

■ 要旨

本調査では、わが国における電力系統と電力系統技術の歴史の体系化に取り組んだ。

電力系統とは、電力を需要家の受電設備に供給するための、発電・変電・送電（66 kV 以上）・配電（100 V まで）を統合したシステムである。日本では、10 の電力会社がそれぞれ電力系統をもち、沖縄電力を除いた 9 電力会社の電力系統は近隣の電力系統と弱い連系で接続されている。相互影響が少ないが、ある電力系統が不安定になると、接続された他の電力系統に影響を与える。

一方、電力系統技術とは、電力系統を構成、計画、運用、制御、解析する技術であり、電力系統の実装のために必要な工学的技術をいう。わが国の電力系統技術は、1960 年代にアメリカで開発されたものを技術輸入してわが国で開発を開始した。その後、わが国の電力系統の特殊性を考慮した多くの電力系統技術が開発されている。こうした技術開発を担っていたのが重電メーカーといわれる企業である。日立、東芝、三菱電機をはじめとする総合電機メーカー、富士電機、明電舎、日新電機などの多くの重電メーカーが存在し、しのぎを削っていた。

本報告書では、まず、わが国の電力系統発展の歴史を東京電力、関西電力、中部電力を例としてそれらと比較しながら年代、社会的背景を追って紹介した。次に、わが国の電力系統の構成、制御システムを実現するきっかけとなった大規模な停電を紹介した。また、わが国の電源計画、送電系統の計画とはどのようなものを示した。将来の電力系統を考えるにあたって検討されたが、現在は使われていない電力系統技術がほかへの展開が図られた例や将来への期待とともに紹介した。

電力系統技術として、現在も幅広く使われている機器、システム、解析技術を中心にその歴史的背景と、開発上の困難さを紹介した。具体的には、需給制御と周波数制御、系統安定性を維持するのに必要な電力系統制御の発展の歴史をまとめた。また、系統解析技術、STATCOM、シミュレータの開発の歴史を紹介した。

わが国では、当初 9 つの電力会社が供給義務と引き換えに地域独占を行っていたことから、電力会社が国内では大きな力を有していた。重電メーカーは電力会社の厳しい仕様に沿った最高の技術を用いた高性能の素子、機器やシステムを生んできた。この点で、わが国電力産業の構造は利点であったと言える一方、国際的にみると、わが国のメーカーの競争力はこれまで強い力を有していたとはいえない。本報告ではこうした点にも触れている。

■ Abstract

In this study, the author aims to systematize the history of power systems and power system technologies in Japan.

An electric power system is a system that integrates power generation, transformation, transmission (66 kV or more), and distribution (up to 100 V) to supply power to customers' facilities. In Japan, 10 electric power companies have their own electric power systems, and the 9 electric power systems except Okinawa Electric Power are weakly interconnected to the neighboring electric power systems. Although the mutual influence is limited, the instability of a certain power system can affect other connected power systems.

Power system technology is for designing, planning, operating, controlling and analyzing a power system, and involves engineering techniques necessary for implementing a power system. Japan's power system technology was developed by importing technology developed in the United States in the 1960s. Since then, power system technologies to address the uniqueness of Japanese power systems have been developed. Electrical manufacturers, such as Hitachi, Toshiba, Mitsubishi Electric, Fuji Electric, Meidensha and Nissin Electric, were responsible for this technological development and engaged in fierce competition.

In this report, the author first illustrates the history and social background of power system development in Japan over the years, comparing Tokyo Electric Power, Kansai Electric Power and Chubu Electric Power as examples. Secondly, he focuses on the large-scale power outages that triggered the achievement of the current power system configurations and control systems in Japan and also on power generation planning and transmission system planning in Japan. Thirdly, the author refers power system technologies that were originally developed to shape future power systems. Some of them were eventually diverted to other applications and others are candidate technologies for the future. Fourthly, this report explains the historical background and the difficulties in power system technology development centering on the equipment, control systems and analysis technologies that have been broadly used up to the present. Specifically, the history of the development of power system controls necessary to maintain supply and demand control, frequency control, and system stability control is summarized. Fifthly, the report also covers such topics as the history of the STATCOM, system analysis technologies and simulator development.

In Japan, electric power companies held dominant power because the above-mentioned 9 companies had a regional monopoly in exchange for their obligation to supply power. Electrical manufacturers have produced high-performance elements, devices and control systems combining optimum technologies in order to meet the specifications demanded by electric power companies. In this respect, it can be said that the industrial structure of the power industry was an advantage in Japan. Nevertheless, from an international perspective, the competitiveness of Japanese electrical manufacturers has never been strong. These issues are also discussed in this report.

■ Profile

鈴木 浩 *Hiroshi Suzuki*

国立科学博物館産業技術史資料情報センター主任調査員

1974年3月 東京大学工学系大学院博士課程修了、工学博士
1974年4月 三菱電機株式会社に入社、以後29年間電力系統
技術開発に従事
1979年 米国ウエスティングハウス社にて実習
2000年4月 三菱電機株式会社 役員技監
2003年4月 ゼネラルエレクトリックに入社
2012年4月 日本経済大学大学院教授、研究科長
2018年4月 国立科学博物館 主任調査員

■ Contents

1. はじめに	198
2. 社会変化と系統構成	200
3. わが国における大停電の歴史	207
4. 電源開発計画	220
5. 送電網の計画	222
6. 将来のための技術	227
7. 需給・周波数・運用制御の歴史	235
8. 系統安定化制御の歴史	244
9. 電圧制御の歴史	249
10. 電力系統技術の開発史	252
11. 電力系統技術を支えてきた組織	266
12. おわりに	268

1 | はじめに

電力系統とは、電力を需要家の受電設備に供給するための、発電・変電・送電（66 kV 以上）・配電（100 V まで）を統合したシステムである。日本では、10 の電力会社がそれぞれ電力系統をもち、沖縄電力を除いた 9 電力会社の電力系統は近隣のいずれかの電力系統と接続されている。日本の商用電力設備のほとんどはこの巨大な電力系統に接続されている。各電力系統間の連系は強くなく、50 Hz の東京電力と 60 Hz の中部電力間の接続などいくつかの接続は直流を介して連系している。相互の連系が弱いため、相互影響は少ない。しかし、ある電力系統が不安定になると、接続された他の電力系統にも影響を与えうる。大陸では国境を越えた電力系統の接続も行われている。

わが国で「電力系統」という用語が初めて用いられたのは 1928 年（昭和 3 年）森秀が記事「東京方面の電力系統」を電気学会誌に発表したのが最初といわれている^(1.1)。そこでは電力系統は「電力の通っている筋道のこと」とし、系統は「発電所から需要家に至るまで」と範囲は広く、電力系統を「ひとの身体の循環系等になぞらえて」紹介している。同氏は特に電気信頼性を高める必要性を強調している。

その後、電気工学ハンドブック^(1.2)で初めて「電力系統」という用語が定義されたのが、1951 年発行の中であり、「電力系統とは、電力の発生から、消費に至るまでの一貫したシステムであり、水力・火力および原子力発電所、送電線、変電所、配電線、負荷などから構成されている」としている。

一方、電力系統技術とは、電力系統を構成、計画、運用、制御、解析する技術であり、電力系統の実装のために必要な工学的技術をいう。わが国の電力系統技術は、1960 年代にアメリカで開発されたものを技術輸入してわが国で開発を開始した。その後、わが国の電力系統の特殊性を考慮した多くの電力系統技術が開発されている。また、当時は 9 つの電力会社が供給義務と引き換えに地域独占を行っていたことから、電力会社が国内では大きな力を有していた。こうした技術開発を担っていたのが重電メーカーといわれる企業である。日立、東芝、三菱電機をはじめとする総合電機メーカーも含め、富士電機、明電舎、日新電機などの多くの重電メーカーが存在し、しのぎを削っていた。

本報告においては、現在も幅広く使われている機器、システム、解析技術を中心に、その歴史的背景と開発の実際の困難さを紹介する。一方で、検討はされ

たが、現在のところまだ実使用に至っていない技術のうちで、ほかへの技術展開されたものを紹介することとした。

電気学会には、その創立 100 周年を機に、電気技術史技術委員会が活動を開始した（1990 年）。筆者は、その設立から関係し、委員会の幹事、委員、副委員長、委員長を合わせて 27 年間務めてきた。1995 年ころ当時の委員長であった東京電力の最高顧問三井恒夫から、幹事であった筆者に「電力系統発展の系統化をぜひまとめたいですね」といわれた^(1.3)。それから 25 年の月日がたったが、今回、電力系統技術の系統化調査の機会をいただいたのはまさにこのミッションを果たせとの天の恵みでないかとお引きうけた。

電気技術史技術委員会では、毎年、電気技術の社会的貢献の大きかった技術を「でんきの礎」として顕彰している。本報告書で紹介する電力技術の多くは、この顕彰を受賞している^(1.4)。

電力系統と電力系統技術そのものに関する技術的説明は、電気工学ハンドブックや、電気学会調査報告「電力系統の安定性に関わる解析技術の歴史」^(1.5)などに詳しく述べられているのでそちらを参照いただきたい。

本報告書では、電力系統の長い歴史の中で、筆者が直接あるいは間接的に関連した技術に関して、筆者の目を通して記述するものである。

第 2 章では、わが国の電力系統発展の歴史を東京電力、関西電力、中部電力を例としてそれらと比較しながら年代を追って紹介する。

第 3 章では、わが国の電力系統の構成、制御システムを実現するきっかけとなった大規模な停電を紹介する。その中で同じ時期に米国で生じた大規模停電と比較することでわが国の特徴を浮かびあがらせた。

第 4 章では、わが国の電源計画の大きな流れをまとめていく。

第 5 章は、送電系統の計画とはどのようなものかを示すために、送電線が全く何もないところに送電系統を計画するという架空のデザインを行った例を紹介している。

第 6 章は、将来の電力系統を考えるにあたって検討されたが、現在は使われていない電力系統技術がほかへ展開された例を将来への期待とともに紹介する。

第 7 章は、電力系統制御の中核となる、需給制御と周波数制御の歴史を振り返る。

第 8 章は、電力系統に固有な問題である系統安定性

を維持するのに必要な電力系統制御の発展の歴史をまとめた。

第9章は、電圧制御の歴史を個別制御から協調制御に至った道のりを紹介した。ここでは電圧不安定現象についても触れた。

第10章は、電力系統技術の中核となる分野である系統解析技術、STATCOM、シミュレータの開発の歴史を代表として紹介した。

電力系統技術は大変幅が広く本調査の対象以外にも広がっているが時間の制約でカバーしきれしていない。それぞれの分野の専門家から見ると、誤っているところや筆者の思い込みもあるかもしれない。それらには、ご意見をいただき、本報告書が電力系統と電力系統技術の系統化への問題提起になれば筆者として幸いである。

尚、本報告書では敬称を省略させて頂いた。

文 献

- (1.1) 森秀「東京方面の電力系統」電気学会誌、888、昭和3年
- (1.2) 電気学会編「電気工学ハンドブック」オーム社、1951年
- (1.3) 三井恒夫「電力系統技術史への誘い」電気学会誌、118巻、1号、1998年1月号
- (1.4) <https://www.iee.jp/foundation/> 2019年10月30日閲覧

2 | 社会変化と系統構成

2.1 電力系統の構成

電力系統は、需要家に安定的に電力を供給するためにつくられる社会基盤である。このため、それぞれの時代、社会的背景、技術開発と切っても切れない関係を持っている。

この章では、わが国の電力系統の発展の歴史を主に三つの電力会社、東京電力、中部電力と関西電力を対象に比較しながらまとめた。

電力系統の構成は、大きくは、放射状系統（樹枝状系統）、ループ系統とメッシュ系統（グリッドと呼ぶ）に分けられる⁽²¹⁾。メッシュ系統はループが多重に構成された系統のことを言う。図 2.1 からわかるように、放射状系統では、一つの変電所への電力供給が発・変電所 1 か所からであるのに対し、ループ系統では 2 か所以上から電力が供給される。メッシュ系統はループ系統が更に複雑に組み合わさったもので、一つの変電所に多くの発・変電所から電力が供給されている。単一事故時の停電を考えると、メッシュ系統、ループ系統、放射状系統の順に有利、すなわち、事故波及を考えなければ停電を起こしにくいといえる。一方、事故発生時の系統（設備）保護若しくは事故の影響が広範囲に波及するという点を防ぐという点、さらには電力潮流管理の容易さという点から見ると、放射状系統、ループ系統、メッシュ系統の順に有利である。これらの特徴から、メッシュ系統では小規模な停電は起こりにくいが、稀頻度事故に対して大規模停電に至る可能性がある一方、放射状系統は小規模停電の発生頻度は高くなるものの、大規模停電に至る可能性は低い。

日本の各電力会社では、大電力を送る基幹系統は 500 kV や超高圧（275、225 kV）のループ系統、負荷

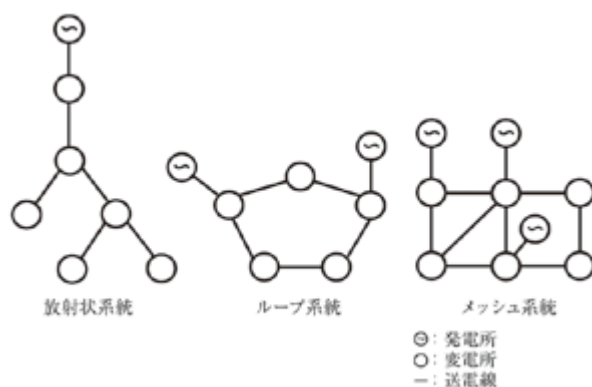


図 2.1 系統構成のタイプ

に供給する系統は高圧（154 kV 以下）の放射状系統が一般的である。これは、各電力会社内の 66 kV 以上の電圧の高圧送電系統（基幹系統）は発電所や大需要地が海岸部に偏在していることと、日本の国土が細長い形状をし、各電力会社の供給地域がくし形に並んでいることから、複数の電力会社の系統をメッシュ状に連系することが困難であったためである。一方、欧米の主要系統はメッシュ系統（グリッドと呼ばれることもある）となっており、小規模停電は少ないものの、国をまたがった、若しくは全国大の大規模停電が発生しているのがその特徴である。

2.2 電気事業の歴史から見た特徴

(1) 二つの周波数を持つ日本の電力系統

日本の電気事業の歴史上、東日本の電力会社が欧州（50 Hz）から発電機を輸入し、西日本の電力会社が米国（60 Hz）から発電機を輸入したために、わが国の電力系統は世界で例を見ない二つの周波数をもつ系統に至った。周波数を統一しようとする動きは第二次大戦後からこれまでも何度かあった。しかし、膨大なコストがかかることもあり、見送られてきたのが実情である。

2011 年の東日本大震災後の東日本の電力不足に際し、周波数の異なる西日本の 60 Hz の電力を周波数変換所の容量の制約から十分に東日本に融通できなかった。このため、周波数の統一が改めて話題となったが、それに必要な膨大なコストを考えて見送られている。そのかわり、周波数変換所の容量増加が提案されるに至っている。

(2) 電力系統の送電電圧の変遷

電力需要の増加に伴い、電力系統は大容量、大規模化してきた。大容量化に対応するために、送電線の電圧を上げ、電流値を下げることで損失を減らし、また安定に電力を送ることができる。わが国の送電電圧の昇圧化の歴史は図 2.2 に示される。1920 年代からは概ね 20 年ごとに 154 kV、275 kV、500 kV と昇圧が行われ、2020 年現在は 500 kV が最高電圧となっている。

(3) 電力系統の発展

1951 年、わが国の電力事業は戦時中の国家管理体制から地域ごとの発送電一貫の 9 電力体制に再編成さ

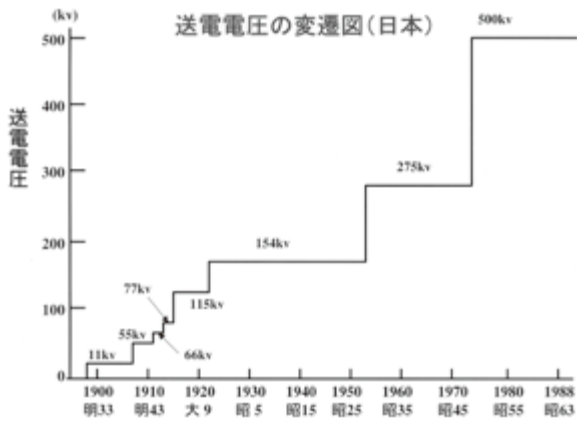


図 2.2 わが国の送電電圧の変遷

れた。電力事業は、供給義務と引き換えに地域独占となり、それぞれが電力系統を構成することとなった。ここではその歴史を、時代を追って中央三社と言われる東京電力、関西電力、中部電力を例として述べることにする。

以下の系統図は、2005年3月に開催された電気学会全国大会における電気学会シンポジウム「電力系統の歴史と今後の展望」⁽²²⁾において、講演で使われたもので、座長を務めた筆者が講師の了解を得て、使わせていただいた。

1) 戦後すぐの電力系統

1951年(昭和26年)頃のわが国の電力供給は主に水力発電でまかなわれていた。火力発電がまだ普及しておらず、水主火従といわれていた。水力発電所は山間部に建設され、都市部や産業地帯に電源線を通じて電力を送っていた。その例を図2.3の東京電力と図2.4の中部電力の電力系統で見ることができる。東京



図 2.3 終戦直後(1955年)の東京電力の電力系統 (154kVと66kV) □は発電所

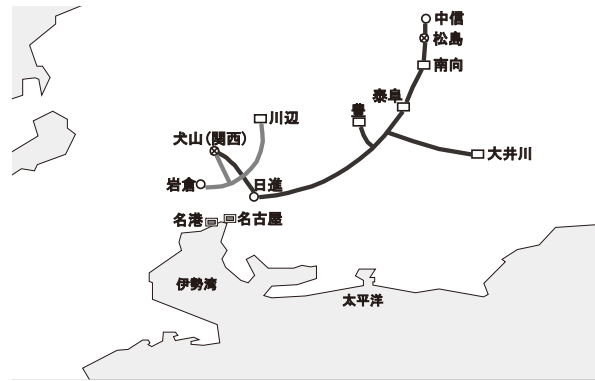


図 2.4 終戦直後(1951年)の中部電力の電力系統 (154kV) □は発電所

電力では内陸部にある山岳の水力発電所から東京湾周辺に電力を送る構成であった。中部電力では北東地区にある水力発電の電力を名古屋地区に送電することが電力系統の課題であった。送電電圧は154kVであった。系統構成はいずれも放射状であった。

2) 基幹系統の確立

その後、1960年頃になると電力需要が毎年10%以上の伸びを示す中、大容量の電力を需要地に送電するために、基幹系統という考え方が導入され、電力系統も発達した。その例が東京電力(図2.5)、関西電力(図2.6)、中部電力(図2.7)の電力系統で示される。

3) 大停電後、発電は火力中心に

後で述べる関西電力での御母衣(みほろ)の事故(1967年)など大きな停電が生じ、電力系統の見直しが行われた。電源では1962年になると、火力発電所の運転が各所で始まり、火主水従の時代となった。その後には500kV送電も導入されてきて、三つの電力会社の電力系統は図2.8-2.10に示される。

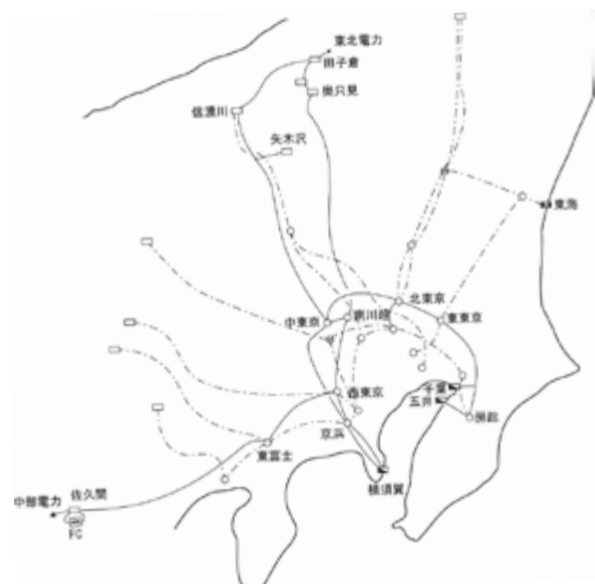


図 2.5 1965年の東京電力の電力系統(実線は275kV)

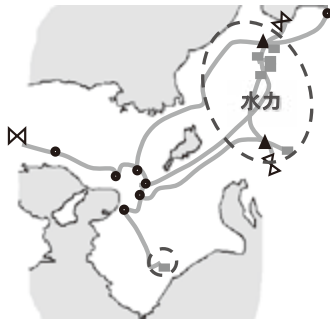


図 2.6 1963 年の関西電力の電力系統 (太線は 275 kV)

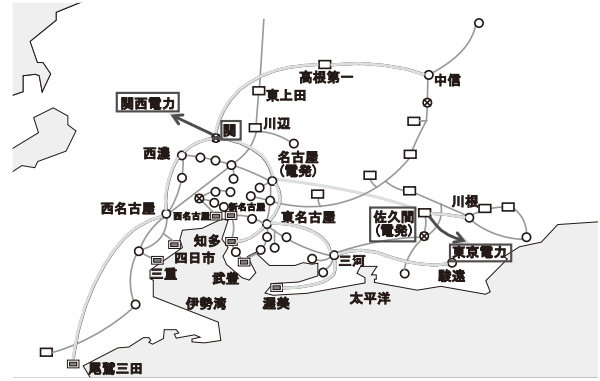


図 2.10 1971 年の中部電力の電力系統 (太線は 275 kV)



図 2.7 1957 年の中部電力の電力系統(154 kV) □は発電所

500 kV は、東京電力では 1973 年房総・新古河変電所間で、関西電力では 1974 年奥多々良木発電所・猪名川変電所間で送電が開始された。

この頃から電力系統の計画においては N-1 則という考え方が取り入れられるようになった。すなわち、電力系統の中の一つの主要な機器が故障となっても停電が起きないように計画を立てる方法である。例えば、大規模発電機 1 台が停止しても停電が起きない。重要な送電線が 1 回線停止しても電力が送られる、大容量の変圧器が 1 台停止しても停電が起きないなどである^(2,3)。

4) 電力のニーズが量から質へ

1980 年代を過ぎると電力需要の伸びが年 5% 程度となり、電力の量よりも質(囲み記事参照)が求められるようになってきた。送電電圧としては 500 kV が全国的に使われるようになり、基幹系統を構成する外輸線も 2 重化が適用されてきた。原子力発電所も複数箇



図 2.8 1975 年の東京電力の電力系統 (太線が 500 kV)

