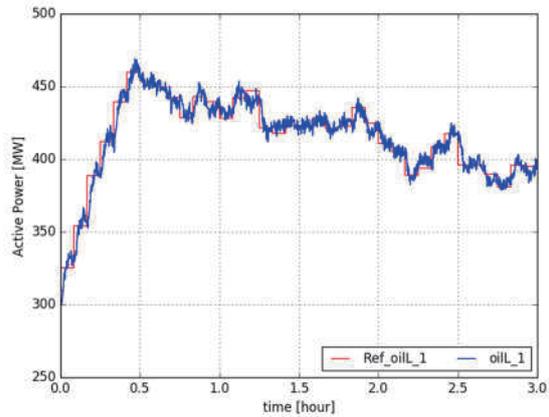


Fig. 11 Generator output & Reference Signal (Oil Plant).

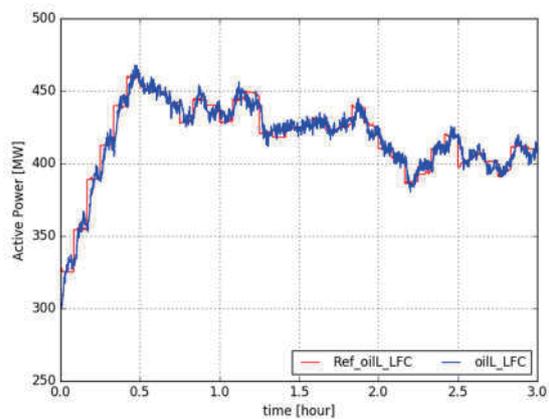


Fig. 12 Generator output & Reference Signal with LFC (Oil Plant).

4. 発電機起動・停止計画

4.1 発電機の起動停止計画 (Unit Commitment)

電力需要は Fig.1 に示したように、24 時間のうちでも大きく変動している。たとえば、深夜から朝方にかけては需要が大きく減少するため、発電機は出力を大幅に下げなければならない。すべての発電機を下限值で運転しても需要値を上回ってしまう場合には、発電機を停止する必要がある。

一方、朝から正午にかけては、電力需要が大きく伸びる時間帯であり、最低出力から最大出力まで出力を増加させる発電機も出てくる。また、深夜時間帯に停止していた発電機も起動させる必要がある。このように、一日のうちで起動/停止を繰り返す発電機を DSS (Daily Start and Shutdown) 機と呼ぶ。さらには、停止期間に制約条件もあり、停止後すぐには起動できないため、最小停止時間が設けられている。このような制約条件を満たしながら、電力需要を賄いつつ、起動/停止にかかるコストや燃料費を抑えるような起動停止計画を作成することを発電機の起動停止計画 (Unit Commitment : UC) という。

4.2 開発システムの起動停止計画手法

IEEJ AGC 30 model は,起動停止計画まではその解析対象としていない.したがって,標準モデルのデータを極力使用し,大きくかけ離れた結果を出さない簡易的な手法を開発した.

詳細な発電機の起動停止計画では,発電機の固定費および可変費(主に燃料費)と起動および停止にかかるコスト等を基に,組み合わせ最適化等により費用最小となる解を求める.また,簡易的な手法として,固定費と可変費を利用率で表し,負荷持続曲線に照らして発電機の稼働時間を決めるスクリーニング法等がある.しかしながら,標準モデルではこのような固定費,可変費等はデータとして設定されておらず,利用率も設定されていない.そのため,本モデルでは,標準モデルを参考に,燃料費関数の係数から等増分燃料費[¥/kWh]を計算し,この等増分燃料費の安い順に起動されていくと仮定して,需要値まで発電機を積み上げていく起動計画を作成した.

また,起動停止にかかるコストも入手できないため,標準モデルにある最小運転時間および最小停止時間制約を満たすことで,コスト制約は同時に満足されるものと仮定し,起動停止計画を作成した.提案手法のフローチャートをFig.13に示した.