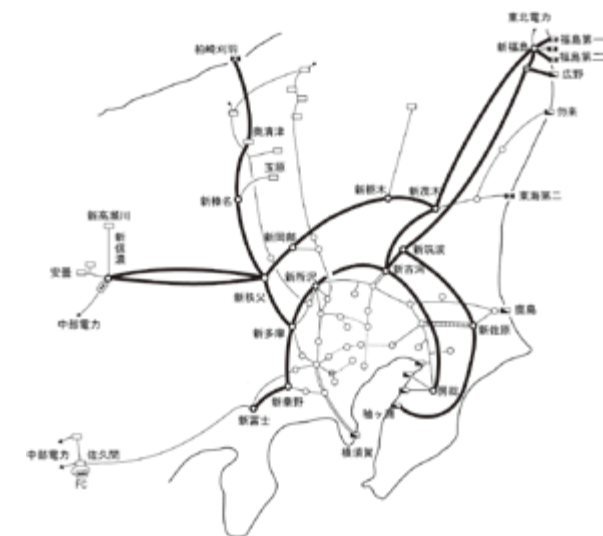


図 2.11 1985 年の東京電力の電力系統



図 2.9 1980 年の関西電力の電力系統 (太線は 500 kV)



図 2.12 1997 年の関西電力の電力系統 (太線は 500 kV)



図 2.14 2003 年の東京電力の電力系統

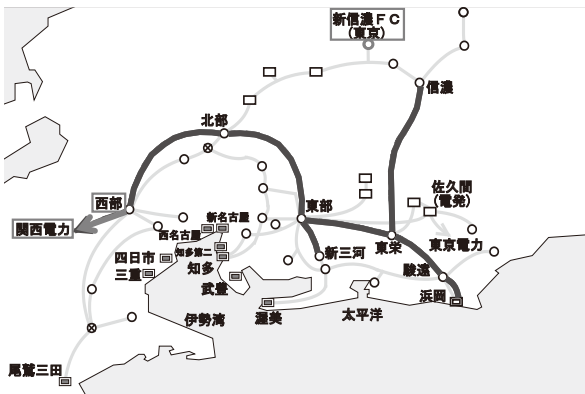


図 2.13 1986 年の中部電力の電力系統 (太い破線が 500 kV、細線が 275 kV)



図 2.15 2001 年の関西電力の電力系統 (500 kV)

所で運用開始となり大容量送電が行なわれるようになった。この流れを三つの電力会社で見たものが図 2.11-13 である。

5) 2000 年代の電力系統

その後電力需要は毎年 5% で伸び、電力系統もそれに応じて発展してきた。今後の電力需要の伸びは大きくなることはないと思われ、電力系統の構成は概ね確立されたといつてよい。東京電力、関西電力、中部電力の電力系統を図 2.14-16 に示す。

東京電力では、将来の需要の伸びがあった場合に備え、第 3 外輪を建設したが、それと柏崎刈羽原子力発電所につながる北へ延びる送電線とともに 1,000 kV で設計し、500 kV で運用することとなった。

関西電力では、500 kV の送電系統を濃い線と薄い線の二重としながらも、これらを交差して運用する交差二重外輪線の構成としている。

中部電力は、500 kV の二重外輪線とその内側に 275 kV の送電線からなる 3 重の外輪線構成としている。

(4) 系統連系の考え方

第二次大戦中の日本発送電 + 地域配電会社の電力体制は、戦後、地域配電会社をベースとした 9 電力体

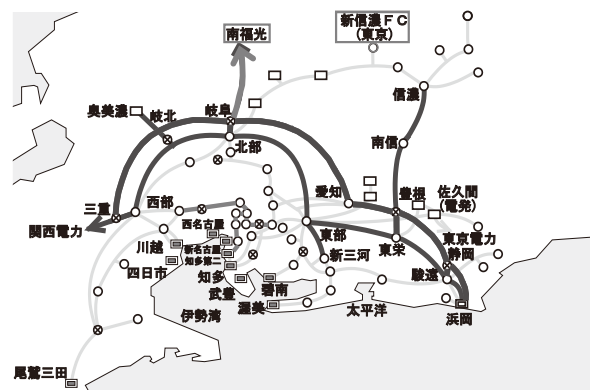


図 2.16 2004 年の中部電力の電力系統 (太線は 500 kV)

制（のちに、沖縄電力が加わり、10 電力体制）となった。その際、各電力会社は地域需要に供給できるよう電源、系統をもち、その後の需要増加に対しても、各電力会社内で電源開発、系統増強を行ってきた。このように日本の電力系統は、各電力会社で自給自足できる、まさしく、地産地消を実現してきたともいえる。

はじめの電力会社間連系は、1959 年東京電力と東北電力が 275 kV でつながれたことに端を発する。引き続き、1964 年には、60 Hz 系全体が 275、225 kV（通称超高压、Extra High Voltage、EHV、ただし海外で EHV というとは 500 kV を含む）で連系されることになった。また、東京電力と中部電力の異なる周波数の連系 50-60 Hz が、佐久間周波数変換所で直流送電により連系された（300 MW）。

終戦後の電力の需給状況は、電力需要の年 10% 以上の高い伸びと、戦時中からの電源開発の空白が響き、各地域で電力需給の不均衡が生じ、電力の使用制限が相次いでいた。こうした事態を打開すべく、自主経営体制を維持しながらも、各社協力を進め需給安定と原価低減を図るために、1958 年中央電力協議会が発足した。電力融通に関しては、中央給電連絡所を設置していたが、1951 年から中央給電連絡指令所（当初東京の小石川、その後神保町、現在は存在しない）

が全国大で電力融通を斡旋するという役割を担うこととなった。

その後、東京電力と中部電力間の周波数連系は佐久間周波数変換所に加え 1977 年新信濃変電所（300 MW）でも行われ合計 600 MW に増強された。北海道電力と東北電力の連系は、1979 年に海底ケーブルを用いて直流送電（600 MW）で実現し、これで全国の電力会社がすべて連系された。1980 年には、60 Hz 系の西側系統の連系は 500 kV に昇圧されている。

1994 年には四国電力と中国電力の連系が強化された。北陸電力と関西電力が 500 kV で連系されたのは 1997 年である。中部電力と北陸電力は、それぞれが関西電力と連系されていたので交流で連系するとループ潮流を発生させてしまうために南福光連系所で直流で連系された（1999 年 300 MW）。関西電力と四国電力の間が紀伊水道の海底ケーブルの直流送電で連系されたのが 2000 年である（わが国最大の 1,400 MW）。

2001 年には関西電力と中国電力がはじめて二カ所で連系された。この 2 点連系以外では、日本全体の電力系統は、図 2.17 に示すように、新信濃、佐久間、東清水と 3 か所の周波数変換所による中部電力系統と東京電力系統の連系を除き、電力会社間の連系線は 1

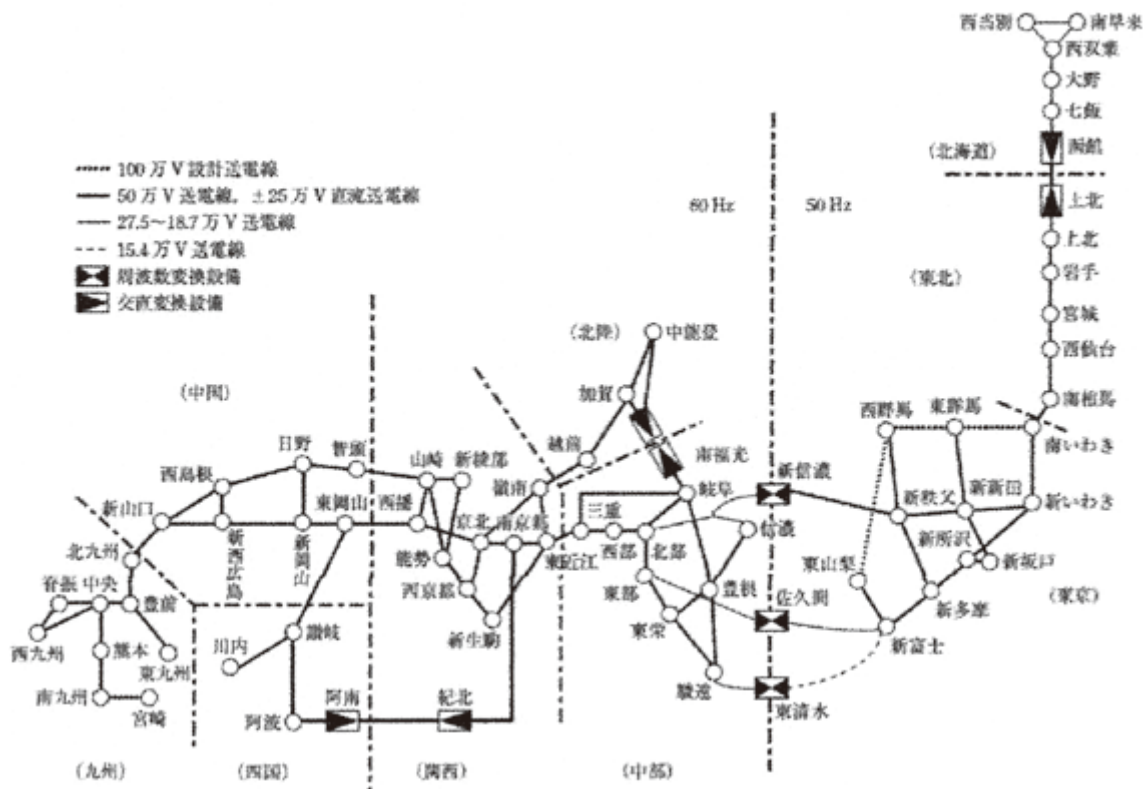


図 2.17 我が国の電力会社間連系の現状^(2,3)

ルートであるのが一般的であった。この各電力会社間の連系線は、①設備事故などの想定外の事象に対する相互応援による供給信頼度の向上、②他事業者の安価な電気の経済融通、という目的がある。

(5) 高い供給信頼度

日本の電力系統は、系統事故に対しても大規模な停電を極力引き起こさないような系統構成をとり、運用されている。これはとりもなおさず、設備構成、容量にある程度の余裕をもっていることである。特に、送電線の制約となる容量は、事故時に安定に運用を継続しうる周波数、電圧、安定度からみた限界値で決まることが多い。これは電流の大きさで決まる熱容量と呼ばれこれ以上流すと設備破損に至るといった物理的限界を下まわることが多い。

文 献

- (2.1) 加藤政一「日本の電力系統」日本電気設備学会誌、2015年12月
- (2.2) 電気学会シンポジウム「電力系統の歴史と今後の展望」電気学会全国大会、2005年3月
八木誠「関西電力の電力系統—これまでの発展と今後の展望—」
中村秋夫「東京電力の電力系統—これまでの発展と今後の展望—」
城後謙「中部電力の電力系統—これまでの発展と今後の展望—」
- (2.3) 電気学会編「電気工学ハンドブック第7版」、オーム社、2013年9月

エピソード1 短絡電流の規格

電力系統で短絡事故が起きると、発電機から短絡電流が流れ込む。これを遮断器で遮断して事故を取り除くのであるが、その遮断機の遮断能力を示すのが短絡電流の規格である。

一般にわが国の500kV用の遮断器ではこれまで50kAの機器が使われていた。これはISO 3（日本ではJIS Z 8601）が定めた標準数（R10ルール）に基づく規格で決められている。すなわち、10のべき乗で、1.0から0.1刻みで定義されており、その値は表のようになる。実際の規格は自然数に丸められている。50kAを越える次の規格は63kAであり、わが国では短絡電流の大きな変電所の500kV遮断器に使われている。その次に大きな定格は80kA（1.9乗）であり、その適用の検討、遮断器の開発も行われたが実用には至っていない。

べき乗	kA
1.1	12.58925
1.2	15.84893
1.3	19.95262
1.4	25.11886
1.5	31.62278
1.6	39.81072
1.7	50.11872
1.8	63.09573
1.9	79.43282
2	100

エピソード2 電力の品質

電気には他の製品と同じように量だけではなく質の問題が存在する。

量としては、電力（パワー）ではかられる。量が足りないということは、どこかで停電が起きることを意味する。わが国では、これまで電力会社に供給の義務があったために停電をなくすことに力を注いできた。質の一つは、停電した時に復旧にかかる時間、停電時間である。下の図は、世界における一戸当たりの停電時間である（日本と米国は2016年、欧州は2017年の実績）。他の国の30分以上に比べてわが国では20分以下と、大変短くなっている。

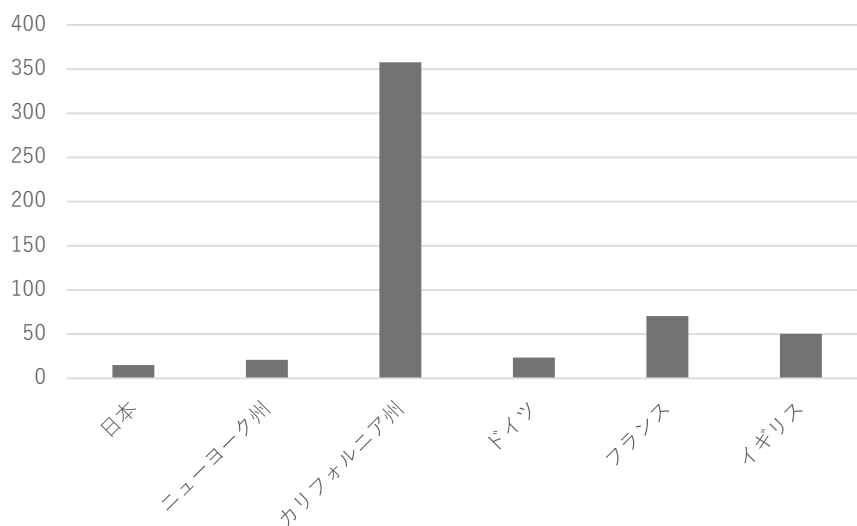
質の二つ目は、電圧である。わが国の家庭での電圧は100ボルトと規定されている。現実には、 101 ± 6 ボルトで供給することになっている。わが国ではほとんどの時間これが守られている。多くの国ではこうしたルールが守られていない。他の国に比べて電圧の質が高いことがうかがえる。

質の三つ目は、周波数である。東日本では50 Hz、西日本では60 Hzが定格である。通常は、このプラスマイナス0.2 Hzで運用することになっているが実際は0.1 Hz以下の誤差で運用されている。周波数の質も高く保たれているといえよう。

四つ目は、高調波である。わが国の電気の周波数は50、60 Hzであるが、直流を用いた機器が増えると、これ以外の周波数が電圧と電流にのってきてしまう。例えば、50 Hzに対して100 Hzの電気を2次高調波といい、150 Hzを3次高調波などと呼び、いずれも高調波と定義される。こうした高調波が多く送電線に乗ると、電力系統の保護のために電力供給を止めてしまうことがある。わが国では、高調波は対象の次数にもよるが数パーセント以下と規定されて電気の質が保たれている。

五つめの品質は、瞬時電圧低下である。どこかで落雷などの地絡事故があると、その周辺の電圧は一時的に落ちる。コンピュータや可変速モータなど電圧に敏感な機器はこの電圧低下で止まってしまうことがある。昔のブラウン管式のテレビでは画面が小さくなって戻らないことなどがあったが、最近では多くの電気品にこれの予防が施されている。

1軒あたりの停電時間（分）



3 わが国における大停電の歴史

3.1 御母衣(ミホロ)事故^(3.1)

関西電力に電力を送電していた電源開発の所有する御母衣水力発電所の開閉所において、1965年(昭和40年)6月に鉄塔が崩壊したことが原因となり、関西電力の70%の需要家が停電するという事故が生じた。わが国初の大停電であり、電力システムの重要性が認識され、わが国のその後の電力システムと電力システム技術に大きなインパクトを与えた。

(1) 事故発生直前の状況

当時、関西電力では他の電力会社と同じように水主火従と呼ばれた時代で、多くの電力を山側にある水力発電所に依存していた。関西電力の東側では、北陸地方や中部地方にある水力発電所からの電力が大阪、神戸などの需要地に送られていた。

事故は朝の8時16分という電力需要の立上り時に起った。この時点で、供給力の構成は、発電設備合計が4,100 MWであった。発電量としては、1,900 MWが自社の水力で、自社の火力が1,600 MWと自社の水力を若干下回る数字であった。それから他社、これは電源開発を主体とする他社の受電分が中心で、水力が約500 MW、火力が約100 MW、合計して水力が火力を若干上回っているという状況であった。関西電力の水力電源は主力が東海、北陸の山間部にあり、これを京阪神に輸送する水力電源線は、275 kVが3ルート(3幹線)存在していた。それぞれ、木曾幹線、丸幹線、北陸幹線である(図3.1参照)。これらは、すべて275 kV(超高圧送電)2回線の送電線であり、里

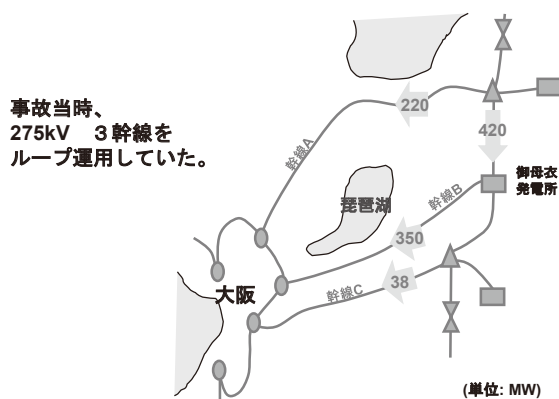


図 3.1 御母衣事故時の構成と電力潮流^(2.2)
△は開閉所、□は発電所、○は変電所、
◇は他電力会社との連系を示す

側(大阪、神戸側)も山側(水力発電側)でも並列してループ運転をしていた。そのときの3幹線の潮流状態は図3.1の通りであった。山側の発電地域から、里側の需要地域まで、608 MWの電力が送られていた。これは、全需要4,100 MW(参考:2019年4月の関西電力のピーク需要は約20,000 MW)の1/8に相当する。

関西電力が隣接する、中部電力と北陸電力とも、この3幹線のループ系統を通じて連系していた。

(2) 地絡事故発生

1965年6月22日朝の8時16分、負荷の立ち上がり、通勤の時間帯に事故が起きた。

この時間に、台風により御母衣変電所の裏山が崖崩れを起こした。ロックフィルダムである御母衣水力発電所の裏山から岩が転がり落ちて、鉄塔脚を壊した。ここは、岐阜県白川郷近くの桜の名所として知られている地域である。

そのために架空地線(グランドライン)が切れて、地絡が生じた。この地絡は、開閉所構内で生じたために、母線短絡という現象となった。母線という機器の配置上、故障の迅速除去が困難な区間に発生したため、主保護の母線保護が動作せず、すべてバックアップ(後備保護)による保護で事故をクリアすることとなった。そのために主保護であれば100 msで行われる事故除去に対して、事故除去に1秒近くかかりこの間事故が継続してしまっている。

こうして御母衣発電所につながる送電線がすべて遮断(トリップ)された。そのためにループ構成が解けてすべての送電線が放射状になってしまった。その結果、幹線Bの潮流が幹線Aに集中した。幹線Aの潮流が、重潮流となり、過負荷リレーが働いてこの送電線が遮断された。

そのために、関西電力に供給されていた電力のうち、約600 MWの供給が不足となり、全体の周波数が基準の60 Hzから58.6 Hzまで低下した。

この周波数低下により、周辺の他の発電機も、自分を守るために次々と解列される事態となった。

(3) 事故の影響

こうして関西電力の負荷のうち、2,940 MW(約70%)の停電となった。

その後、事故原因を特定し、順次水力発電所を立ち上

げ、3時間4分後の、11:20にほとんどの停電が復旧した。

中部電力との連系点であった関開閉所では周波数の0.4 Hz低下で連系系統を遮断したために、中部電力への停電の影響はなかった。一方で連系していた北陸電力や、中国電力から九州電力にいたるまではかなり影響を受けて各所で停電を起こしている。その点では、中部電力には系統分離方式があったために、上手くコントロールして事故波及の防止ができていたといえる。

(4) その結果

関西電力の社員も出勤途上であり、地下鉄の中で停電になった者も多かった。「停電ですので、レールの上は危ないですが、今は停まっていますので、駅が近いですから駅まで歩いてください。そこから上に出られますから」とガイドがあり、出勤先の2駅ぐらい手前で電車をとめられ、そこから関西電力の支店まで走って行って対策にあたった関西電力社員もいた。

「お客さんから関西弁で『どないなってんねん』、肉屋からは、『水が全部解けて腐ってもうた』といいながら、肉をそこらへんにばらまいて、もう大変であった。営業が『まあまあ』となだめた」と、当時の関西電力社員が記憶していた。

この事故を教訓に系統保護や系統構成をしっかりと考えないといけないことが判明した。

(5) 停電後の関西電力内の対応と組織

関西電力内には、社長室に系統計画調査室が新設され、幅広い視点で電力系統のあり方が議論された。従来の工務部だけの主導で系統を考えてはいけなし、新しい考えも入れる目的があった。500 kVの系統、将来構想と、都市供給、市内供給までを対象とした特命の組織であった。

関西電力では赤本と呼ばれる「500 kV 系統の将来構想について」（関西電力社内資料：昭和44年）、青本と呼ばれる「都市における送配電設備の近代化について（大阪市超長期電力計画）」（関西電力社内資料：昭和44年）がまとめられ、その後、これらに基づいた電力系統構築が行われていった。

(6) 新しい組織

関西電力に続き他の電力会社にも「電力系統」の名のついた組織が次々に作られた。メーカーでは、三菱電機に1966年（昭和41年）に電力系統計画課（初代課長は馬場準一）がつくられ、他のメーカーにもその後同様な組織が作られてゆく。

また、電力系統を科学的技術的に扱うための電力系

統工学という学問領域がつくられ、東京大学では関根泰次、早稲田大学では田村康男が研究室の主要テーマとした。関根は、電力系統技術のバイブルとも言うべき「電力系統解析理論」を電気書院から1971年に出版している。後述するように、この二つの研究室からは、近年の電力系統技術者が多く輩出して、わが国電力系統技術を支えている。

(7) 電力系統の構成

御母衣事故のような大事故に至った根本の原因は系統構成という系統の体質そのものにあるのだろうというのが一つの結論であった。

また、資料としては残っていないが、「系統計画金言集」もつくられ、関西電力の系統計画の中心的考え方となった。例えば、電源線を途中、変電所で分岐してはいけない。山から里まで来る大きな送電線から分岐をしてはいけない。電源線と連系線を分離する、また、系統構成として、ループ系統はつくってはいけない。放射状の櫛形系統にすることなどである。その結果、関西電力での基幹系統は、大阪湾を囲む外輪線をつくって、交差二重外輪線構想（図3.2、図3.3）による放射状系統構成が誕生している。すなわち、関西電力の系統を赤線の送電網と青線の送電網に分離し、一ヶ所の開閉所のみで接続した構成とした。実際の系統構成が図3.2に示され、その概念図が図3.3のようになる。