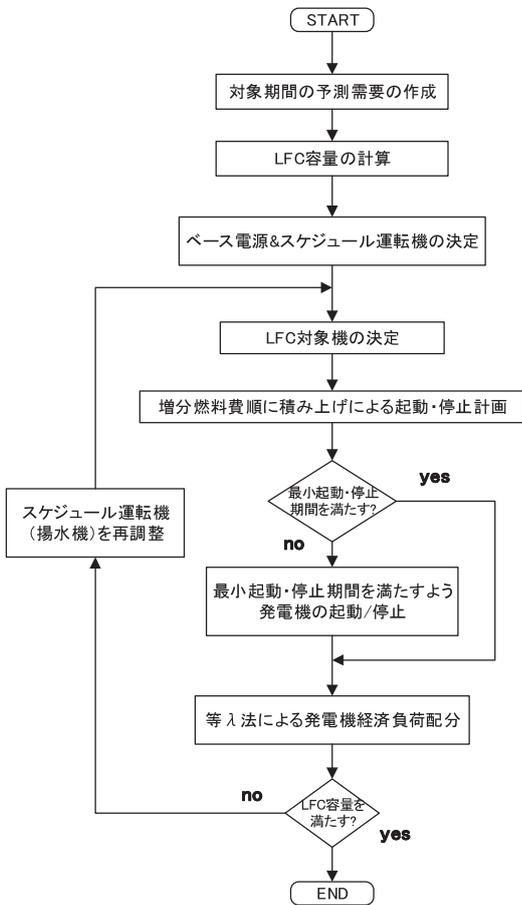


Fig. 13 Flowchart of Unit Commitment.

4.3 起動停止計画結果

IEEJ AGC 30 model を使用した 24 時間の発電機起動停止結果をFig.14に示した.

深夜時間帯において,石油,LNG, GTCC 機をすべて停止としても発電力が需要を上回ってしまうため,揚水機を揚水側で起動(くみ上げ)することで,需要とのバランスを取らせる結果となった.また,LFC 容量(とりわけ,下げ代側)が確保できなかったため,石炭機を夜間については LFC 対象機とすることで,下げ代を確保した.これにより,24 時間の供給計画をたてることができた.

また,高需要時間帯(前述の IEEJ AGC 30 model のベースケース)は,本手法で計算した結果と一致することを確認した.これにより,標準モデルとしての枠組みから大きく逸脱してはいないと言える.

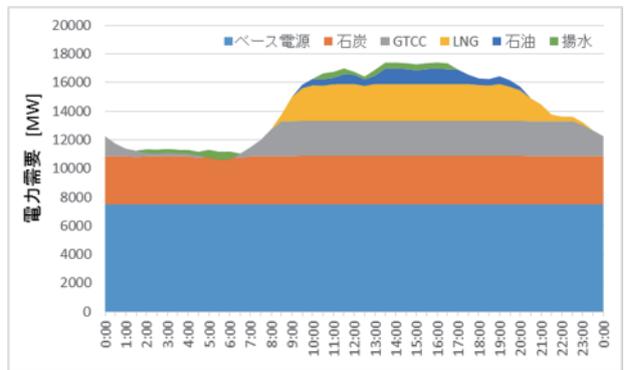


Fig. 14 Demand Curve & Generation in Planning Phase.

5. 需給運用・周波数制御の長時間シミュレーション

5.1 発電機の長時間シミュレーション

前述の発電機起動停止計画を含めて,24 時間のシミュレーションを行った.高需要期のシミュレーションでは,シミュレーション途中で起動もしくは停止する発電機は存在しなかったが,長時間シミュレーションでは,石油,LNG,GTCC 機が起動/停止をすることとなる.

5.2 発電機起動操作と停止操作

Fig.4~7 に示した発電機モデルには,出力値に上下限が設定されている.そのため,発電機の停止のように,その下限値よりも出力を下げることは,これらの発電機モデルでは不可能である.そのため,開発モデルでは,発電機の起動操作中および停止操作中は特別な運転とした.