また、この事故を受けて、全国大では、275 kVの次の電圧である500 kVの導入が加速した。

(8) 系統安定化システム

時間的に朝の8時過ぎという負荷の立上がりの非常に厳しい時間帯であったため、関西電力の中央給電所から緊急負荷制限を指令したが、それが間に合わなかった。その対策として、給電指令による負荷制限もできるだけ迅速に行える体制を整えようということで、情報伝達の迅速化のため「一斉指令装置」を導入している。

そのほか電力系統運用面では、例えば水火力発電所での負荷即応能力の拡大、つまり具体的にはガバナフリー運転をできるだけ拡大するとか周波数リレーによる自動負荷制限を万一の場合を考えて準備するとかいう方策を実施することとなった。

また、御母衣事故により、わが国の電力系統には安定度問題のあることが判明したため、後述する多くの電力系統安定化システムの基本構想が培われた。

緊急時における各発電所、変電所における、いわゆる自主操作の範囲を拡大し、ルール化しておこうということで、大きい事故があった場合に給電所の方でい

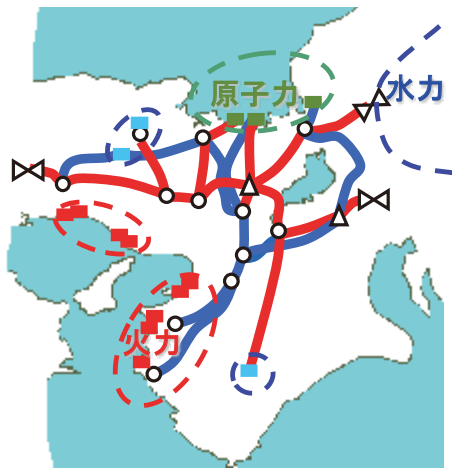


図 3.2 関西電力の交差二重外輪^(2.2)

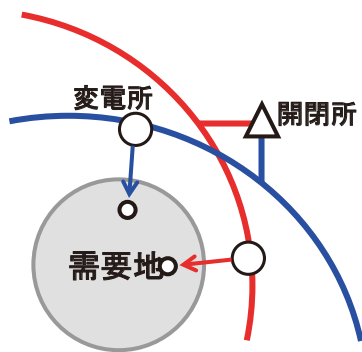


図 3.3 交差二重外輪の概念図^(2.2)

ちいち指令しなくても、発電所で自主的に操作を実施しておいて復旧に備えるという体制を整備したのもこの事故がきっかけになっている。このように大停電をきっかけに電力システムのあり方が見直され、電力システム技術者が多くこの分野で採用される機会となった。

(9) その後の出来事

同じ年の約半年後、ニューヨークにおいて11月に1回目の停電、1977年7月に2回目の大停電（後述）が生じ、世界中で電力システム技術の重要性が再認識されていった。

3.2 東北電力停電^(3.1)

(1) 事故発生直前の状況

1976年（昭和51年）の暮頃、東北電力の基幹システムは、275kVと154kVの異電圧多重ループ系を構成することで分散した需要と火力電源に対し二方向化を図り、1ルート（2回線）がしゃ断されても安定供給が可能なシステム構成としていた（図3.4）。

事故発生の数日前から北部日本海方面において、10

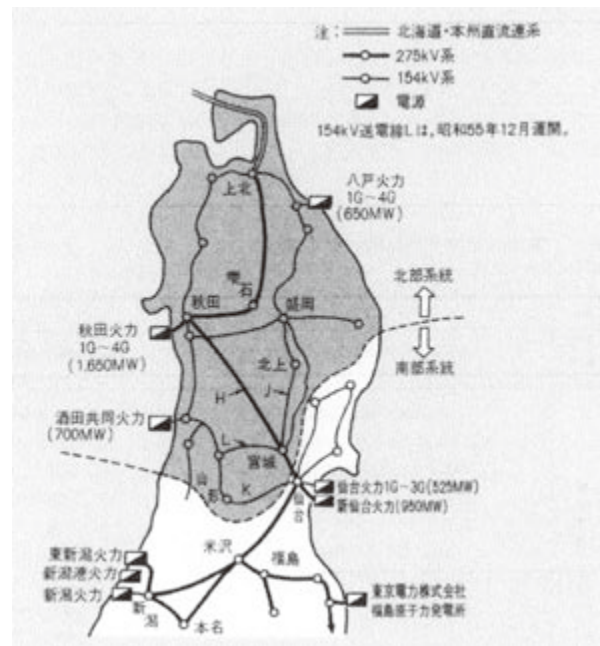


図 3.4 昭和55年頃の東北電力の系統図
（後出7.18より転載）

～20年に1回位の季節風が長時間吹き、想定以上の塩分が米代川、雄物川沿いに海岸から20～50kmも離れた内陸部に輸送蓄積されていた。それに、低温の持続とあいまって送電線、変電所のがいし表面に凍結が生じていた。

事故発生の約1時間前におきた東北電力管内の1カ所の火力発電所（八戸火力）の事故によって潮流が偏在化していた。

(2) 多重地絡事故の発生

1976年12月、この状態の時に、日照と温度上昇によってがいし表面が導電状態となり、154kV北部ループシステムにおいて数サイクルの間に異地点多重地絡事故が発生した。

システム保護装置は正常に動作し、事故を除去したが、ループシステムが2か所で分断したため、青森、岩手地区への電力供給ルートは宮城地区からの154kVの1回線のみとなってしまった。たまたまこの事故発生の約1時間前に八戸火力の大形機が一機停止したことから北向の重潮流となり、北部系は盛岡端に設置した脱調分離装置が正常に動作し、本システムへの波及を防止した。

一方、脱調分離された北部システム（青森および岩手、秋田の一部）は著しい供給力不足となり、停電に至った。

その後の復旧としては、(1) 八戸火力の立上げのための電源の早期並列、(2) 154kVループシステムの構成によるシステムの安定化、(3) 需要家への早期供給、を重点に進め、15分後には八戸火力に、10～30分後には

一般需要家に、10～50分後には大口需要家にそれぞれ電力が供給され、25分後には154kVループ系統が構成されて、厳しい事故様相ではあったが早期に復旧できた。

(3) その後の対策

このような冬期の塩害事故の対策として、①塩害汚損マップの見直しによる耐塩対策、②154kVループ系統内の変電所母線の二重化、③気象情報の早期把握による火力運転上の配慮、活線がいし洗浄、停止がいし洗浄、などを図ってきた。

自社系統における事故波及防止対策の考え方として、東北の基幹系統は需要、電源の地理的分布や、気象条件などの地域特性を配慮して275kV系を基軸として、154kV系との異電圧多重ループ系を構成し、系統保護装置システムの整備強化と併せ、安定供給と効率運用を推進することとしている。

その具体策としては、以下の様なものがある。

- ①故障選択しゃ断システムの高速度化と高信頼度化で、1.5サイクルリレー、2サイクルしゃ断器の採用、更に系統保護システムの2系列化、常時監視、自動点検の適用であり、CT（電流計測）設置位置による保護盲点事故の排除である。
- ②次に各種再閉路（送電線での故障区間開放後再び接続する）システムの適用として、275kV系統では単相再閉路、多相再閉路、ループ三相再閉路など各種方式と共に、東北の特色として風雪害三相再閉路方式という、送電線に着雪し、その落下時のスリートジャンプなどによる電線の接触事故の場合、再閉路無電圧時間を長くする一種の時間差攻撃のような形の方式を採用している。また154kVの系統では、三相再閉路、風雪害三相再閉路の各方式に加え、東北独自のものとして単相再閉路方式を採用している。
- ③事故波及防止システムの機能向上では基幹系統における幹線ルートしゃ断時、脱調を未然に防止する対策として事故波及未然防止リレー（SPC）を開発適用している。また154kVループ系統においては、地絡時、高速度しゃ断に失敗した場合、後備しゃ断となるよりも早く動作させる集中制御地絡後備保護システムを開発適用している。そのほか脱調分離システムの整備、周波数低下時対策、電圧低下時対策、過負荷対策として各種リレーによる系統分離や電源抑制などを適用している。このように、系統の制御により大停電を起こさない仕組みになった。

以上の事故除去から安定運転に至るまでの流れを図3.5に示す。

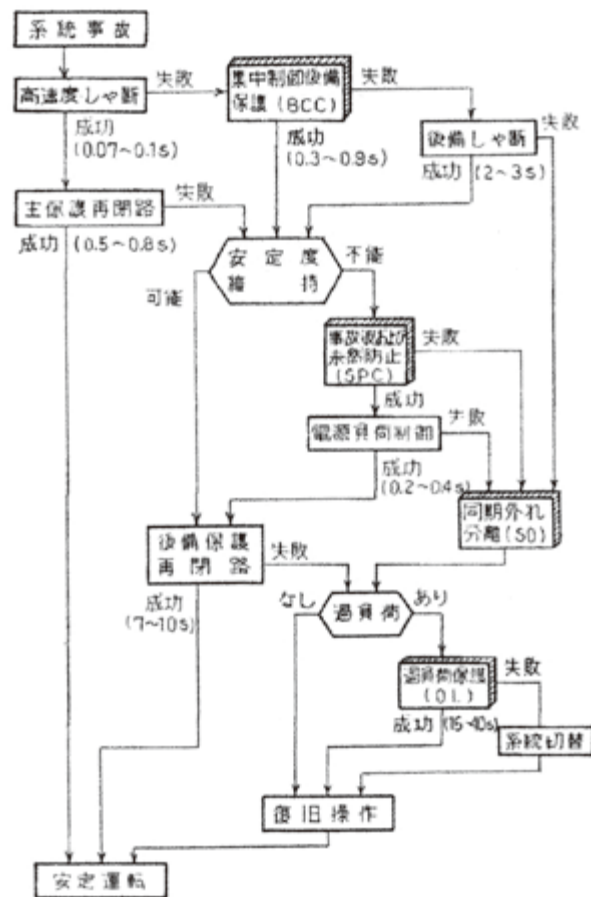


図 3.5 東北電力の保護制御システム^(3.1)

3.3 ニューヨーク大停電^(3.2)

(1) 概要

東北電力での停電の約半年後にあたる、1977年7月13日夜、雷雨に始まる一連の事故によって、Consolidated Edison Company（以下、コン・エジソン社という）が供給しているニューヨーク州ハドソン溪谷下流が停電した。特に、ニューヨーク市都市部の800万人以上に対して5時間から25時間にわたって供給支障が生じたため、多くの人々の生活の安全性が危険にさらされ、わが国では起こりえないような略奪や破壊が起り、大きな社会問題となった。この時期ニューヨーク市の経済は破綻していたと言う。

その発端はいくつかの落雷であった。ニューヨークへの送電は、当時複数のルートを通る多重ループで構成されていた。いくつかの落雷により順次送電線が停止になり、全停につながった。

突然の事態はカナダ・アメリカ東部の高圧送電線網を完全に崩壊させ、電力が供給されない状態となった。1日後の7月14日の午後8時になって停電が復旧した。

(2) 事故直前の状態

最初の事故の直前である1977年7月13日午後8時35分にはニューヨークに電力を供給するコン・エジソン社の系統は正常な運転状態にあった。すなわちいくつかの諸設備が定期検査または補修のため停っていたほかはすべて連続定格の範囲で運転されていた。

需要は6,091 MWで日没による電灯需要のため漸増傾向にあった。このうち3,891 MWがコン・エジソン社の発電設備で賄われ、残りの2,200 MWはNew York Power Pool (NYPP) (この地域の電力のバランスを図る組織であるニューヨークパワー・プール)の経済負荷配分計画により他社からの融通電力により賄われていた。コン・エジソン社の発電のうち約1/3はニューヨーク市以外にある大容量発電所からのものであった。

(3) 事故の発生と全停までの経緯

停電事故は午後8時37分17秒の第1回目の落雷から午後9時36分の全停まで約1時間にわたり複雑な経過をたどっている。そこでこれらの事象を幾つかに区分して説明を加えることにする。

①事象1

7月13日午後8時37分17秒Buchanan South変電所とMillwood West変電所を結ぶ345 kV2回線に3相のうちB相同時落雷事故が発生した。この事故を除去するため8台のしゃ断器が正常に開放し、その結

果として、Indian Point3号機(883 MW)がトリップした(図3.6参照)。

このときBuchanan South変電所のしゃ断器不動作時にのみ転送トリップするようになっていたLaden Town変電所のしゃ断器が調整ミスのためトリップした。

また、Buchanan South変電所Millwood West変電所間の送電線を充電するために2秒以内にしゃ断器が再投入されるはずであったが、Millwood West側のしゃ断器1台が再閉路されたに過ぎなかった。

この結果、コン・エジソン系統はIndian Point3号機とBowling Point2号機(図3.6の外)を失いRampoとの連系がしゃ断された。しかしこの時点ではほかの連系線からの応援により系統の安定性は保たれていた。

②事象2

第一の事象の約18分後の午後8時55分53秒に直撃雷により他の二つの345 kV送電線がトリップした。

そのうちの1区間は2秒後に再閉路され、再送電が開始されたが、もう一方の送電線はしゃ断器両端の位相角が同期投入条件の20°以上ということでロックがかかり再閉路されなかった。

この結果、コン・エジソン社の北西部の連系がなくなり、この連系からの1,044 MWはすべてほかの連系から受電することになったが、このとき更に他の線路がリレーの誤動作によりトリップしてしまった。

これにより各連系線潮流は短時間許容過負荷(15~20分)を大幅に超過して終わった。

③事象3

午後9時19分11秒、北部との連系線である345 kVの線路が長時間の過負荷のため、線路が熱により垂れ下がり樹木に接触してトリップした。この北部連系線には、1,202 MWの潮流が乗っていたが、これらは北部138 kV連系線で419 MW、南西部の連系を介して隣接する電力会社のPJMから、更に南東部の連系を介しての応援電力により肩代りされた。この結果、それぞれの連系線は短時間許容過負荷を大幅に超過して運転されることとなった。

④事象4

午後9時19分52秒一部の345/138 kV変圧器が過負荷のためトリップした。このためニューヨークにつながる連系線は三つとなり、過負荷は一段と大きくなった。

この時点では、既に多くの対策がとられていた。すなわち、コン・エジソン社と下位系の配電会社Long Island Lighting Co.での電圧低減策による負荷減少(わが国では行われていない)、運転予備力の発動が行なわれ、Linden-Goethalsの移相変圧器のタップ変更による潮流制御も行なわれた。しかし、この対策は他

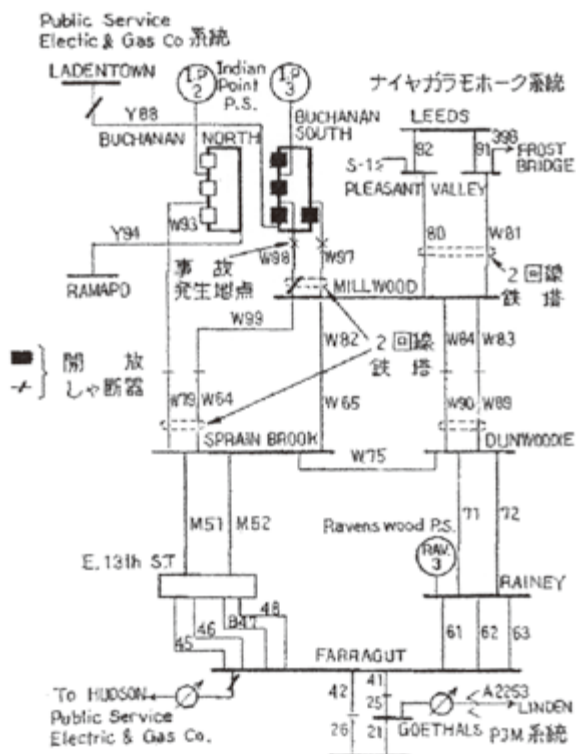


図3.6 第1回故障発生地点と開放しゃ断器^(3.2)

の連系線の過負荷を助長する結果ともなった。

⑤事象 5

午後9時22分11秒、520 MWの電力を送っていた連系線1本がNYPPのオペレータの了解のもとに開放された。これに至るまでの間、約15分間NYPPのオペレータも、Long-Island Lighting Co.のオペレータもコン・エジソン社のオペレータと連絡がとれず、止むを得ず連系を開いたものである。また、この時点までコン・エジソン社において有効な負荷低減策は全くとられていなかった。もし少なくとも600 MWの負荷しゃ断が実施されていれば、この事態は避け得たであろう。

⑥事象 6

午後9時22分47秒、上記の連系線が失われてから約30秒後に隣の345 kV送電線を再投入することが試みられたが、電力動揺が過大となり、しゃ断器がトリップした。

この操作が事象4の起る以前、すなわち3分前までに行なわれていればしゃ断器の投入は成功していたであろうし、また変圧器の過負荷は解消していたと考えられる。

⑦事象 7

午後9時29分41秒、上記の移相変圧器のタップ変更装置に故障が生じ、1,150 MWの電力を送っていたPJMとの連系線がトリップした。この結果、コン・エジソン管内の不足分はすべて2本の138 kV線路にかかることになったが、これらも過負荷で直ちにトリップし、コン・エジソン系統は単独系統となった。

事故を起した移相変圧器はその過度の過負荷を解消するために間断なく遠隔制御によるタップ変更が強いられており、これが移相変圧器故障の原因となった。

(4) 系統分離から全停までの経緯

系統分離時、コン・エジソン系統の負荷は5,981 MW、発電は4,282 MWであり、28.4%にあたる1,699 MWの発電不足が生じ、系統の周波数と電圧に大幅な変化が生じた。系統周波数の変化は図3.7に示すが、系統分離後最初の2秒間、周波数は1.0~1.3 Hz/秒の割合で低下し、2秒後の負荷しゃ断により、突変している。これは負荷しゃ断用低周波リレーが59.3、58.8および58.3 Hzで動作するように設定されており、これらのリレーの動作により全体の24%にあたる1,435 MW前後の負荷がしゃ断されたと考えられる。この負荷しゃ断により周波数は4~6秒間、0.25~0.80 Hz/秒の割合で回復しつつあったが、その途中でそれまで844 MW負荷を供給してい

たRavenswood 3号発電機がトリップした。この原因は自動負荷しゃ断の結果、多数のモーターなどの誘導性無効負荷が分離され138 kV、345 kVケーブル系統による容量性無効電力のため系統電圧が異常に上昇したためである。

Ravenswood3号機の脱落により周波数は再び低下し始め、これとともに残された19台の蒸気タービン発電機と14台のガスタービン発電機の出力が補機類の出力減のため低下し、31/32分の間、約1.0 Hzの割合で周波数は低下していった。周波数が約54 Hzに下がったとき約450 MWを供給していた発電機がトリップし、これにより周波数は49.2 Hzまで急速に低下した。この約30秒後に周波数低下による補機出力の低下により残存発電機も次々と脱落し、遂に全停に至った(図3.7)。

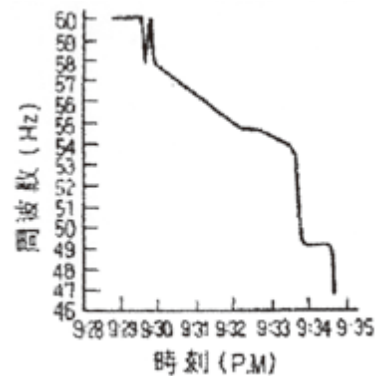


図 3.7 事故後の周波数変化

(5) 東北電力の停電との違い

その前年に起きた東北電力の事故との共通点としては、いずれも多重事故が一次原因となっていることである。一方、相違点としては次のような点が挙げられる。

- ①東北電力では約1時間前の火力事故によって潮流が偏在化していたが、ニューヨークの場合は常時潮流が大幅に偏在化していた。
- ②事故様相では、東北電力が、電源脱落とループ系の多重事故ということで、極めて苛酷な事故様相であり、しかも短時間の現象であり、運転員の対応領域外であったことに対し、ニューヨークの場合は連系線トリップ後、約1時間にわたる極めて長時間の事故波及様相で、運転員の対応領域内の事故といえる。
- ③保護リレーシステムについても、わが国の再閉路方式は単相、三相など各種の方式を採用しているの 비해、アメリカの場合は単相や二相事故に対しても

三相再閉路のみであったため、事故により二回線しゃ断となったことが大きく異なる。リレー、しゃ断器動作については、東北電力の場合は正常であり、東北電力では本系統への事故波及防止に成功しているのに対し、アメリカの場合は幾つかの不良動作があり、波及防止に失敗し、大停電に進展した一つの要因になっている。

- ④東北電力では、復旧過程における二次被害がなく早期に復旧したのに対し、アメリカの場合はケーブル系統などで二次被害が発生し、復旧に長時間を要した。
- ⑤系統運用体制についてもわが国の場合は、中央、地方の給電指令機関、発電所を遠方制御している制御所それぞれが系統運用機能を分担して、広範囲事故に対し常に訓練を重ね、また話し合わせ、ルール化されているのに対し、ニューヨークでは一つのエネルギー・コントロールセンタに機能が過度に集中しており、特に345 kVの基幹系統から4 kVの配電線まで、すべてを監視、制御することとしているため、広範囲事故時には混乱をきたし、事故波及未然防止対策や早期復旧対策など重大な処置が適切に行ない得ない状況にあったものと思われる。

以上のように、東北電力の事故とニューヨーク事故とは系統運用、系統保護リレーシステム、系統運用体制など基本的な面で幾つか重要なものが相違している。

3.4 東京電力西地区停電^(3.3)

(1) 概要

1987年7月23日の昼休みが終わった直後、東京電力の西地区を中心に全需要の約20%の需要家に停電が発生した。その後の分析により、この停電が電圧不安定現象という特異な理由によって生じたことがわかった。関東南西部が停電から完全復旧するのに3時間21分を要した。その後、東京電力の電力系統の見直し、系統安定化技術の導入が進み、他の電力会社でも同様の対策がとられ、この停電以降わが国では電圧不安定現象は生じていない。

(2) 事故直前の状態

この日は連日の猛暑のため、東京電力の電力使用量は高い値を示していた。一般に電力需要は猛暑が3日続くと最終日に最大需要が生じると言われている。この日は木曜日であり、需要がピークを迎えると予想されていた。その日の最高気温が1度Cあがると東京電力での最大需要は1,000 MW増加すると言われていた。前日の東京電力の最大電力は39,300 MWであり、7月23日にはこれを上回る需要が発生すると予想され、発電量の確保と、電力系統の電圧維持のための並列コンデンサの準備が行われていた。