発電機起動/停止計画断面は,30分毎に更新される.発電機の起動では,その断面内に起動し,かつ,30分後の出力指令値まで出力を増加させるようにする.実際には,前述の出力下限値が設定されている影響で,起動(発電機モデルを求解)直後から,出力変化率の最大で下限値

まで出力を自動的に増加する.したがって,起動時には,発電機出力が下限値まで到達して以降の動きを司る,出力指令値の作成が重要となる.本モデルでは,次断面での出力指令値を ELD 制御回数(6回)で等分し,ELD 制御回毎に階段状に指令値を与えるようにした.これにより,出力下限値までは最大変化率で一気に出力を増加し,それ以降は,出力指令値にしたがって,次断面で要求されていた出力を出すことができる.

一方,停止の場合は,指令値を 0[MW]にしても追従できない発電機モデルになっている.そのため,運転状態から 0[MW]にまで出力を徐々に低下させる操作が必要になる.本モデルでは,30 分間で出力指令値を階段状に 0[MW]に下げようとした.発電機出力は,この指令値に従い,出力を低下させることになるが,発電機モデルの下限値で停滞することになる.そこで,発電機出力が下限値に到達した以降は,出力変化率の最大で 0[MW]まで出力低下させる特殊処理を施した.

5.3 発電機の起動と停止シミュレーション結果

24 時間のシミュレーションでは,朝方に多数の発電機が起動し,夜間になるにつれて,等増分燃料費関数の高い発電機(本モデルでは,石油機)から停止されていく. Fig.15 および Fig.16 に石油機の起動および停止時の指令値と実出力を示した.

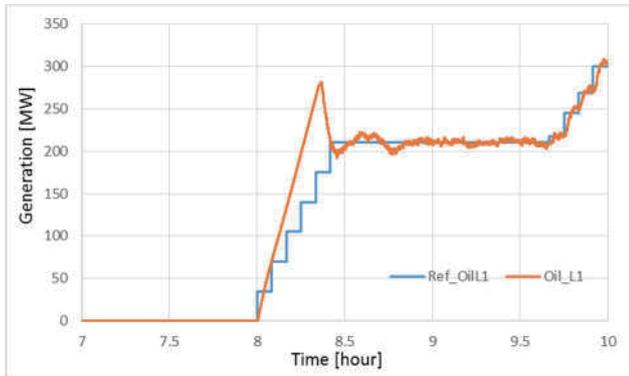


Fig. 15 Start Up of a Generator (Oil Plant).

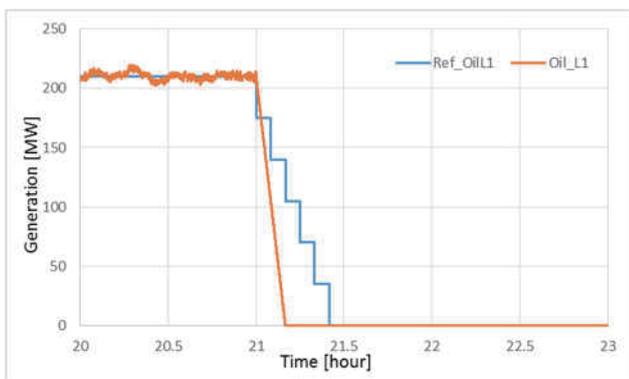


Fig. 16 Shutdown of a Generator (Oil Plant).

Fig.15では,発電機への指令値が計画断面である 30 分間で,段階的に起動もしくは停止の指令値が実装されている.そのため,次断面とも滑らかに継続されている.一方,実出力は,起動時にはオーバーシュートする結果となった.起動・停止ともに最大変化率で変化させることとしたため,上昇時は指令値の上昇よりも速い出力増加となり,発電機モデルの積分器に積算値が貯まっていたことが原因と考えられる.ただし,一端オーバーシュートした後は,発電機の制御にしたがって滑らかに次断面へ継続できている.