わが国の平日の電力需要は、昼休みに下がるのが特徴である。図3.8は東京電力のある日の日負荷曲線で

エピソード3 磁気嵐

太陽の黒点活動は11年周期で激しくなる。黒点活動が激しくなるとそこからフレアが生じ、多くのイオンが排出される。これが地球にやってくると各地でオーロラが見られる。

このイオンが電離層に集まると通信障害を起こすことが以前から知られていた。これをデリンジャー現象と呼ぶ。突発性電離層擾乱である。

一方このイオンが地球上で流れるとそこに磁界が発生し、地磁気が乱れる。この磁気の変化が、電力用の送電線に直流電流GIC (Geomagnetic Induced Current) を流す。この電流値が大きくなると変圧器の磁気飽和を生じ、いわゆる突入電流を流し、保護装置が動いて変圧器をトリップしてしまい、電気が送れなくなり停電が発生する。実際に1989年3月カナダのハイドロケベック電力公社では数回にわたる停電が生じていた。

このニュースに注目し、わが国の電力系統でもGICをはかつて見ることにした。各地にある主要な変電所に電流計測装置を持って行って電流を計測した。その結果、いくつかの変電所で最大50 AのGICを観測することができた。将来、黒点活動が盛んになったときにはより大きな電流が流れ、停電が発生することが予測され、長距離送電線につながる主要な発電所、変電所に地磁気誘導電流計測装置を置くこととなった。この測定装置は現在も稼働しており、電流値を電力会社の中央で観測することができるようになり、停電の防止につながっている。

あるが、昼休みの12時から13時まで電力負荷が約5%も減っていることがわかる。昼休みが終わるとこれだけの負荷が一斉に増加することになる。停電の前日の電力ピークが約40,000 MWであったから、昼休み明けに2,000 MW程度の負荷が増加したことになる。

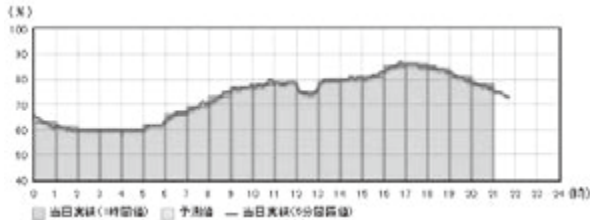


図 3.8 東京電力の日負荷曲線の一例
(その年のピーク電力を100%としている。2015年11月15日(平日)の例)

実測によるとこのときの需要の伸びは、1分当たり400 MWであったという。この昼休み明けの電力需要の急増に合わせてるように、発電所からの発電量の増加、変電所での電圧維持のための並列コンデンサの投入が行われていた。

この当時の東京電力の電力系統は図3.9のようになっており、多くの発電所(図では□で表現されている)が北と東側に存在し、南西地域には発電所が存在していなかった。

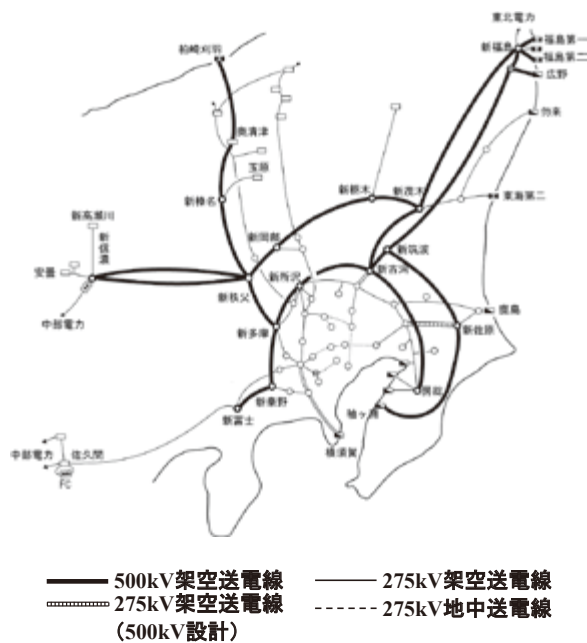


図 3.9 停電当時の東京電力の電力系統(図 2.11 再掲)

(3) 停電の発生

13時07分には、昼休み後の電力需要の増加に伴い、基幹系統の変電所の母線電圧が低下し始めた。図3.10には4カ所の500 kV 変電所の電圧を時間を追って示

している。13時丁度には昼休み後の電力負荷の増加を見越して電圧を500 kV より高めにしていた。しかし、その後の発電機出力の増加、変電所の並列コンデンサの投入にも関わらず、変電所の電圧はどんどん下がっている。13時19分には400 kV を下回る事態となり、多くの変電所で、系統保護のために保護リレーが動作し変電所の負荷につながる遮断器を次々と開放した。

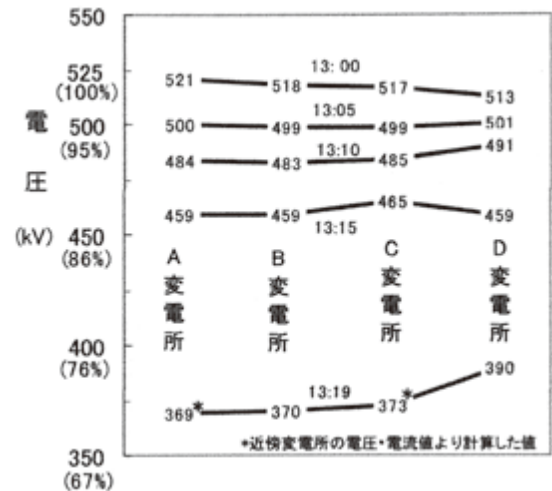


図 3.10 当日の基幹変電所での電圧低下の様子^(3.3)

基幹系の変電所が停電となり、そこにつながる電圧の低い変電所が停電し、関東中央部の豊島・京北・北東京・多摩・上尾・池上変電所、関東南西部の笹目・北相模・新秦野・新富士変電所で、停電が発生した。国会議事堂のある千代田区永田町でも停電が起き、予算委員会の開催ができなくなった。

そのときの電力需要カーブから、1年前の需要ピークに比べて電力需要が増えていること、昼休み明けの需要の1分間の上昇が前年の190 MW に比べ、当日は400 MW と異常に早かったこともわかった。

また、基幹系変電所のリレー動作のおかげで負荷が急減したため、発電機の回転速度が増加し、周波数上昇が発生し、川崎火力発電所6号機や鹿島火力発電所4号機と6号機の発電機 OFR (周波数上昇リレー) が動作し、多数の電源が脱落した。

停電エリアは、静岡東部、神奈川西部、山梨中央部、埼玉南部、東京多摩、荒川区、足立区、文京区、北区に及び、関東中央部は約30分で復旧したが、関東南西部は完全復旧までに3時間21分を要した。一方脱落した電源では、鹿島6号機は停電発生後約1時間20分、鹿島4号機は約1時間半、川崎6号機は約1時間50分で再並列した。

電圧の低下に対して、電圧維持のための電力用並列

コンデンサの投入で対処したが、全量を投入したにもかかわらず、電圧の維持につながらなかった。

また、電力系統の保護制御はすべて正動作であり、運転員の運転ミスも全くなかったにも関わらず8,186 MWの需要が停電した。これは、東京電力全体の約20%にあたり、2018年9月に北海道電力で生じた全停（ブラックアウト、後述）での需要喪失3,100 MWと比べても大規模であったことがわかる。また国会議事堂で停電したことで社会的な注目を浴びた。

(4) 停電原因の究明

原因を究明するために、停電直前の電力系統のデータがすべて集められ、行われた系統の操作データも準備され、シミュレーションを行うこととなった。

筆者も、後に述べるM法（東京電力と三菱電機が開発した電力系統解析手法）を用いたシミュレーションに取り組んだ。データをすべてコンピュータに入力し、実施された操作をシミュレーションして見るが、一向に電圧の低下が起こらない。電力系統は安定に運用されるシミュレーション結果となっていた。

そこで、13時18分の時のシミュレーションに続いて、そのときの電力用並列コンデンサの利用状況のまま、電力需要のみを増やすことにした。すると、シミュレーションの初期値を計算する潮流計算が収束しなかったのである。この現象は、これまで教科書では取り上げられていた電圧不安定現象ではないかと思い、厳密な潮流計算を実施した。後述する電力系統のシミュレーションでは初期断面の潮流分布を求めるのに繰返しにより潮流計算を行う。通常はその時の各電気所の電圧の大きさの初期値を1.0 pu（500 kV 変電所では500 kV、275 kV 変電所では275 kV）としている。今回はその初期値を低目の0.5 puとしてみた。そうすると潮流計算結果が電圧の低い値に収束した。この状態でシミュレーションを開始するとどんどんと

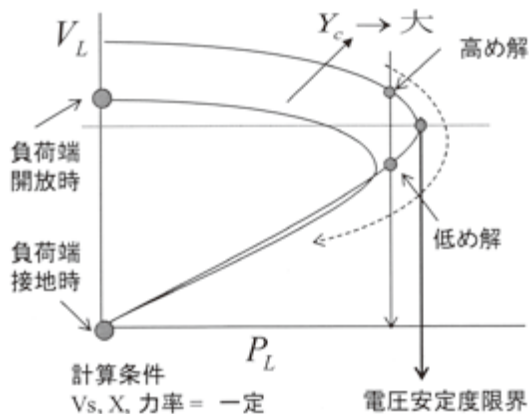


図 3.11 電圧安定性とPVカーブ

電圧が下って行った。その結果、図 3.11 に示すように、13時18分の需要（有効電力）にたいしては、図の高め解の電圧で電力系統が運用されていたが、需要が増加した13時19分では、並列コンデンサの投入の若干の遅れが原因となり低め解に飛んでしまい、不安定による電圧崩壊が生じたことが判明した。まさに、「ユーレカ」の瞬間であった。

二日に近い徹夜によりこの結果を得、直ちに、東京電力内に設置されていた停電事故調査委員会に報告し、追試により電圧不安定現象による停電であることが確定した。その追試結果が図 3.12 に示された。

この結果は、当時の通商産業省に報告されたが、世界初の電圧不安定現象について理解が得られなかった。特に、電圧がどのように崩壊してゆくのかの説明がほしいとの要望が出された。停電事故調査委員会の関根泰次委員長は、花瓶を地面に落としたときに、がちゃと割れるのと同じ現象で、どこからどのように進むかの説明は難しいと、発言し、納得を得たと聞いている。

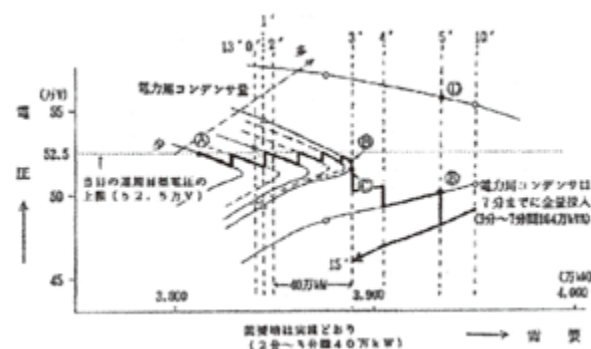


図 3.12 社内事故調査委員会の検証 PV カーブ

(5) 電圧不安定現象を起こした要因の一つ

この頃には、東京電力の管内を中心にエアコンの普及率が上昇しており、電力需要のピーク上昇に寄与していた。また、エアコンも従来型の誘導機制御から、インバータエアコンに変わりつつあった。

インバータエアコンは、従来の誘導機制御方式と多くの点で異なっている。温度一定の制御を従来方式のようにバンバン制御と言われる様な、スイッチを入れる・切るの繰返しで行うのではなくインバータにより連続的におこなえる。また、電圧が低下しても冷房機能を落とさないように出力一定の制御をするため、電圧が低下した分電流が増加し、さらに電圧低下を招くという悪循環があったと言われた。

この停電をきっかけとして、インバータエアコンが電力系統に及ぼす影響について、多くの実験が行われ

た。三菱電機では、東京電力との共同研究として、静岡製作所内の環境実験室の中に、小さな住宅を作り、太陽による日照や、温度、湿度変化に対するエアコンの性能と出力、必要電力の調査実験が行われた。

その結果、多くの事実が判明した。その主なものは以下の通りであった。

- 冷房においては日照の効果が、温度に比べて大きい。日射が強いつきのエアコンの使用電力量が大きくなる。
- インバータエアコンはスイッチを入れたときに、電力を定格以上に消費し、急冷効果を持たせている。
- インバータエアコンでは、はじめに部屋の空気を冷却するために機能する。
- 部屋の空気の温度が一定になると、次に部屋にある家具などの什器を冷却するように機能する。
- 部屋全体が一定の温度になった後は、部屋にいる人間、外部からの熱流入分を補うように機能する。このことから、昼休みにはインバータエアコンを停止しない方が電力消費上は有利であることが判明した。

(6) その後の対策

電力系統では以下の対策がとられた。

- 負荷の急増に追従出来る電源（揚水発電所）を用意する。
- 無効電力急増対策として、RC（同期調相機）、SVC（静止形無効電力補償装置）などの設置を行う。
- 電力用並列コンデンサの増設を行う。
- 設備の運用では、基幹系統の電圧高め運用をする。（基幹系統の発・変電所電圧を公称電圧の+5%程度まで引き上げる）
- 発電機の端子電圧を+3%程度まで引き上げる
- オンラインで電力需要を計測した結果から需要予測計算を行い発電機の制御や変圧器のタップ制御を行う。

3.5 北海道電力ブラックアウト^(3,4)

(1) 概要

2018年9月6日の夜半、北海道胆振（いぶり）地域に発生した大きな地震の直後に大規模火力発電所が発電停止し、その影響が波及してカスケード式に北海道全域において停電が発生するという、わが国初のブラックアウト（全停）が生じた。

(2) 事故直前の状態

- 北海道電力では電力のピークは冬期になるので

9月6日は年間で見るとピークとはなっていない（2018年12月のピーク需要は4,959 MWであった）。

- 電源の配置としては、日本海側に泊原子力発電所、太平洋側に大容量の苫東厚真（とまとうあつま）石炭火力発電所が置かれ、バランスのとれた計画となっていた。2011年の東日本大震災の後、原子力発電所の運転が停止され、泊原子力発電所は停止状態であった。
- この時、主要な送電線の保守点検は行われておらずネットワークは図3.13に見るように健全状態であった。
- 地震の発生した午前3時8分直前の発電端総需要は3,087 MWであり、発電コストの低い苫東厚真石炭火力発電所の3台（1, 2, 4号機）がほぼフル出力で運転されており1,154 MWを供給していた。水力発電が780 MW、風力発電も166 MWの電力を供給していた。本州との連系線である北本直流送電出力はほぼ0であった。

地震発生からブラックアウトに至るまでの北海道電力の系統の周波数の推移と、北海道本州直流連系装置（北本連系）の送電電力量を示す図3.14において状態①の時点に対応する。

(3) 停電の発生

2018年9月6日午前3時8分、北海道胆振東部地震（マグニチュード6.7、最大震度7）が発生した。これに始まる電力系統における事象を①から③に至る4段階に分けて記述する^(3,4)。

- (i) 地震発生直後①（地震発生から周波数回復まで、3時8分から9分）
 - 苫東厚真2、4号機がタービン振動を検知し停止した。同1号機が出力低下を起こした。これ以外に、水力発電所の一部と風力発電が停止した。これにより1,810 MWの供給力の低下となり周波数が低下した。
 - 周波数の低下（49.62 Hz）を検知し、北海道本州間直流送電連系設備（北本連系線）からの緊急融通が開始された。一時、北本設備の近くの電圧が低下し他励式直流送電の転流失敗が生じ直流から交流への変換ができなかったが、その後回復して、正常動作に移り電力融通が行われた。
 - 稀頻度事故時のみ動作する負荷遮断（48.5 Hzで動作し約1,430 MW）が自動で行われた。
 - 道東地区への連系線である狩勝幹線ほか2線路が地絡事故を検出してしゃ断され、道東地区（130 MW）が停電した。
 - これらの動作により、周波数の低下は、46.13 Hzま

北海道エリアの総需要3,087MW(発電端)

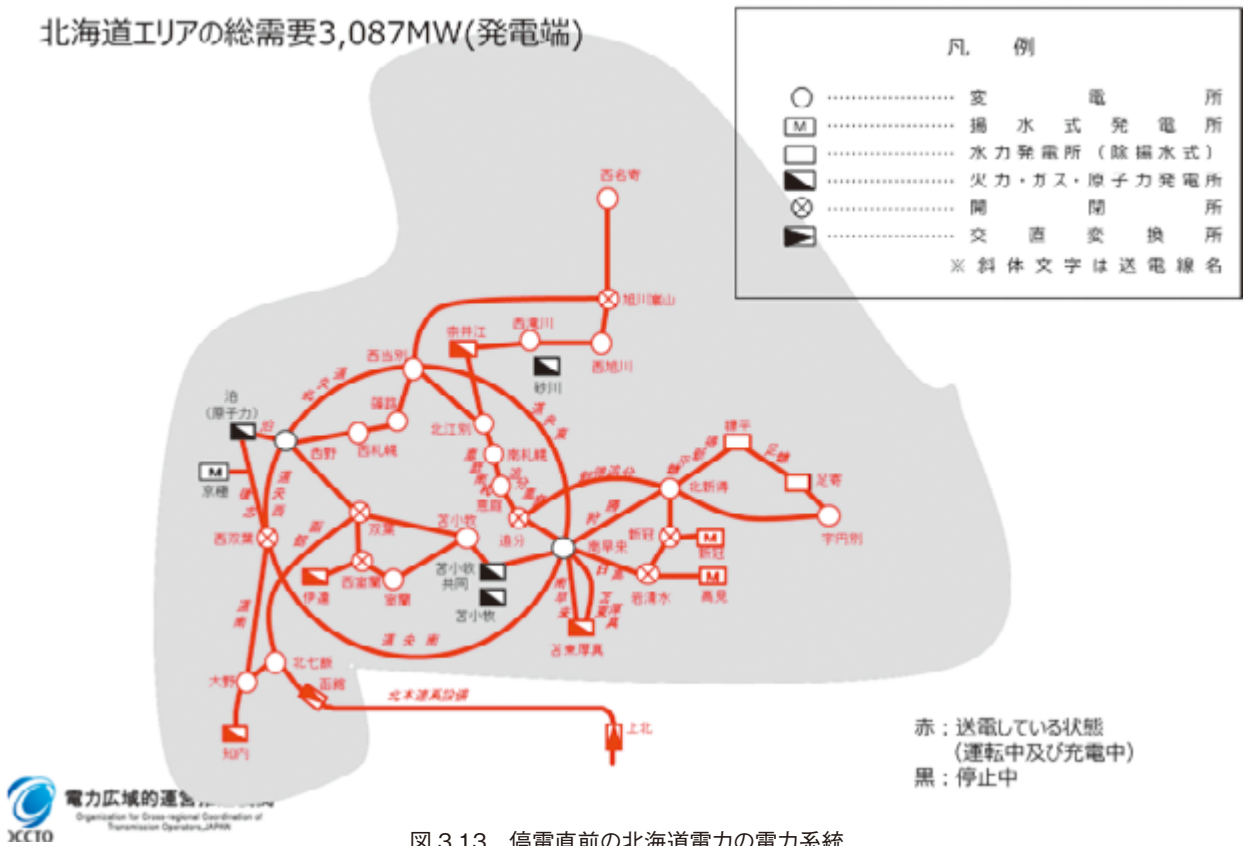


図 3.13 停電直前の北海道電力の電力系統

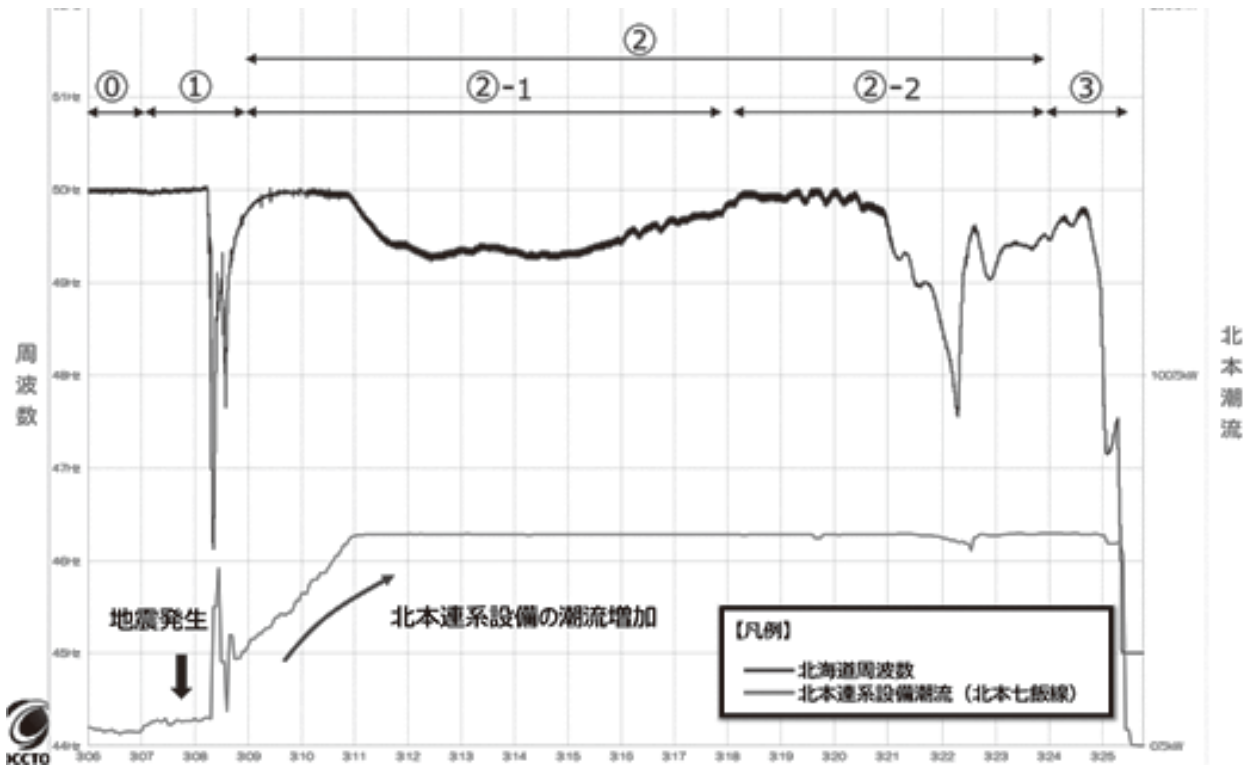


図 3.14 ブラックアウトに至るまでの周波数と北本連系の潮流

でとどまり、その後回復に向かった。

この時の電力系統の状態は図 3.15 に示される。

(ii) 地震発生直後②-1 (送配電線再送電から負荷遮断 2 回目まで、3 時 9 分から 19 分)

- 道東につながる 3 線路が、自動再閉路成功によって復旧し、道東地区が北海道電力本体と連系した。
- 周波数の回復後、地震情報を得るために多くの家庭で照明やテレビなどの電源が入れたとみられ、

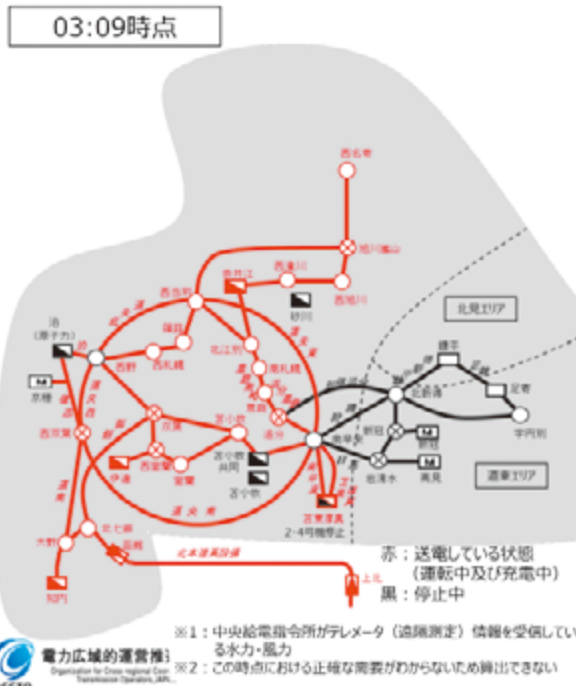


図 3.15 状態①の時の電力系統

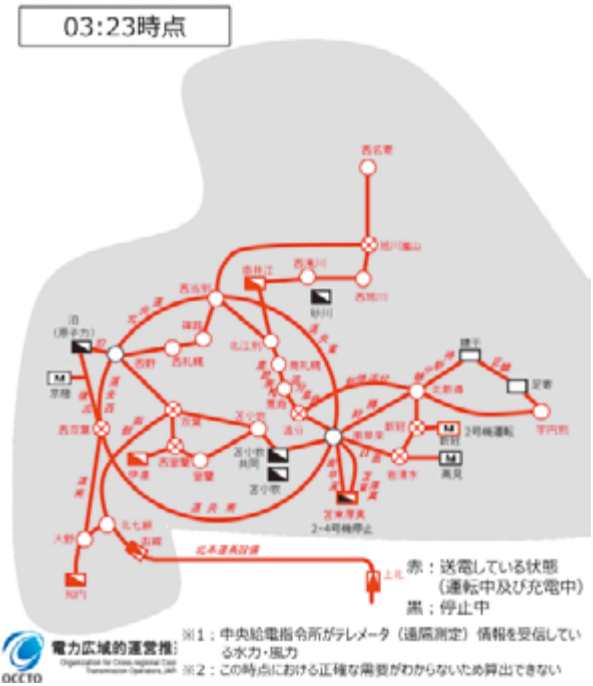


図 3.16 状態②-1 と②-2の時の電力系統

需要が増加した（筆者推定では約 250 MW と予想される）。このために周波数が徐々に 49.3 Hz 程度まで低下した。

- 中央給電指令所から火力発電機への出力増加指令制御が自動的に行われ、北海道西部にある知内や伊達火力発電所出力が上昇し、図 3.14 の②-1 に示すように周波数が回復傾向となった。

(iii) 地震発生直後②-2（苫東厚真 1 号機出力低下から負荷遮断 2 回目まで、3 時 20 分から 24 分）

- 苫東厚真発電所の 1 号機の出力が徐々に低下し始め、約 200 MW 程度供給が減った。
- 周波数 48.5 Hz に低下時、2 回目の負荷遮断が自動で行われ、約 160 MW の需要が減った。これにより周波数は、50 Hz に回復傾向となるが、安定が維持できず変動している。

この時の電力系統の状態は図 3.16 の通りであった。

(iv) ブラックアウトまで③（3 時 24 分から 25 分）

- 苫東厚真 1 号機がボイラーの損傷により停止し、100 MW の電源が喪失した。そのために周波数が低下した。
- 3 回目の負荷遮断が周波数 48.5 Hz の時点で自動で行われ、負荷遮断可能な残量である 60 MW が切り離された。これ以上の負荷遮断は不可能となった。
- 周波数の低下により、それまで電力系統に接続されていた日本製鉄の発電機（当時出力 149 MW）が、系統周波数の低下時間が規定値（47.5 Hz 以下が 15 秒）を超えたために系統から切り離された模様で、

それにより周波数低下がより進んだ。

- 周波数の低下により、知内、伊達、奈井江火力発電所は、発電機保護のために過励磁保護リレーの動作により発電を停止した。
- これらの発電所が停止すると同時に、北本連系線も停止した。
- こうした、北海道電力の発電、連系線の出力がすべて停止し、最終的にブラックアウトとなった（図 3.17）。

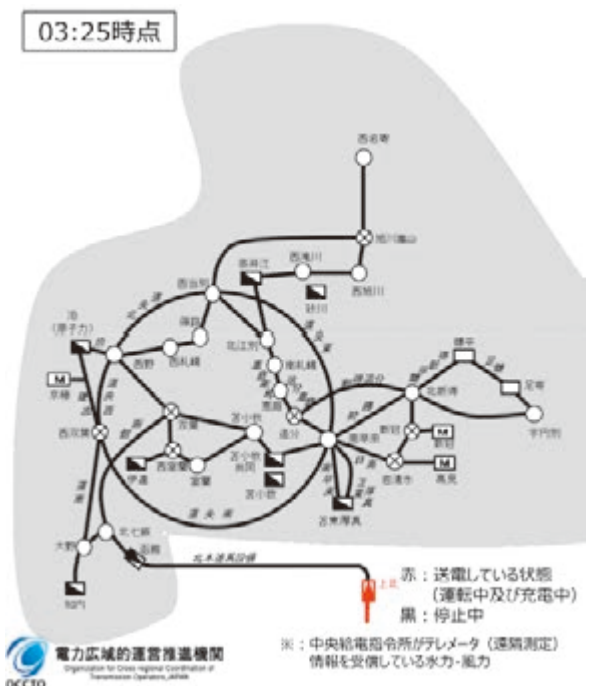


図 3.17 状態③ ブラックアウト時の電力系統

(4) 停電の復旧

ブラックアウト時に復旧の手順を決めるブラックスタートにのっとり、新冠（にかっぶ）揚水発電所の立ち上げからスタートした。途中、ブラックスタートに一時的に失敗しながらも、9月6日14時までに約11時間をかけて北海道中央部分の停電は解消した。

(5) その後の対策として考えられること

事故後につくられた検証委員会では以下の検討が行われている。

- 現在の設備形成上のルールでは、N-2 故障（発電機2機、又は送電線2回線の同時故障）以上の稀頻度リスクに対して一定の停電を許容しており、国際的に見ても、N-1（電力設備の単一故障）の考え方に多少の差異はあるものの、N-2以上の事象については運用において連鎖的な停電を防ぐことが原則となっている（すなわち、停電は許容するが運用によりブラックアウトは極力回避すべき）。
- 北海道電力の設備形成については、現在の設備形成上のルールに照らし、不適切な点は確認されず、また、北海道電力の運用についても検証の結果、事前に想定していた運用対策も含め、必ずしも不適切であったとは言えない。
- しかしながら、今回の事象を踏まえ、今後、ブラックアウトを極力回避するため、停電発生リスクや発生時間を低減する運用上の対策を検討し実施する必要があると考えられる。
- 運用上の対策として、まずもって至近年冬期むけの早期対策、その上で中長期的な対策を講じる必要があると考えられる。
- また、運用上の対策では解消が困難である場合があり得ることから、運用上の対策の検討と並行して設備対策を検討し、運用上の対策の検討結果を見極めた上で、必要に応じ実施する必要があると考えられる。
- なお、とりわけ、北海道エリアの最大規模発電所の全発電機同時脱落の超稀頻度リスク対応を想定した、ブラックアウトを極力回避するために必要な運用上及び設備形成上の中長期的な対策につ

ては、技術的観点からは実施が望ましいと考えられるが、今後、国等において、経済性等を含む総合的な観点からの検討・検証が行われる必要があると考えられる。

これまでの歴史に残る停電から学んできた例に即して、考えるべき項目として以下をあげたい（2019年10月現在）。

- 電源の最適配置の見直し。現在泊原子力発電所が、東日本大震災以降停止しているが、日本海側の電源の確保が必要である。石狩湾新港火力発電所がその後に運開したが、発電力のバランスをもう一度見直す必要がある。苫東厚真の電源が北海道全系の需要に対して比率が高すぎたのではないかと。
- 系統安定化システムのような稀頻度事故時の電力系統の系統分離など、全系にわたる系統安定化システムの導入が必要ではないかと。
- 新しい電源への期待として風力を中心とした再生可能電源の、系統事故時にも運転継続する保護システム（Fault Ride Through）の導入を図るべきである。
- 系統連系のあり方としては、北本連系送電に用いられている直流はこれまで他励式であり、受電端側に送電電力の3倍程度の短絡容量が必要と言われる。次期の連系線増強では自励式の直流送電を適用し、北海道側での受電端電源不足に対応しておく計画があり期待される。

文献

- (3.1) 座談会「アメリカの大停電事故を巡って」電気学会誌、昭和54年2月号
- (3.2) 上之園博「ニューヨーク大停電事故の実情とその分析」電気学会誌、技術総説、1969年2月号
- (3.3) 江川正尚「広域停電をきっかけとした電力系統安定化技術の飛躍的進歩」電気学会論文誌B、129巻2号、2009年
- (3.4) 「地震発生からブラックアウトに至るまでの事象について」電力広域的運営推進機関報告書、2018年9月21日

4 | 電源開発計画

4.1 概要

電源開発計画とは、安定した電力需給と電源の経済的な開発・運用を図るために、電源設備の必要時期、必要容量、種類、配置を決定することである。

4.2 安定した電力需給

電力の需給計画は、一般に最大電力 (kW) バランスと電力量 (kWh) バランスとで検討される。

最大電力バランスとは、月別に電力需要の最大と供給電力を対比させるもので、供給能力が需要を上回る分を予備力といい、これを供給信頼度の尺度として用いている。

電力量バランスとは、月別、年度別に供給電力量の各種発電方式の分担を決め、発電所の運用計画や燃料計画に役立てる。

電源の確保には、計画から用地確保、送電ルートの確保、設計、工事、試運転、実運用と10年単位で時間が必要となり、2003年以前には電力開発調整審議会の承諾を得なければならなかった。2004年10月に「電源開発に係る地点の指定について」が閣議了解され、重要な電源開発に係る地点については、経済産業大臣が「重要電源開発地点」の指定を行い、地元合意形成や関係省庁における許認可の円滑化を図ることと

なった。

ある発電機が故障しても、電力供給が行えるように、予備力を持っておかなければいけない。この供給予備力の考え方として、従来（昭和37年以降）は、月に0.3日分といった考え方があったが、近年は電力広域的運営推進機関が以下の規定をもうけている。確率的に生じる偶発的需給変動対応分としての7%に、EPA（Economic Planning Agency）法により算出された持続的変動対応分1-3%を加えた、8-10%を必要量としている。しかし、現在のままの電源構成が続くとこの予備力が2021年には8%を切る可能性があるとしている。

4.3 電源種別

現在わが国で使われている電源としては、原子力発電（500-1,350 MW/1機）、石炭火力発電（300-1,000 MW/1機）、石油火力発電（300-800 MW/1機）、天然ガス火力発電（300-1,500 MW/1機）、水力発電（20-300 MW/1機）、揚水発電（200-400 MW/1機）、再生可能エネルギーとなる。

これらを、ピーク時対応の電源、ミドル時対応の電源、ベース供給力とバランスを見ながら選択する。

火力発電の中では、石炭火力、石油火力の順に効率化が図られてきたが、現在では天然ガスを用いたコンバインドサイクル方式が効率向上の先頭を切っ

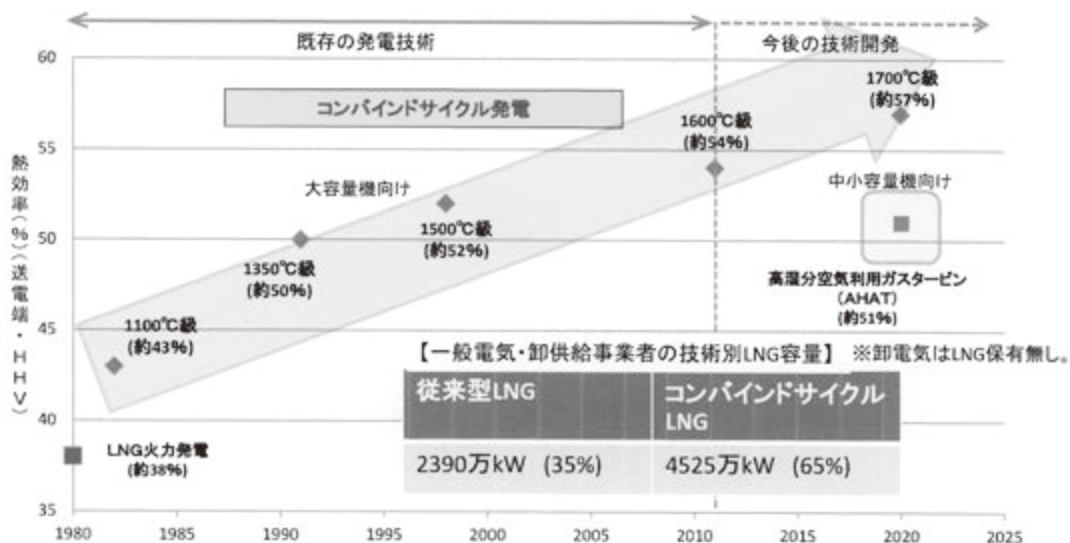


図 4.1 天然ガス発電の高効率化の歴史

出典 総合資源エネルギー調査会（経済産業省）資料 2015.3

ている。その歴史的変化は図 4.1 の通りである。LNG 火力発電の従来の効率が 38%であったものから、最近のコンバインドサイクル発電では 57%の高効率になってきている。詳細は技術の系統化調査報告書「電力用タービン発電機技術発展の系統化調査」田里誠、第 5 集 2005 に詳しい。

また、これらを経済性やパブリックアクセプタンスなどを考えながら種別選択を行っている。

4.4 電源配置計画

各電力会社は、電力の自由化以前には自社のみで発電計画を立て、配置を決めることができたが、電力システム改革以降は規制緩和によって、新電力などの新しい企業による電源建設が行われる様になり、配置計画がある程度自由競争になっている。

しかしながら、大規模発電所に関しては、これまでの一般発電事業者が建設を担っており、基本的に以下の考えに基づいて建設が行われてきている。

その対象となる地方が、二つの海に面している場合

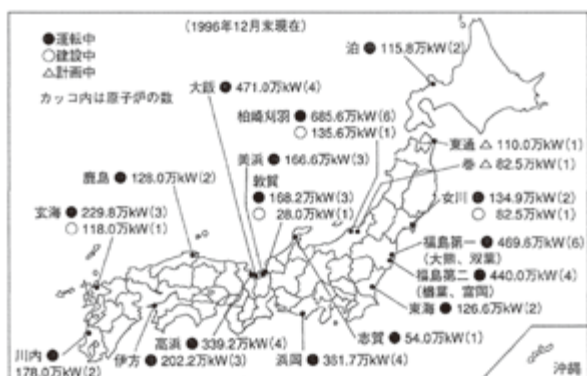


図 4.2 主な原子力発電所 日本原子力産業会議資料 (国土交通省 HP より)

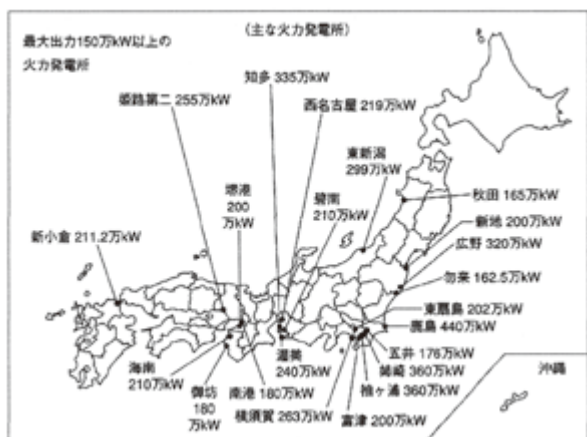


図 4.3 主な火力発電所 電気事業連合会「電気事業便覧」 (国土交通省 HP より)

には、その両方にバランスよく電源を配置する。

図 4.2 には主な原子力発電所の位置、図 4.3 には大規模な火力発電所の位置を示す。図では 1996 年頃のものを示している。

例えば、北海道電力では、日本海側に泊原子力発電所 (1,158 MW) や石狩湾新港天然ガス火力発電所 (1,708 MW、2019 年運開) を建設し、太平洋側には苫東厚真石炭火力発電所 (1,650 MW) を置いている (図 3.13、図は 2018 年現在)。

東北電力では、太平洋側に、女川原子力発電所 (1,349 MW) を、日本海側には東新潟天然ガス発電所 (2,990 MW) や秋田石油火力発電所 (1,650 MW) を置いている (図 3.4、図は 1980 年現在)。

東京電力では、太平洋側に福島第 1、2 原子力発電所 (9,096 MW) を、日本海側に柏崎刈羽原子力発電所 (6,856 MW) を、東京湾側に袖ヶ浦天然ガス火力発電所 (3,600 MW) や姉ヶ崎天然ガス火力発電所 (3,600 MW) をおいている (図 2.14)。

中部電力では、日本海側に上越天然ガス火力発電所 (2,380 MW、2014 年運開) を、太平洋側に浜岡原子力発電所 (3,617 MW) を、名古屋湾には知多天然ガス火力発電所 (3,350 MW) を置いている (図 2.16、図は 2004 年現在)。

関西電力では、日本海側に大飯原子力発電所 (4,710 MW)、高浜原子力発電所 (3,392 MW) をおき、瀬戸内海側には、姫路第二天然ガス火力発電所 (2,550 MW)、大阪湾には、海南石油火力発電所 (2,100 MW) などを設置している。太平洋側には大規模火力発電所はない。

四国電力では、西側に伊方原子力発電所 (2,022 MW) を、東側には橘湾石炭火力発電所 (2,100 MW) を設置している。太平洋側には大規模火力発電所はない。

九州電力は、日本海側に玄海原子力発電所 (2,298 MW) を、太平洋側には川内原子力発電所 (1,780 MW) を、東側には新小倉天然ガス火力発電所 (2,112 MW) を設置している。

このほか、内陸には水力や揚水発電所を設置し、海、山間でもバランスのとれた配置計画となっている。

しかし、2011 年の東日本大震災以降、原子力発電所の多くが停止になり、このバランスはうまく機能していない。

5 | 送電網の計画

5.1 制約無しの電力系統計画 ^{(5.1) (5.2)}

(1) 概要

電力系統も、技術革新により進化しているが、通信ネットワークに比べ、新技術の普及の速度は極めて遅い。主な原因は、電力系統のインフラは、巨大で長寿命のものが多く、全部を廃棄して作り直すことは不可能であるので、現状の改善・拡張という手法にならざるを得ないためである。そこで、電力系統が全くない状態（グリーンフィールド）に一旦立ち返り、さらに種々の制約条件を無視して電力系統を計画することにより、最も望ましい電力系統とそこで必要となる技術を明確にできるのではないかと考えた。各国の電力系統計画の専門家の協力が得られる国際大電力システム会議（CIGRE、後述）を活用して検討を行なった。CIGREの系統計画・資産運用に関する分科会（Study Committee）C1の下に、ワーキンググループWG-C1.19を設置し、筆者が主査となり活動した。15カ国、20名のメンバーで構成され、それに加えて、日本の電力系統技術者8名の支援を受けた。WGは2009年に活動を開始し作業会、アンケートや系統計画作業などを実施し、2013年に活動を完了し報告書^(5.1)を発行した。

(2) 無視する制約条件

はじめに系統計画上の制約にどのようなものがあるかをアンケートにより抽出した。低炭素、資金、国家安全保障、住民の許容など種々の制約があがった。これらを、政治、経済、環境影響、技術に分類し、投票により重要性を評価した。図5.1にその結果を示す。

得票が多かった項目は、需要の大きさや分布（13票）、

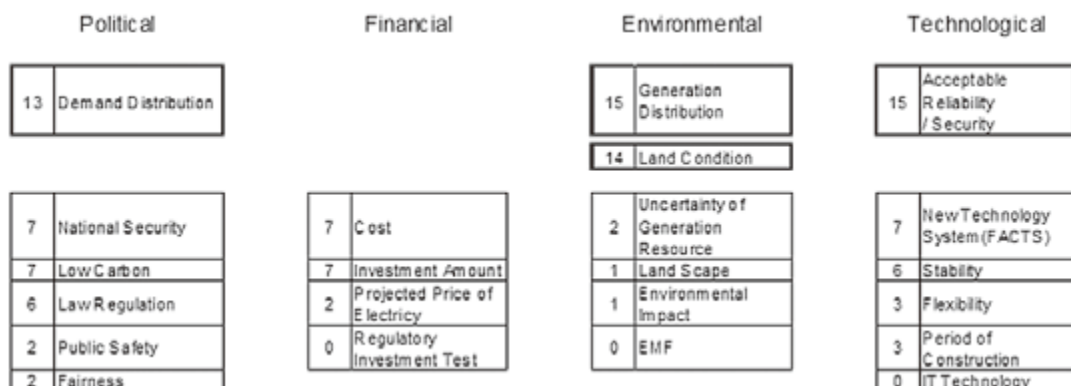


図 5.1 制約条件の投票結果（抜粋、トータル 15 票）

発電所の大きさと分布（15票）、地形（14票）、信頼度（15票）であることが判明した。そこで、その4項目を系統計画の前提条件として残した上で他の制約を無視して、各国の系統計画専門家に系統計画を依頼した。

(3) 仮定した地域

系統計画のために、対象とする地域の地形を決め、需要と発電の大きさと分布を決めるに当たり、系統の需要と発電所の情報を Seven-Year Statement として公開している英国をベースとし、それを単純な形に変