6. まとめ

電気学会標準モデル IEEJ AGC 30 model をベースに,24 時間の長時間シミュレーションが可能なシミュレーションシステムを開発した.開発したシステムは,負荷周波数制御(LFC)だけでなく,経済負荷配分(ELD)および発電機起動・停止計画(UC)が組み込まれている.そのため,需給ミスマッチから生じる周波数変動を秒オーダーでシミュレーションすることが可能である.また,これまで計画値として使用されていた LFC 容量⁵⁾をシミュレーション結果で時系列値として計算することが可能となった.

本システムは,需要変動を考慮した 24 時間のシミュレーションが可能であるため,1 週間の長時間シミュレーションシステムとしても容易に拡張できる.今後の展望としては,揚水発電の昼間揚水を実施した場合の貯水池の週間運用⁷⁾へ適用することが考えられる.

参考文献

- 1) 未来の電気エネルギーシステムに向けて電気学会が果たす役割,横山明彦,電気学会誌,Vol. 137, No.7, pp. 404-409 (2017).
- 2) 太陽光発電大量導入時の電力系統への影響,小林広武,電気学会誌,Vol.137. No.4, pp. 212-215 (2017).
- 3) 需給運用・周波数調整への影響緩和技術,八田啓行,電気学会誌,Vol.137. No.4, pp. 224-227 (2017).
- 4) 総合資源エネルギー調査会,各社接続可能量(2015年度算定値)の算定結果,省エネルギー・新エネルギー分科会 新エネルギー小委員会 系統ワーキンググループ(第7回)配布資料 10-1.
- 5) 相原良太,横山明彦:「太陽光発電大量導入時における時間断面毎の最適な運転予備力を考慮した揚水発電所の最適週間運用計画」,電気学会論文誌 B, Vol.135, No. 3, pp.86-94 (2015).
- 6) 電力需給・周波数シミュレーションの標準解析モデル,電力需給解析モデル標準化調査専門委員会編,電気学会技術報告第 1386 号,2016 年 12 月.
- 7) ファジィ推論を適用した揚水発電所の週間運用策定手法の開発,石丸将愛,平子修二,東海大学紀要工学部,Vol.55, No.2, pp. 15-22 (2015).