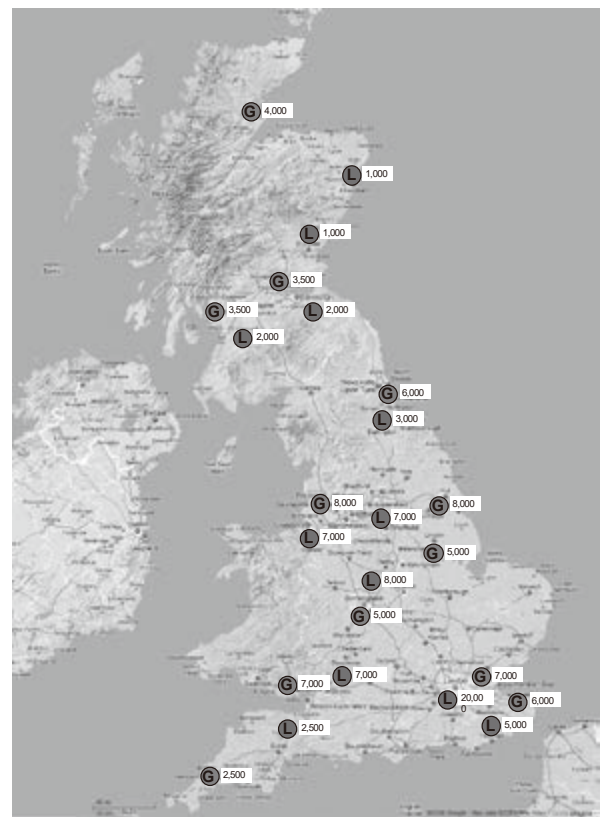


図 5.2 計画対象の需要・発電所分布

更して作成した。図 5.2 に仮定した地形と需要、発電分布を示す。図形としてはイギリスであるがあくまで仮想の地域をモデルとしている。G が発電所、L が負荷地点である。この分布の特長は、北部では、発電量が需要を上回って大きな発電余剰があり、南部では、大きな需要地があって、需要が発電量を上回っていることである。このデータは、英国の状況を必ずしも正確に反映していないので、今回の系統計画で得られたネットワークが適切で、現実の系統に問題があるということではない。なお、信頼度については、各国の考え方に任せるとしたが、結果的には、N-1 信頼度基準が各国の共通であった。

(4) グリーンフィールドデザイン

イギリス、フランス、スペイン、ポーランド、メキシコ、中国、日本の系統計画者が系統を計画した。ここでは、それぞれに特徴のある日本の 3 つの例、スペインとフランスの送電系統の例を示す。

図 5.3 は主に東京電力の系統計画者により作成された 500 kV 交流送電線を用いた系統である。必要送電容量の大きい箇所は回線数を多くしており、一部にループを持つ放射系統となっている。この系統をデザインした理由として、日本での送電電圧の最高が 500 kV であるのでこの電圧を採用した。また、日本の送電線は、1 ルート 2 回線であるのでそれを用いたとしている。また、経済性を考えてループ系統を採用したという。

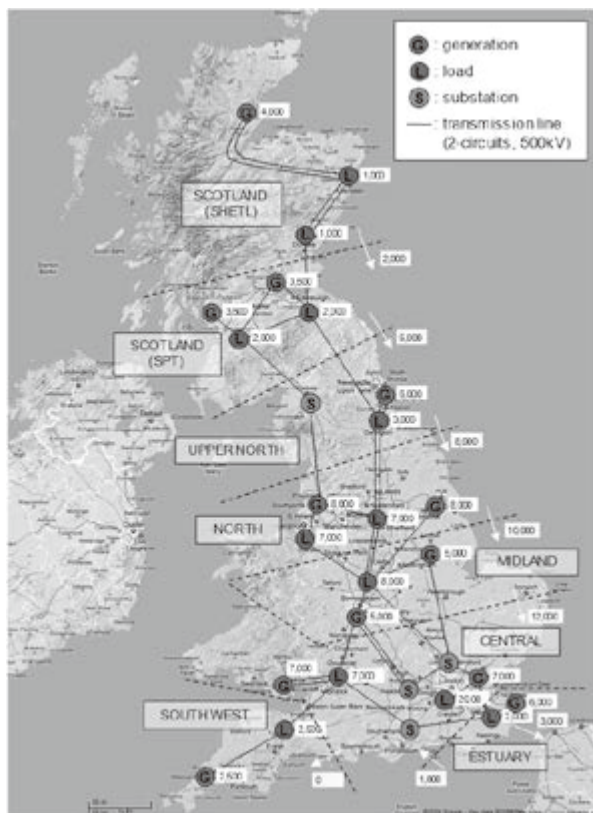


図 5.3 主に東京電力の系統計画者がデザインした系統

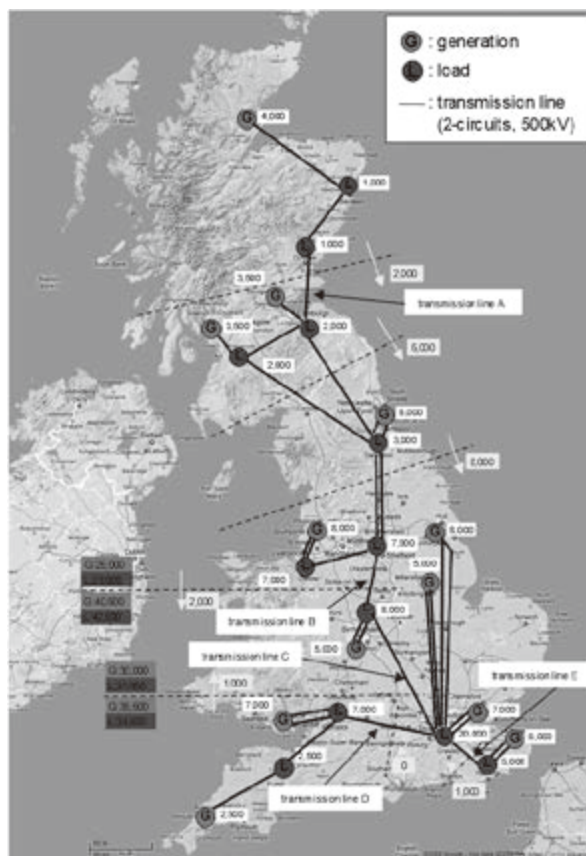


図 5.4 主に関西電力の系統計画者がデザインした系統

図 5.4 は、関西電力の系統計画者が主にデザインした系統である。ここではループは構成されずすべての送電線が放射状になっている。関西電力では、ループ系統による事故波及の経験があり、ループ構成を取らない系統を考えたという。

図 5.5 は、中部電力の系統計画者が主にデザインした電力系統で、北部から南部へ直流送電を行い、その他の地域を交流系統でつないでいる。この系統をデザインした理由として、北部の余剰電力をまず南部に直流送電し、他の地域の電力を交流の送電系統で南部に送ることを考えたとしている。

スペインの系統計画者は図 5.6 の案を提出した。地理上中央部から南部に直流送電を導入し、その他は 500 kV 交流でネットワークを構築している。その理由を聞くと、現在フランスとスペインの間の連系を直流送電で計画しており、すぐに直流送電をイメージしたと言う。

一方、図 5.7 はフランスの系統計画者による計画案である。海岸線を使った直流多端子系統で、北部の電源地域の大量の電力を直接中部および南部の消費地帯に送電する。このため、交流系統は非常に少なくなっている。しかも、すべては連系されておらず、北部、中部、南部、および南西部は同期連系されていない。日本の計画とは

対照的である。難しい問題もあるかもしれないが、洋上風力発電との親和性、系統安定度の問題がなくなるなど、革新的な系統となっている。また、交流電圧も、北部と南部で電圧を400と500 kVと2種類を用いている。また、交流送電線ではT分岐、+分岐を用いている。

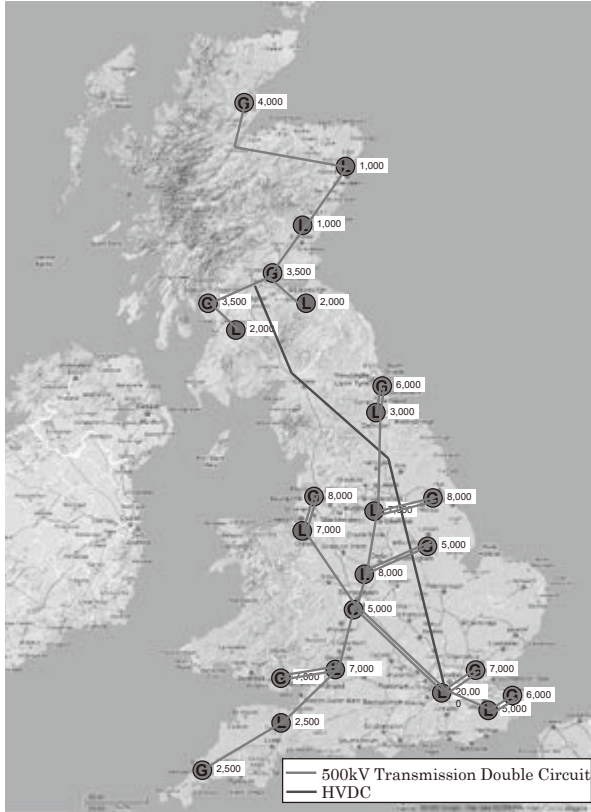


図 5.5 主に中部電力の系統計画者がデザインした系統



図 5.6 スペインの電力系統計画者がデザインした系統

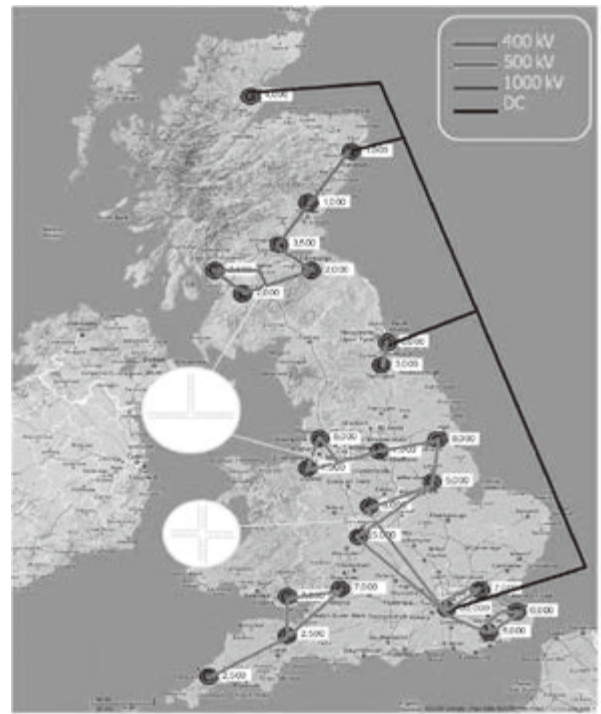


図 5.7 フランスの電力系統計画者がデザインした系統

(5) 使われた知識

グリーンフィールドデザインをした計画者に計画のプロセスを記述してもらった結果をまとめると、以下のことが判明した。前提となる4つの制約を除くすべての制約を無視するように依頼したにも関わらず、無視すべき複数の制約を取り入れたデザインとなっていることである。すなわち、無視すべく与えられた制約は計画者にとっては形式知であるにもかかわらず、無視できなかった制約が計画者の暗黙知として存在していたという事実である。形式知は、容易に記述できる知識であるのに対し、後者は、記述が難しい知識で、計画者の経験によってもたらされたいわば習性といえる知識に相当する。

このWG-C1.19の会合は数回にわたってパリをはじめいろいろな国で開催され、上記に示した各国からの参加者を得、議論しながらまとめられた。図5.8は2010年函館で開催された会合の写真である。この試みによって、電力系統の計画は、系統計画者のそれまでの経験、知識に基づいて行われており、一意に決められるものではないことがわかる。この試行では経済性に関しては考慮していないが、経済性を含むその他の制約条件によって候補が絞られることになるであろう。

なお、このワーキンググループの報告書の出版に当たり、イギリスのメンバーから、対象とする図形がイギリスそのものであると、現在の電力系統の構成が最

適ではないのではないかとと思われるので図形を変えてほしいと要請があり、図形をデフォルメして報告書としている。



図 5.8 国際会議の様子
(右端が主査である筆者、後ろ姿右側が幹事の伊与田功)

エピソード 4 電力における 3 相の表現法

高圧の電力は 3 つの相で送られるが、各相の名前の付け方に電力会社ごとにいろいろな歴史がある。以下の表にその例を示す (1990 年当時)。電力会社により、名前の付け方が異なっているため、電力会社間の連系、共同作業の時に混乱を来すこともあった。

第 1 相	第 2 相	第 3 相
u	v	w
U	V	W
a	b	c
A	B	C
R	S	T
x	y	z
赤	白	黒
□	○	△

5.2 直流送電

5.2.1 初期の直流送電

わが国では直流送電が電力会社間の連系に用いられている。北海道と本州を結ぶ海底ケーブルの北本直流連系、東京電力と中部電力を結ぶ周波数変換所、中部

電力と北陸電力を結ぶ南福光直流連系、関西電力と四国電力を海底ケーブルで結ぶ紀伊水道直流送電である。

わが国における直流送電の歴史は、昭和 30 年 (1955 年) に遡る。当時、長崎県の離島の高島、端島 (通称軍艦島、図 5.9) などでは三菱鉱業による石炭の採掘が盛んであった。炭鉱に必要な電力を本島から送電するには距離が長いために、高島や端島にディーゼル発電機を置き電力供給をしていた。当時の九州電力では、周波数が 50 と 60 Hz が混在しており、発電機も、二つの周波数の交流発電機、直流発電機などが置かれていた。炭鉱の規模が拡大するにつれて、必要な電力が増大し、本島からの電力供給が必要となった。また、島の中での周波数変換に昭和 26 年 (1951 年) イグナイトロンを用いた周波数変換を行っていたが、限界を迎えていた。そのために、電力供給を本島から送ることとしたが、その間は海底ケーブルである必要があり、交流では送電できないので、直流送電が行われることとなった。

1950 年代、わが国のメーカーでは当時通商産業省工業技術院の中の電気試験所 (後に 1970 年電子技術総合研究所を経て、2001 年産業技術総合研究所となり現在に至る) の協力の下、将来の直流応用のために変換器用の整流器の開発が行われていた。日立、東芝、三菱電機 (図 5.10)、富士電機がそれぞれ高電圧の水銀整流器を開発してきた。一国で、4 つのメーカーがそれぞれ独自に技術開発をするのは他の国では考えられないことであった。水銀整流器の試験も、電気試験所で行っていた日立を除き、各メーカーの工場で行われていた^(5.3)。

直流送電の技術は、その後、電気試験所が電子技術総合研究所に組織替えになった 1970 年の時点で直流技術を含む電力技術の研究を中止し、電力技術の研究は電力中央研究所に移管された。当時、電気試験所で直流の技術開発を行っていた研究者に、三上一郎がいた。同氏は後に、三菱電機に転職し、三菱電機の電力技術開発に力を貸した。筆者が三菱電機に入社する前の大学院時代に技術的指導を受けていたが、筆者の三菱電機入社時一番はじめの大仕事が同氏のご葬儀であった。

海外では、1944 年ドイツで SSW および AEG によりベルリンーエルベ間に 40 kV、60 MW、110 km の地下ケーブルでの直流送電が試験的に開始されていた (実施されなかったとの説もある)。また、スウェーデン ASEA 社 (後の ABB) は 1954 年スウェーデン本土ーゴットランドの間を 100 kV、20 MW、100 km の海底直流ケーブルで試験を開始していた。

わが国の計画は、長崎県の岳路変電所で 66 kV、60 Hz の電源を、60 kV 直流に変換、7,500 kW、5 km の海底ケーブル（古河電工）で高島双子（資料によっては二子）変電所へ直流送電し、50 Hz、3,300 V 交流へ逆変換するものであった（図 5.11）^(5.3)。

1958 年 3 月から現地試験が開始された。高島の直流送電プロジェクトは、世界 3 番目の直流送電となったといえる。



図 5.9 端島（通称軍艦島）の現状

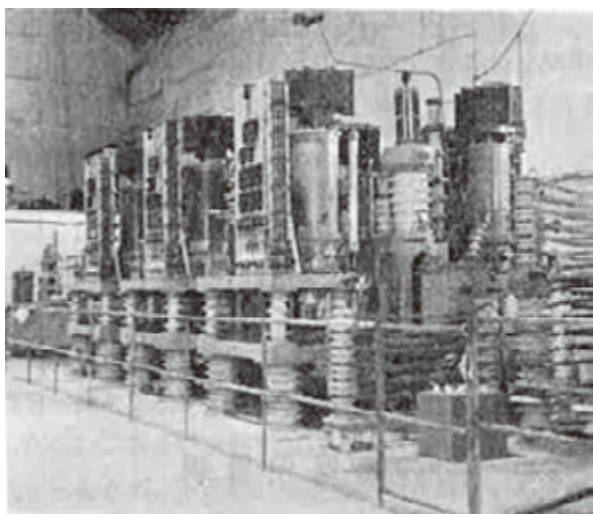


図 5.10 三菱電機が開発した高島岳路逆変換装置^(5.3)

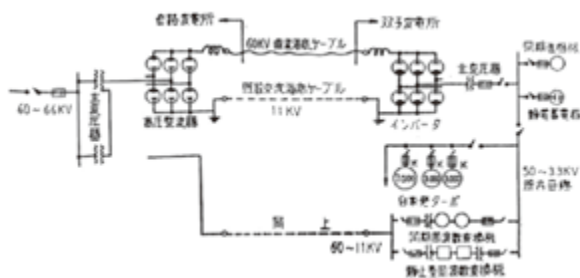


図 5.11 高島直流送電概略系統図^(5.4)

5.2.2 その後の直流技術の展開

高島への直流送電は試験的に行われたが、その後しばらくは本格的な直流送電のプロジェクトは存在しなかった。1965 年に世界初の商業用周波数変換所である、佐久間周波数変換所で直流技術が本格的に使われるまで 10 年を要している。この設備の目的としては、高度成長期に、東地域（50 Hz）と中西地域間（60 Hz）の電力融通が必要となり設置されたものである。

この時は、整流器としてはスウェーデン ASEA（現在の ABB）社製の水銀バルブが用いられた。高島のプロジェクトでは日本製の水銀整流器が開発され用いられていたのに、佐久間周波数変換所では海外からの輸入した装置が用いられている。

その後、1970 年代以降、アークバックを起こす水銀整流器に変わりサイリスタ整流素子を用いた直流技術が展開され、新信濃周波数変換所や北海道本州間の直流送電へと発展していった。

文 献

- (5.1) CIGRE WG C1.19 report “Green field network, designing future networks ignoring existing constraint,” June, 2014
- (5.2) 鈴木浩、伊与田功、高野登志裕「グリーンフィールドデザイン—制約を無視した電力系統計画」平成 25 年電気学会電力・エネルギー部門大会、2013 年 8 月、144
- (5.3) 三上一郎「直流送電 I」電気学会雑誌、75 巻 807 号、1955 年 12 月
- (5.4) 中野光雄「三菱鉱業高島における高圧直流送電の概要」動力、8 巻、44 号、1958 年 7 月

6 | 将来のための技術

電力系統を構成する高電圧の機器は昇圧に伴い、種々の系統・変電技術を用いて開発されてきた。そのおかげで、わが国の電力系統は強力な社会インフラとして確立してきたといえる。

将来の電力系統の可能性を検討する中で開発されてきた技術のうちで、現在までの所は使用されておらず、将来の使用可能性を持つものを記録として残しておきたい。例えば、UHV (1,000 kV) 技術、直列コンデンサ技術、特殊連系装置、交直並列送電などである。送電分野では、超電導送電線、管路気中送電線なども研究開発されたが現在まで本格的な実用には至っていない。そのうちでは東京電力と日立、東芝、三菱電機との共同研究で昭和 44 年から 49 年まで開発と実証を行った特殊連系装置は技術的な特徴があるが文献に詳細があるので本稿では触れない^(6.1)。

6.1 1,000 kV 変電技術の開発

(1) 1,000 kV 送電の必要性と課題

電力の需要が大きく伸びていくことが予想された 1980 年代に、東京電力は将来の大容量長距離送電に従来の 500 kV (50 万ボルト) の 2 倍の電圧にあたる 1,000 kV (100 万ボルト) の適用を計画していた。1,000 kV から 1,500 kV までの電圧を、UHV (Ultra High Voltage) と呼ぶ。人によってはおそらく最終の電圧であろうということで Ultimate High Voltage とも呼ばれている。図 6.1 はそのイメージで、100 万ボルトの送電で、50 万ボルトの送電ルート 3~5 本分の電力を送ることができることになり、その利点は大きい。送電鉄塔の高さは 50 万ボルトの 80 メートルから、100 万ボルトでは 110 メートルと高くなるが、3~5 本の送電鉄塔が数百キロメートルにわたり占める所要面積が大きく縮小でき、面積の狭いわが国には適した送電技術ということが出来る。

電力は、3 相で送られること、イタリアのピサ近く



図 6.1 50 万ボルトと 100 万ボルト送電線の比較

のスベレト変電所において行われた UHV の試験が変圧器を 3 つの会社で分担したこと、わが国重電メーカー 3 社がそれぞれ異なるデザインを持っていることもあり、東京電力の新榛名変電所でも、相ごとに重電メーカー 3 社の変電用機器をそれぞれ試験することとなった。その 3 社とは日立、東芝、三菱電機である。基本仕様は統一されており、各社の技術的特長を活かしながら、各設備の形状は全体設備構成上整然として統一性がとれたものとされた。試験対象の主なものは、変圧器、GIS (ガス絶縁開閉機器のことで、遮断器、断路器、母線などが空気中ではなく六フッ化硫黄ガス中に納められている)、アレスター、保護リレーである。なお、ブッシングは汚損、防爆、耐震など開発要素が多く各社で分担したのでは非効率ということで碍管メーカーの日本ガイシに代表して開発が依頼された。

1,000 kV 変電機器の開発設計製造は東京電力の指導のもと、それぞれメーカーが独自で行った。3 社ともにこうした機器の設計に独自の思想を持っており、設置された機器は見た目も異なったものになった。各メーカーは工場のラインを新設すると同時に、試験設備もそれぞれが有した。欧州などでは、いくつかの認定された試験設備を複数メーカーが共同して試験できるようにしていた。図 6.2 は三菱電機が赤穂に建設した UHV 試験設備である。共通の高電圧試験設備とし

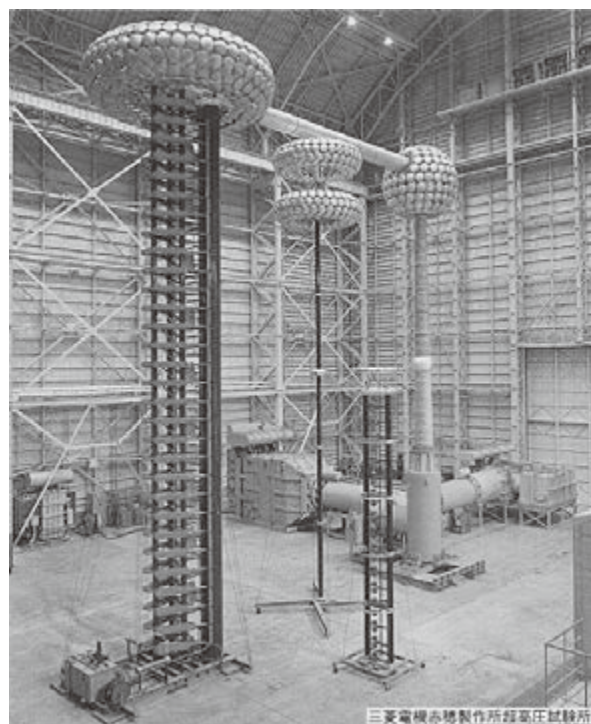


図 6.2 三菱電機赤穂製作所の UHV 試験設備

で電力中央研究所での試験も行われた。

UHV 系統では、500 kV に比べ以下の特徴があり機器の開発において種々の対策が検討された。

- ①静電容量（キャパシタンス）が大きいために事故時の 2 次アーク電流が大きくなる。そのために、高速接地開閉器や、直付けシャントリアクトルの開発が検討された。
- ②送電線の抵抗値が 500 kV に比べて相対的に小さくなり、直流電流が流れた場合にその減衰が遅くなる。そのために、事故直後の電流にゼロ点推移現象が生じる。その対策が検討された。
- ③設置場所が山岳部となるために輸送の問題が大きい。

(2) 実証試験設備（新榛名変電所）^(6.3)

1996 年に開始された実証試験設備の構成は、実運転状態を考慮し課電のみならず通電による複合ストレスを併せて検証できるよう計画した。変圧器については、輸送制約から単相を 2 分割にしている構造上の特徴を生かし、それぞれの分割単位に負荷時電圧調整器を接続し、タップ差による循環電流が流れるように工夫している。また、GIS（Gas Insulated Switchgear）については、パワーCT（電流変成器）の逆励磁により定格電流が流れるように単相母線をループ構成としている（図 6.3）。

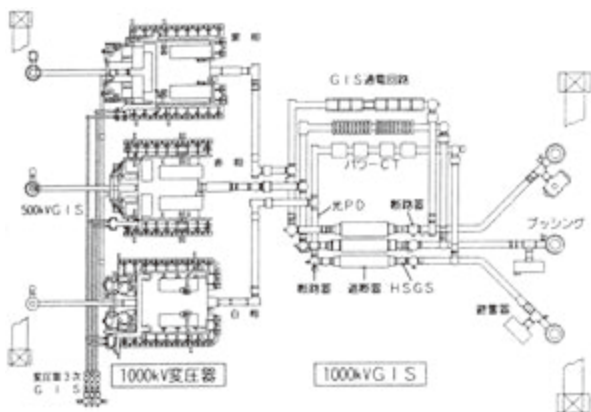


図 6.3 新榛名変電所の試験設備配置図
（上から日立、三菱電機、東芝）

(3) 実証器の仕様と開発^{(6.4) (6.5) (6.6)}

試験電圧のうち雷インパルス試験電圧は、種々の回路条件による過電圧解析から把握した過電圧レベルをもとに決定した。

商用周波試験電圧は、機器の寿命期間中に一線地絡や負荷遮断などで発生する過電圧と、機器絶縁特性を詳細に把握して決定した。これらの条件の下、設計製

造された変電機器は以下の通りであった。

①変圧器^(6.6)

変圧器については、わが国の鉄道や道路輸送での厳しい寸法制約により、組み立て状態で輸送できる最大規模は 500 kV、500MVA の単相単巻変圧器（三相バンク 1,500MVA）である。1,000 kV 変圧器はこの 2 倍の容量・電圧となることから、単相を 2 分割して輸送し現地でクリーンルームを設けて接続する構造を採用した。図 6.4 はこうした大容量変圧器の輸送に新たに開発された運搬機による輸送の写真である。ベンツにより作成されたトレーラーで、重量に対応するために 40 近いタイヤがつけられ、これらを個別に制御する仕組みが埋め込まれている。山道を人がついて制御しながら進んでゆく。途中強度の弱い橋などは鉄板で補強するなどの対策をとった。この方法は、その後、輸送制約のある変電所での変圧器据え付けに展開された。



図 6.4 大容量変圧器の輸送の例

さらに、絶縁寸法を極力切り詰めた設計とする必要があったことから、最新の解析技術を駆使し変圧器内部の絶縁用の油の油隙の細分化などにより耐電圧性能の向上を図った。また、巻線部や 2 分割部分を接続する 1,000 kV リード部などの実規模絶縁モデルと実証器と同一設計で 1/2 相分のモデル器を製作し、絶縁の限界性能を初めとした電氣的・機械的・熱的性能などの総合的検証試験を実施し、十分高い信頼性を有していることを確認した。詳細に関しては、技術の系統化報告書「電力用変圧器技術発展の系統化調査」矢成敏行、2004 年第 4 集に詳しい。

②GIS^(6.4)

GISについては、1,000 kV 系統固有のさまざまな技術課題を克服するため、構成する遮断器・断路器に 500 kV にはない新たな方式を適用した。送電線の事故相遮断後に健全相からの静電誘導により継続する二

次アークを遮断器の再閉路動作の間に高速で線路両端の接地投入・開放を行い強制消弧する高速度接地開閉方式を新たに開発適用した（HSGS、図 6.3）。

このうち遮断器は、開閉サージ倍数を現状では効果的抑制方法のない地絡サージレベルまで抑制する目的で、抵抗投入・抵抗遮断方式（500 kV では抵抗投入のみ）を採用した。1,000 kV 系統全体の絶縁耐力に影響する抵抗接点と主接点間の確実な動作協調（抵抗接点の主接点に対し 10 ms 先行して閉極、30 ms 遅れて開極）を実現するため、信頼性の高い同期閉路機構や油圧遅延装置を開発した。また、1,000 kV 系統での遮断責務を詳細に把握し、主接点と抵抗接点の一連の電流遮断過程を精度良く検証するため、検証箇所を分割し、複数回の試験で遮断過程全体を検証するマルチパート法を導入した。遮断器の構造については、当初は 4～6 点の遮断点数で実現可能との見通しであった。その後の遮断過程のガス流解析技術の進歩や 500 kV、63 kA 遮断器の開発実績などにより、遮断点数 2 点（2 点切り）の遮断器が実用化され大幅なコンパクト化が図られた。この技術は 500 kV 遮断機の 1 点切りにも展開されている。

断路器については、充電電流遮断過程で発生する急峻なサージ（断路器サージ）を、雷インパルス試験電圧の低減に伴い相対的に抑制する必要が出てきた。抵抗体を介して充電電荷を放電し断路する抵抗付き断路器を開発し、十分な信頼性検証を行った。

高速接地開閉器（HSGS）は、技術的には遮断器技術を応用したものであるが、遮断責務を詳細に評価した結果、遮断過程で他相の事故があった場合、事故条件によっては最長 80 ms の間電流零点が現れないセロ点推移現象発生の可能性があることが判った。そのため、消弧室のパフファ部に蓄圧空間を設け、遮断可能時間幅を広げる対応を図った。

このように、変電機器が電力系統の要となることから 1,000 kV 用機器に多くの工夫を取り入れ、送電鉄塔、送電線をコンパクト化でき、UHV の実現性を高めた。

③酸化亜鉛型避雷器^(6.3)

避雷器には酸化亜鉛形避雷器（ZnO）が用いられた。1,000 kV では、サージ保護レベルを低く抑えて機器の小型化を図る必要があった。それを実現させたのが高性能避雷器であった。寿命特性、エネルギー耐量、電圧・電流特性の平坦率の向上により、高い電圧ストレス下での仕様に耐える避雷器を開発した。避雷器メーカーは当初酸化亜鉛避雷器の電圧電流特性を 500 kV

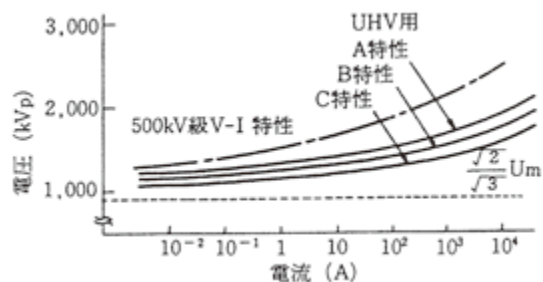


図 6.5 UHV 用避雷器開発の経緯

避雷器と同じレベルの特性のものしか製造できないとされていたが、東京電力の市田行則を中心とした指導により、より高性能の酸化亜鉛形避雷器の開発を実現することができた。図 6.5 に UHV 用避雷器が A 特性、B 特性、C 特性と改良されていった歴史を示している。

④ガスブッシング

ガスブッシングは、当初碍管長 12m のプロトタイプを開発していたが、実験計画法的に碍管の試作検証を行った。碍管下部を太径化し笠形状を深ひだ化した構造を採用した。碍管長を 11.5m に短縮するとともに、500 kV と同一の金属シールド方式の適用などにより、耐震性能の向上と構造の簡素化を図った。特に、汚損耐電圧試験については、実フィールドにおける塩分付着特性の観測データなどをもとに、高さ方向や円周方向の不平等汚損も考慮した試験を行い、開発したブッシングの汚損耐電圧性能を把握した。

これらの機器を設置した新榛名変電所の写真が図 6.6 で、3 相の左から東芝、三菱電機、日立的の機器がなっている。技術の系統化調査報告 第 4 集「電力用変圧器技術発展の系統化調査」P76 より転載した。

図に示す変電所に起振機を設置し地震と同じ振動を起こし、ブッシングを含む各機器での計測も行われた。



図 6.6 東京電力新榛名変電所 1,000 kV 実証試験設備

(3) 開発・試験途中で生じた筆者の関連したトラブル

記録には残っていないが開発・試験にあたってはいくつかのトラブルがあった。

- 断路器の現地への輸送時に、接点が分解していて、新榛名変電所現地で夜中に分解修理したこともあった。
- 今回始めて三つのメーカーで変圧器の各相を別々に設計開発を行った。変圧器の3次巻線は、3つの相をデルタ結線して回転型の電流を流し1次、2次側の高調波を吸収することになっている。今回は、3メーカーでそれぞれ3次巻線の方向を個別に設計・製造していた。実際に電流を流す前に、計算機シミュレーションを行った時に3次巻線の取り方が異なっていること(図6.7)が判明した。すなわち、日立と東芝はu、v相を担当し、図6.7で、3次巻線を左のように製作したが、三菱電機は右のw相の様に製作した。このまま3次巻線をつなぐとデルタ結線とはならず、3次巻線の機能が果たされないことになる。そこで、急いで三菱電機側の3次巻線の接続の向きを変更して事なきを得た。変圧器の3次巻線に関しては、これまで3相すべてを同じメーカーで設計・製造して

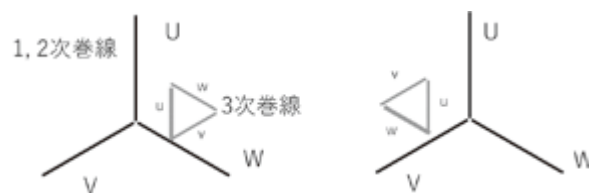


図6.7 3次巻線の方向(左が日立、東芝、右が三菱電機)

いたのでこうした問題はなかったが3相を別々のメーカーで設計・製造したために起こった問題であった。

- 実証試験が始まった約2年後、明け方わが家に電話があり、三菱電機製の変圧器が破損したという。急いで駆けつけると、変圧器が破裂しており、火事にはならなかったが絶縁油が流出、コイルなどが飛散していた。直ちに原因究明が行われ、以前問題となって解決されていた変圧器内部の油の流れによるイオンの集中による絶縁破壊(流動帯電現象)の新しい形「電荷蓄積現象」が時間を経てじわじわと形成されたことが確認できた。その後、この対策を施した変圧器を再設計し、製造据え付けを行った。

エピソード5 1,000 kV 新榛名実証試験余話

新榛名変電所でのUHV開発当時の東京電力側の変電機器の責任者は、送変電建設本部田邊愈副本部長であった。筆者は三菱電機の変電機器設計最終承認者として毎日のように対応した。彼の評価は、単なる技術面だけではなく、フィギュアスケートのように、機器の技術面と芸術面から行われており、メーカー3社に対して、3者3様の評価点がつけられていた。例えばGISの管の太さや、管同士をつなぐボルトの数などに対してであった。

ほかにもメーカーに対して以下のようなコメントを頂戴している。

- ①「あくを取らなくてもタケノコは煮える、食べられはするが見栄えが悪い、味も悪くなる。UHVの技術もただうまくいったではなく、味のある製品開発にしたい。」
- ②あるメーカーの変圧器の限界性能試験では、コイルの端部に弱点があった。これは500 kV機器と同じ設計をしたためであった。1,000 kV機器では、電界の集中を考慮する必要があったのに500 kV機器の延長で良しとした。そのときのコメントは「昔、狩猟民族では、動物から得られていた塩が、農耕民族になったときには特別に摂取する必要がでてきた。500 kVでは自然に解決していた問題が1,000 kVでは特別に取り上げて検討する必要が出てくる。三菱電機の変圧器工場は赤穂に有り、そこで昔は塩をつくっており、そこを訪れた時これに触発された。」
- ③また、別の機会には、「伊勢神宮は、20年に一度遷宮を行い大工の技術伝承を可能にしている。送電電圧も40年前に275 kV、20年前に500 kV、今1,000 kVが始まる。技術がうまく伝承できていると考えてよいのだろうか。」

新榛名変電所での実証器開発が開始された後、関係した技術者同士が集まり親交を深めた。その会の名は、田邊氏の命名で、UHVのUと開発を悠然と進めるとの意味を込めて、「悠進会」と名付けられ、1993年4月26日に第1回の会合が開かれ、田邊氏が亡くなられるまで定期的に続けられ、東京電力と電機メーカー間の貴重な交流の場となっていた。

こうした多くの経験は IEC を通じて国際的に貢献したのみならず、500 kV 以下の変電機器設計・製造に生かされている。

6.2 直列コンデンサ

(1) 直列コンデンサ補償の適用

高電圧の送電線は送電鉄塔を用いて空中に設置され、3相で電力を送っている。そのために、電圧と電流が電界と磁界を生じて、交流にとっては、送電がリアクタンスの特性を持つことになる。長距離になるとこのリアクタンスが大きくなり、インピーダンスが大きくなることで大容量の電力を送ることができなくなる。UHV では電圧を上げることで電流値を抑え、大きな電力を送れるようにした技術である。

一方、電圧を上げずに、リアクタンスを下げる方法に、直列コンデンサが有効であることは古くから知られている。コンデンサは商用周波数ではマイナスのリアクタンスとなるからである。わが国での超高压系統への適用としては、1955年九州電力山家変電所に220 kV 直列コンデンサ設備（現在は不使用）が初めて設置され、更に1973年関西電力大黒部幹線（大黒幹）城端（じょうはな）開閉所に275 kV 直列コンデンサが設置された。大黒幹直列コンデンサは、水力電源開発に伴う大黒部幹線（こう長244 km）の送電容量増加を目的としたもので、1973年回線別22%補償（49.6MVar × 2）のものが設置された（図6.8）^(6.7)。

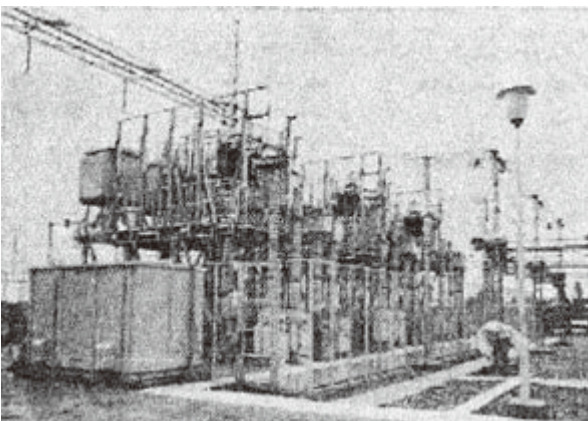


図 6.8 関西電力城端開閉所における直列コンデンサ

(2) 米国での直列コンデンサ補償系統での事故

直列コンデンサを幅広く採用している米国において、1970年および71年に、南カリフォルニアのMohave発電所でタービン発電機の軸損壊事故が発生

した。調査の結果、この事故は直列コンデンサを含む回路の電氣的振動（LC共振）とタービン発電機軸系の機械的ねじれ振動との共振（Sub-synchronous Resonance、低周波軸ねじれ共振、以下SSRという）という今までに経験したことがない原因により発生したものと判明した。アメリカでは、この事故を契機にメーカー、電力会社やIEEE（Institute of Electrical and Electronics Engineers、後述）の委員会などでこの問題の研究が進められている。わが国でも、将来の直列コンデンサの導入に備えてSSR現象について、メーカーや電力会社などで研究が進められた。

(3) わが国の将来系統への適用可能性

1970年代以降、わが国でも、東京電力や関西電力において、直列コンデンサの適用が計画されており、筆者らは、こうした将来の電力系統におけるSSR現象解析のための計算機プログラムを開発しその解析を行った^(6.8)。

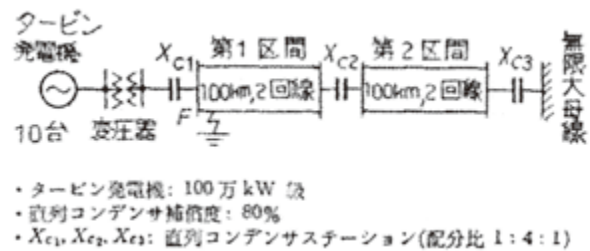


図 6.9 直列コンデンサ適用系統のモデル

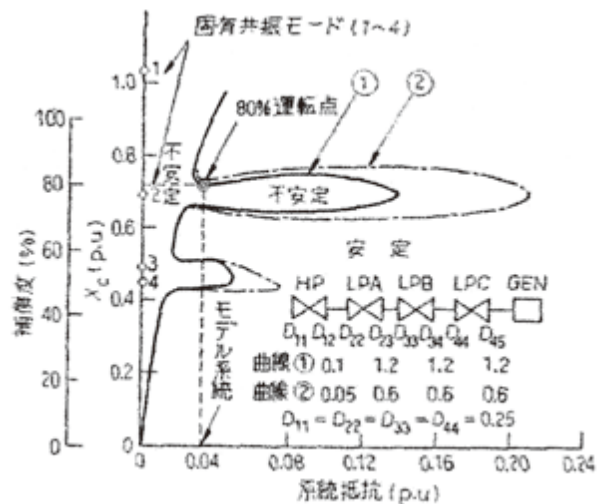


図 6.10 直列コンデンサ適用系統のSSR不安定解析

500 kV、200 kmの送電モデル系統（図6.9、原子力電源線）を対象に固有値法（後述）により解析した結果の一例を図6.10に示す。但し、タービン発電機は原子力発電機を想定し、高压タービン（HP）、低压タービン（LP）3段、発電機（GEN）からなる5質

点系と考え、それぞれの機械的自己・相互ダンピングの値は図中に示してある。このタービン発電機の軸ねじれには、軸が4つあるために4つのモード1~4（周波数に対応する）が存在している。同図から、直列コンデンサ補償度が約80%のときに第2次モード（16.2 Hz）、約50%のときに第3次モード（21.7 Hz）と第4次モード（22.6 Hz）でSSR現象が発生しており安定領域が狭くなっている。

以上は計算機によるシミュレーションでの安定度解析であったが、小規模のタービン発電機を用いてその事実を検証することとなった。三菱電機の制御製作所（神戸）内にあった、模擬送電線（後述）につけられていた小型発電機の駆動用モータと発電機との軸をSSR現象の生じる可能性のある周波数でねじれるように設計製作して取り付けた。この軸に所要の特性を持たせるために磁気浮上列車用部材を削って鼓型に加工して製作した。この軸を取り付けたモータ/発電機をつないだ模擬送電線に、直列コンデンサを挿入し、共振周波数を合わせたところ、軸に取り付けたひずみ計が大きな値を示し、不安定現象の生じることを実証することができた。

こうした解析結果を受けて、わが国の火力・原子力タービン発電機につながる送電線への直列コンデンサの適用は見送られることとなった。関西電力の城端開閉所では、つながる発電機が水力であり、こうしたSSR現象が生じないことから、その後増設を重ね、1984年50%補償（198 MVar × 2）となっている。

(4) アメリカでの解析手法

Mohave 発電所でSSR事故が発生した1970年代に、米国では二つの電機メーカーが肩を並べていた。GE（General Electric）にはC. コンコルディア（Concordia）というオーソリティがおり、一方WH（Westinghouse）にはL. A. キルゴア（Kilgore）がいた。二人はいろいろな場面で異なる意見を持ち国際会議の場でも意見を交わらせていた。SSRの不安定の判定方法も全く異なる方法を提案している。

コンコルディアの方法は、発電機を状態方程式で表し、これを、タービン発電機の軸系のねじれ方程式と連立させ、全体の周波数応答を求め、ナイキスト線図を用いて安定度を解析する。一方、キルゴアは発電機を、インピーダンスを用いた等価モデルで表現し、タービン発電機の軸ねじれを誘導機のモデルの滑り周波数で表して、発電機モデルの抵抗値から誘導機の滑りの分をマイナス表現する。全体の抵抗値がマイナスになった時を不安定と判断する等価回路モデルを使っていた。

実は、この両者（ナイキスト法と等価モデル法）とはある近似を用いると同じ解が得られることを筆者が発見した。米国には素晴らしい技術者が複数いることを知った一幕である。

(5) 活かされた技術

直列コンデンサは、SSR現象の存在が明らかとなった後も、米国や中国では、そのリスクの生じない程度の補償度によって採用されているが、わが国では、城端開閉所の増設以外に適用されていない。しかし、こうした、機械系と電気系の共振という現象が起こることが判明し、電力系統の開発に大きな功績を残した。その一例が、高速再閉路時のタービン発電機の軸ねじれ現象の解析である。

詳細については省略するが、落雷が続き、送電線に続雷があると、一度送電線が開放され、再閉路された後にまた、地絡・短絡が生じ、これがタービン発電機の軸ねじれ振動を生じることが推察されるようになった。このために、火力・原子力発電につながる送電線での高速再閉路の見直しが行われ、タービン発電機の損傷などが未然に防止されている。このように、SSR現象の解析技術が他への展開で活かされたことが理解できよう。

6.3 交直並列運転

(1) 交直並列運転の目的

交流の送電系統では、電流は送電線などのインピーダンス（オームの法則でいえば抵抗値にあたる）で決まってしまうので、送電線を通る電力潮流を制御するのが難しい。一方、直流送電は、交直変換器の点弧位相を変えることで、ある程度自由に送電電力を制御することが可能である。この両者の特長を生かして、交流と直流の並列運転が考案された。

米国の西海岸では、北部のオレゴン州からの電力を南部のカリフォルニア州に、交流と直流で並行して送電しており、並列運転の利点を実現している。

わが国においては、関西電力と三菱電機の共同研究として、1980年代に入り、既設の交流2回線鉄塔のうち1回線を直流に変更することでどのようなメリット・デメリットがあるかを研究した。