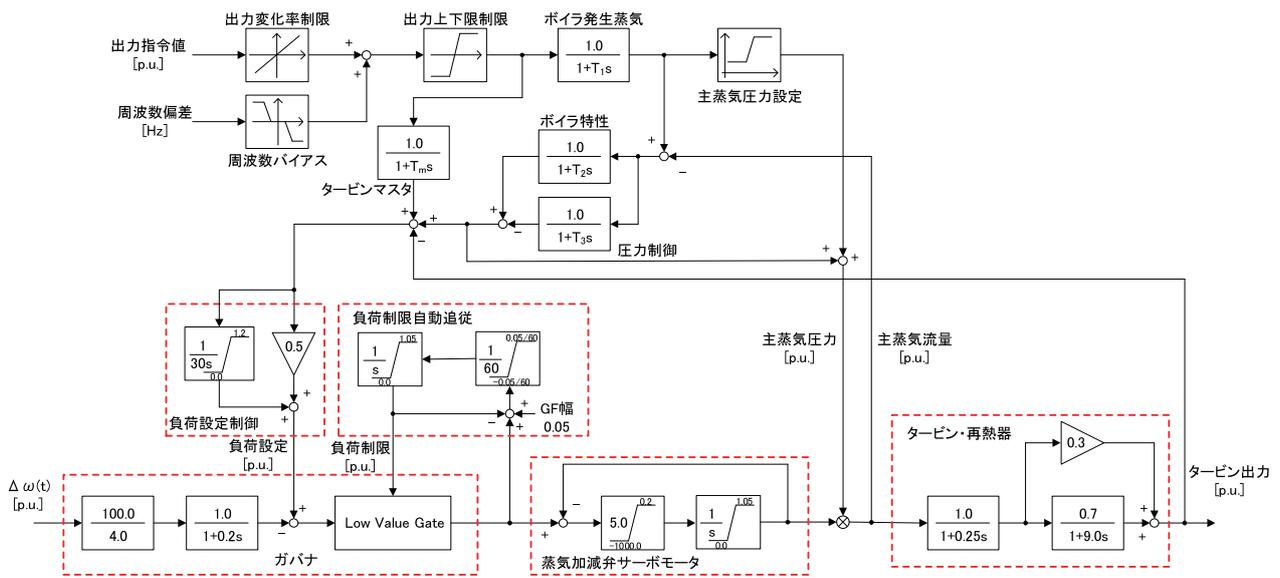


Fig. 4 Block Diagram of Steam Generator Model.

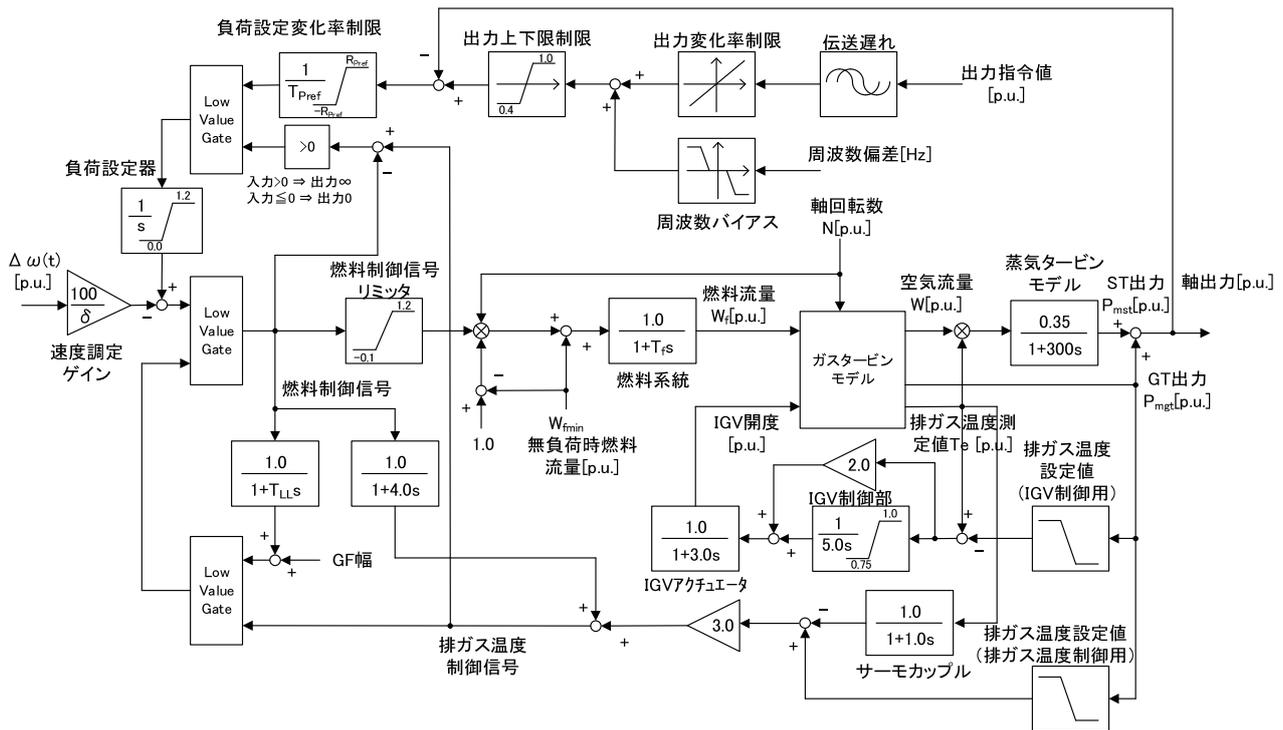


Fig. 5 Block Diagram of Gas Turbine Combined Cycle (GTCC) Generator Model.