(2) 対象とした系統

ある電源からの1ルート2回線の送電線を対象とした。交流送電線の電圧は154 kV、送電距離は

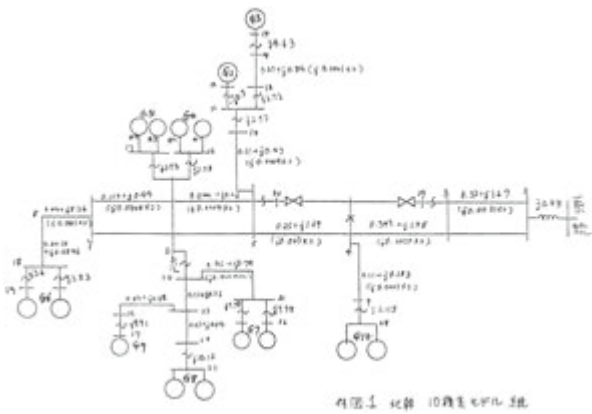


図 6.11 対象とした交直並列送電モデル

176 km、電源としては関西電力の基幹系統を含めて発電機 10 台で模擬した (図 6.11)。

(3) 系統安定性の向上

この送電線を 2 回線ともに 154 kV の交流で用いたときに安定的に送れる電力の最大値は 145 MW であった。ここでは、発電機の至近端で 3 相地絡が生じ、主保護により事故が除去されたときの過渡安定度の問題、系統に動揺が発生したときにその動揺が収まるという定態安定度の両方を考慮して求めている。

この送電線の片方の回線を直流送電に変更したときの安定度解析を行った。安定度解析では、この電力系統を 10 機の発電機モデルで詳細に模擬した。安定度の解析手法としては、潮流計算、固有値解析、動的シミュレーションを用いた (手法の詳細は第 10 章で紹介する)。安定度の条件としては、交流線路では 2 回線交流と同じように、発電機至近端の 3 相地絡後主保護により事故が除去されることとした。事故遮断後 1 分程度での低速再閉路が実施されるとした。直流側の事故としては、直流用コンバータ至近端事故が主保護で除去され、直流が自動再起動する条件とした。発電機の出力のパターンを 26 通り考えて解析を行った。

その結果、必要となる最低限の直流設備は 168 MW であることが計算できた。これを用いて、初期条件としては、交流線に 166 MW、直流線路に 2 MW 乗せているときに、最大電力が送れる。すなわち、最大送電電力は 168 MW となる。

この結果は、事故を考えなければ、2 回線ともに直流送電にした結果とほぼ同じであるが、直流送電の信頼度を考慮したときに、交流と直流の並列運転の方が望ましいということが出来る。

(4) 交流・直流送電線の相互作用に関して^(6.9)

交流と直流の線路が同じ鉄塔でつながれているの

で、両送電線間に何らかのインタラクションが生じる可能性があった。その解析はわが国の解析ツールやシミュレータではできないことがわかり、カナダの hidroケベック電力会社の研究所である IREQ (L'Institut Reserche d'Hydro-Québec) で行うこととなった。図 6.12 に IREQ でのシミュレータ解析に用

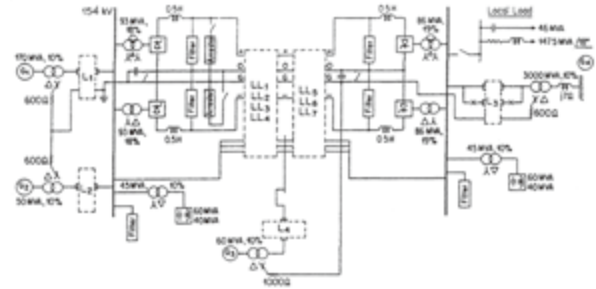


図 6.12 IREQ シミュレータ解析モデル

いた分布乗数モデルを示す。交直並列区間を 7 区間に分け同一鉄塔併架部分を 4 区間、2 鉄塔部分を 3 区間とした。交流と直流の相互作用を解析するため、回線間のインダクタンスまで考慮した 2 回線一括 π 型等価回路で模擬した。

その結果、以下のことが判明した。

- ①定常状態では、交流と直流の線路間で問題となるような電磁結合現象はなかった。
- ②直流制御での電力のモジュレーションにより、負荷のステップ状の擾乱に対する交流系統の動揺が改善される。
- ③直流線路と交流線路の混触事故では、直流線路に交流電圧と交流電流が重畳して、交流線路に直流電圧と直流電流が重畳する。そして、ある相については、変圧器が飽和し他の相については過電圧が発生することがわかった。

(5) 活かされた技術

交直並列運転では、安定度の向上が得られたが、送電線の両方がお互いに影響し合っ、変圧器の飽和現象などが生じることがわかり、この方式は実用化されなかった。しかし、この解析検討に用いられた、IREQ のシミュレータのような装置が直流送電など電力系統の技術開発に不可欠であることが認識され、第 10 章で述べるシミュレータの開発につながったのである。

文 献

- (6.1) 鈴木賢三、他「東京電力駿河変電所向け 66 kV

- 特殊連系装置」三菱電機技報 45 (6) 1971.06
p.811~816
- (6.2) 田邊愈「100万V昇圧に向けた技術開発・建設
について」、電気学会電力・エネルギー部門全
国大会、平成5年3月
- (6.3) 山形芳文「UHV変電機器の開発と実証試験に
関する研究」博士論文、横浜国立大学、平成14
年
- (6.4) 花村信「高度化する変電技術」電気学会、特集
「電力を支える先端技術」116, 10、1996年10月
号
- (6.5) 山形芳文、鈴木浩「1,000kV送電の展望と技術
開発」三菱電機技報、vol 69, no.10, 1995
- (6.6) 山形芳文、中田孔、玉置栄一、富永正太郎、岸
章夫、新海拓「1,000kV変圧器」三菱電機技報、
vol 69, no.10, 1995
- (6.7) 山口卓余、室谷金義「IV.直列コンデンサ方式」
電気学会誌、106巻、7号、昭和61年7月号
- (6.8) 加藤耕一、上村勝彦、小向敏彦「直列コンデン
サ補償系統におけるタービン発電機の軸ねじれ
共振現象」電気学会誌、97巻9号、昭和52年
9月号
- (6.9) Nakra, H.L., Bui, L. X, and Iyoda, Isao, "System
considerations in converting one circuit of a
double circuit ac line to dc," *IEEE*, (84WM204-
4); T-PAS, Oct. 1984

7 | 需給・周波数・運用制御の歴史

7.1 需給制御自動化の歴史^{(7.1)~(7.5)}

電気は基本的には貯めておけないので需要と供給が常に同じでないと周波数が維持できない。そこで電力システムが始まって以来、需要と供給のバランスをとるいわゆる需給制御が当初から行われてきた。

初期の電力システムは小規模で単純なシステムであったため、周波数を維持する周波数制御などは需要と供給のバランスをとる給電運用者が周波数を監視しながら、必要に応じて周波数の維持の役割を持つ発電所との電話連絡により発電指令を与えていた。この指令を受けた発電所では同じく手動で出力調整を実施していた。このような需要の変動に対応した手動操作による給電制御としては、1919年に東京電燈の麹町配給所に設置されたものが最初であると言われている。第二次世界大戦後、需要の伸びによる電力システムの巨大化・複雑化に伴い人手のみによるシステム全体の掌握と効率的な運用が困難となり、1950年代中頃にはアナログのテレメータが導入され、1960年代中頃よりデジタル制御などの電子計算機技術が適用されるようになってきた。

本章の技術的内容に関しては電気学会技術報告「電力システムの安定性に関わる解析技術の歴史」から引用させて頂いた^(7.1)。

7.1.1 周波数制御 (AFC) 装置の導入^(7.1)

第二次世界大戦後の混乱から日本経済は安定を取り戻し、国家統制にもとづいた電気事業が再編成され、1951年5月1日に一貫した発送配電事業として、新たに民営の9電力会社体制が発足した（その後電源開発と沖縄電力が創立され現在は11電力会社）。こうした発送電事業の民営化は他の国に比べても早かったといえる（イギリスでは1990年に国営電力から民営化された。ただしこの年に電力の自由化も行われ、わが国の電力事業の動きとは大きくことなる）。しかしながら、戦争中の発電所の破壊などにより極度の電力不足が生じ、周波数の恒常的な低下が発生していた。このような時期に、1952年周波数の自動制御試験を実施するため、四国電力津賀発電所に国内初のAFC (Automatic Frequency Control) 試作装置が設置された。1954年には四国電力の松尾川発電所に自動周波数制御 (AFC) 装置が初めて実機として設置された。これは、周波数偏差 (Δf 成分) のみではなく、

周波数変化率 ($\Delta f / \Delta t$ 成分) も加味した国内初の発電所単独の間欠式周波数自動制御装置であった。また、1959年には九州電力上椎葉発電所に中央制御方式によるAFC装置が設置された。その後、水主火従 (水力発電中心) から火主水従 (火力発電中心) の時代となり、それまで行われていた水力発電による周波数調整容量が不足し、火力発電による周波数調整も考慮して、中央給電指令所に水力・火力併用のAFC (LFC: Load Frequency Controlとも称される) 装置が導入されていく事になる。また、当初、発電機の機器保護の目的で使われていたガバナ (調速機) を、周波数調整のために用いるガバナフリー運転といった新しい概念を採用し、AFC運転発電所に加え、ガバナフリー運転発電所を拡大し、1970年代には火力機のガバナフリー運転も開始された (図7.1参照)。

7.1.2 広域運営と連系線潮流制御^(7.1)

戦後の経済復興が軌道にのると、1958年4月9日電力会社と電源開発の10社体制による広域運営体制が発足した。また同時期に、中央電力協議会および各地域電力協議会が設立され、従来の中央給電連絡所を中央給電指令所に改め、また各地域にも給電連絡指令所を設置し、広域運営の実施体制が確立された。

1959年に東地域 (50 Hz 地域) 内連系では、従来の154 kV 会津連系線100 MWに対して、275 kV 田子倉本名線480 MWの連系容量の実現による東京-東北間超高压連系に伴い、周波数・連系線潮流制御として、SFC (選択周波数制御、Selective Frequency Control) 方式が採用された。その後1964年に現状の方式である東京電力FFC (定周波数制御、Flat Frequency Control) 方式と東北電力TBC (連系線潮流バイアス制御、Tie-line Bias Control) 方式による周波数制御となった。同様に、中西地域 (60 Hz 地域) 連系でも1962年には広域運営が開始され、1963年関西電力FFC、他5社TBC方式による周波数制御方式が採用された。2001年には、関西電力もFFCからTBC方式に切り替えられ、中西地域連系では、全てがTBC方式となった。

7.1.3 経済負荷配分 (EDC)^(7.1)

高度経済成長を迎えた1950年代後半ころから、周波数の制御を基本としながら最適な経済出力配分が一段と重要性を増していった。九州電力では、1957

年に国内初の火力発電所の経済負荷配分方式（EDC, Economic load Dispatching Control）が中央給電指令所に設置され、その後1963年にAFCとEDCとを有機的に結合した本格的な水力・火力併用の自動給電装置の運用が開始された。1965年には、佐久間周波数変換所が設置され、50 Hz 系統と60 Hz 系統を跨いで電力各社の電力系統が超高压連系することとなった。この頃には、電子計算機と情報伝送の技術進歩によって電力系統制御への電子計算機の適用が可能になっていた。系統運用の複雑化や経済性の追求、電気の質に対する社会の要請の高まりを受け、系統運用の総合的な自動化・機械化が電力各社で進んだ。米国では1961年にデジタル計算機が給電運用に採用されていたが、国内では、初めて九州電力が1965年に、デジタル計算機をオンラインで使用する自動給電システムを採用し、既設のアナログ制御装置と結合して運用した。その後、中国電力が1968年に、周波数制御を含む全ての制御をデジタル計算機でおこなう自動給電システムを導入した。このように、1970年代後半までには、全ての機能を一つのデジタル計算機に集中させる「集中システム」を主流とした自動給電システムが採用された。オンラインの需給制御機能として、周波数制御、経済負荷配分制御等に対して、解析技術の研究成果の実装がなされてきた。1980年代半ばに入ると、空調需要の伸びによる需給ピーク・オフピークの差が拡大した。さらには一定出力で運転される原子力発電の比率増大に伴い、AFC容量確保が困難になった。石油火力機のDSS（Daily Start and Stop）、WSS（Weekly Start and Stop）運用、新設火力プラントとしてガスタービンコンバインドサイクル（GTCC）プラントの採用、また揚水発電機を用いて周波数制御を行うAFCの容量確保が重要となってきた。この頃になると、計算機負荷を軽減して処理の高速化を図るために、後述のように機能毎に計算機を配置する「機能分散システム」が導入され、そこに高度な系統解析技術機能が実装された。

7.2 わが国における周波数制御の歴史^(7.1)

7.2.1 負荷周波数制御（AFC）の分担

電力需要（負荷）には電灯や動力などの様々な周期の変動が含まれており、これをいくつかの周波数制御方式が分担して対応している。図7.1はその概念を示したものである。負荷周波数制御（AFC）は数分から数十分程度の変動領域を受け持ち、それより長周期

は経済負荷配分制御（EDC）が、それより短周期は発電機の调速運転（GF：Governor Free 運転）により制御され、負荷の周波数特性によって抑制される。これらの周波数制御の方式を設計するには、負荷変動の周期と変動量を分析し、制御機器（発電機等）の応答性能を把握して制御方式を決定し、模擬系統での解析や実系統での試験によって検証することが必要になる。

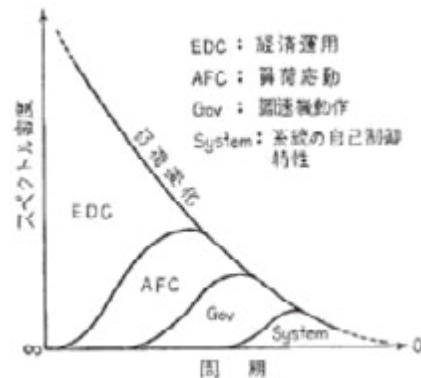


図 7.1 周波数制御の制御分担特性

7.2.2 連系系統の負荷周波数制御方式

連系系統（図2.17参照）における負荷周波数制御の目的は、目標とする系統周波数の維持と連系線潮流変動の抑制である。したがって連系系統では、TBC（連系線潮流バイアス制御）方式が最も理想的であり、FFC（定周波数制御）方式は、系統容量が他に比較して大きい周波数制御エリアに適用する場合に有効とされている^(7.3)。現在は、他の制御エリアと交流連系されていない北海道、沖縄と系統容量が大きい東京を除く7地域でTBC方式が採用されている。

7.3 経済負荷配分制御（EDC）の歴史^(7.1)

わが国における経済負荷配分（EDC）は、周波数制御装置が早期に導入された後、計算機の進歩とともに導入されてきた。また、系統信頼度に対する要求の高まりから、EDCの解析・計算技術が発展してきた。

7.3.1 古典的な経済負荷配分（EDC）

1970年代に、デジタル制御計算機が出現し、EDCのオンライン制御化が実現した^(7.3)。非線形である火力発電機の燃料費特性を2次関数で表現し、需給バランスの等式制約条件のもとで燃料費を最小とするラグランジェの未定乗数法を用いた方法が使用された。等入法（等増分燃料費法）とも呼ばれ、送電ロスを考慮

しない等 λ 法や、送電ロスを考慮し送電ロスをペナルティ係数として定式化した等 λ 法が使用されてきた^{(7.6)(7.7)}。また、EDCの計算対象となる時間断面としては、計算機能力の制約から、EDC計算周期の次の時間断面の1断面のみを対象としていた。

その後、需給制御ではベース負荷を原子力発電に頼ることとなり、また貯水池式水力の電源構成に占める割合の減少などにより、従来AFCで対応してきた負荷変動周期に対しても、その一部をEDCにより対応する必要性が生じた。そのニーズに対し、等 λ 法を拡張し、将来の複数時間断面に対して、負荷変動と発電機の応答性を考慮した先行制御型EDCの計算技術が開発された^{(7.8)(7.9)}。

7.3.2 最適潮流計算 (OPF)

一方欧米では、1950年代後半に送電ロスを考慮したEDCが研究され^(7.10)、その後、潮流計算(第10.1節参照)で使用する回路網モデルを等式制約として考慮したうえで、燃料費を最小にする最適化問題とした解法が開発された^(7.11)。その解法では、電力系統網がモデル化されており、電力系統の有効電力・無効電力や電圧・電流も扱えることから、系統信頼度を考慮した様々な制約条件が考慮されていった^(7.12)。また、最小化すべき目的関数を燃料費以外とすることにより、EDC以外の電圧制御などへの適用研究が行われた。

それらは総称して最適潮流計算(OPF, Optimal Power Flow)と呼ばれる。数学的手法の観点で見ると、OPFは非線形最適化問題であり、解き方には大きく2種類の方法がある。一つは、問題を線形化し、線形計画法を反復することにより解を求める手法である。もう一つは、そのまま非線形最適化問題として扱うもので、代表的な解法として、逐次2次計画法、拡張ラグランジェ関数法、縮約勾配法、射影拡張ラグランジェ関数法、内点法などがある^(7.13)。その後、海外では電力自由化による電力市場の導入に伴い、地域別限界価格(LMP, Local Marginal Price)が市場価格として導入された。LMPの考え方は送電線潮流制約がある場合の母線単位の発電増分コストに基づいており、OPFを用いて算出される。LMPは送電線混雑時の地域的な電力価格を示すことより、送電線投資コストと長期の混雑料金を比較すると、積算した混雑料金が送電線投資コストを上回り送電線投資のインセンティブになる場合がある。この内容は、経済負荷配分という運用分野よりはむしろ系統計画問題へ展開された^(7.14)。また、OPFは、電力市場モデルの開発、系統の混雑管理・緩和、電力価格の算定などにも適用さ

れている^(7.13)。

一方、日本においては、系統信頼度の要求の高まりから、OPFによるEDCの研究開発が行われた^(7.15)。さらに、想定事故時の過負荷防止を考慮し、線形計画法を用いた潮流制約付最適潮流計算がオンラインEDCに導入された^(7.16)。また、2次計画法を用いたオンラインEDCも導入された^(7.17)。その中で、発電機の燃料特性を静的な2次関数ではなく動特性とし、実績データよりARMA(Auto-Regressive Moving Average Model、自己回帰移動平均モデル)といわれるモデルを用いて動特性モデルを作成し、そのモデルと各種制約条件のもとで燃料費最小の解を求める手法も開発された^(7.17)。

7.4 制御用コンピュータの歴史

7.4.1 中央給電指令所のコンピュータの歴史

上記の需給制御・周波数制御・経済負荷配分をつかさどるのが各電力会社に一つずつおかれている中央給電指令所システムである。海外ではこのシステムのことをEMS(Energy Management System)と呼び、その下位で働く制御システムをSCADA(Supervisory Control and Data Acquisition)と呼ぶが、わが国ではこうしたよびかたはあまり行われてこなかった。

中央給電指令所に全デジタル式のコンピュータが導入されたのは、1968年東北電力であったと言われている^(7.18)が、日立が製作したコンピュータの構成についてのデータは見つからなかった。1984年には1回目のリプレースが行われて図7.2に示す計算機システムが構成されている。汎用計算機HITAC M-160Hが1台と、制御用計算機HIDIC V90-50が2台で構成されている(図7.2)^(7.19)。その当時の中央給電指令所の司令室の写真が図7.3に示される。

その後、計算機のアーキテクチャに大きな進歩が見られ、従来の集中型(すべての制御アルゴリズムが一台の計算機で動く)の計算機構成が分散型のシステム



図7.3 東北電力の中央給電指令所の司令室(1984年)^(7.19)

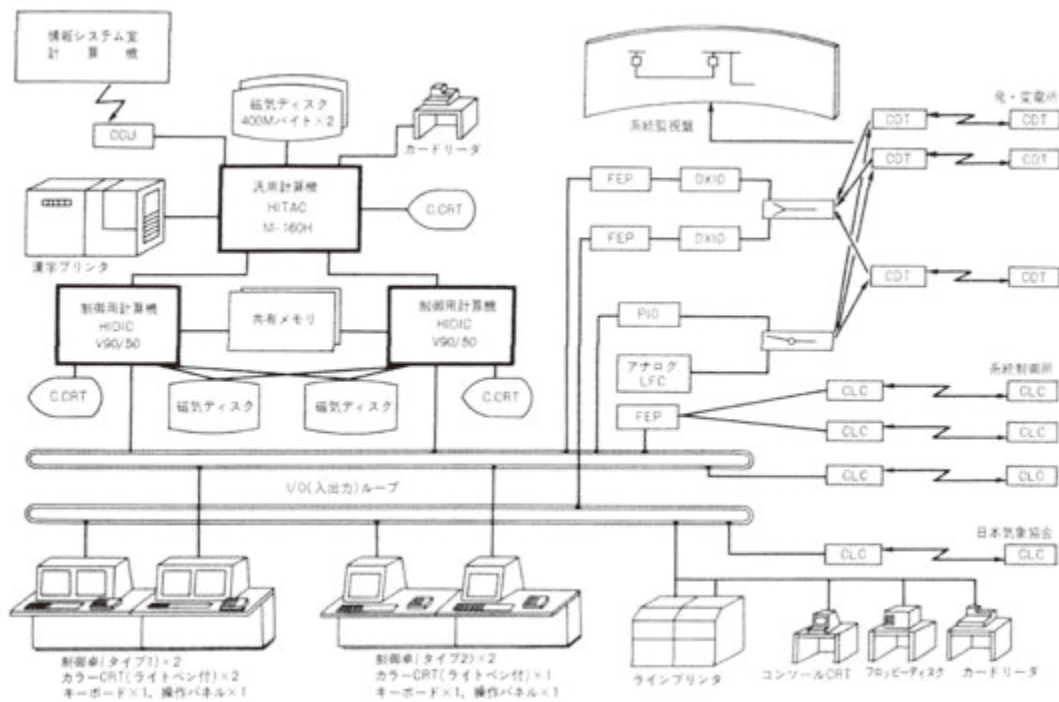


図 7.2 東北電力の中央給電指令所の計算機構成 (1984 年) (7.19)

に転換されるようになり、その流れが中央給電指令所のシステムにも適用されている。東北電力では、三菱電機が担当して、分散型のシステムが提案されている。図 7.4 はその過程で検討された一例であるが、20 台以上のデスクトップ型の計算機が連携され、多くの機能を実現した。また、司令室にも新しいデザインが取り入れられ、2002 年には図 7.5 に示す司令室がグッドデザイン賞を受賞している。

7.4.2 その他の制御用コンピュータ黎明期 (7.20)

電力制御用のコンピュータの歴史に関しては電気計算の「電力制御の歴史とコンピュータ」から引用させて頂く。

電力制御に計算機を活用することが実際に検討され始めたのは、1960 年代の後半である。それは、何百万米ドルの汎用計算機と比べると性能も各段に劣るが、小形で 1 万米ドル程度という廉価のミニコン

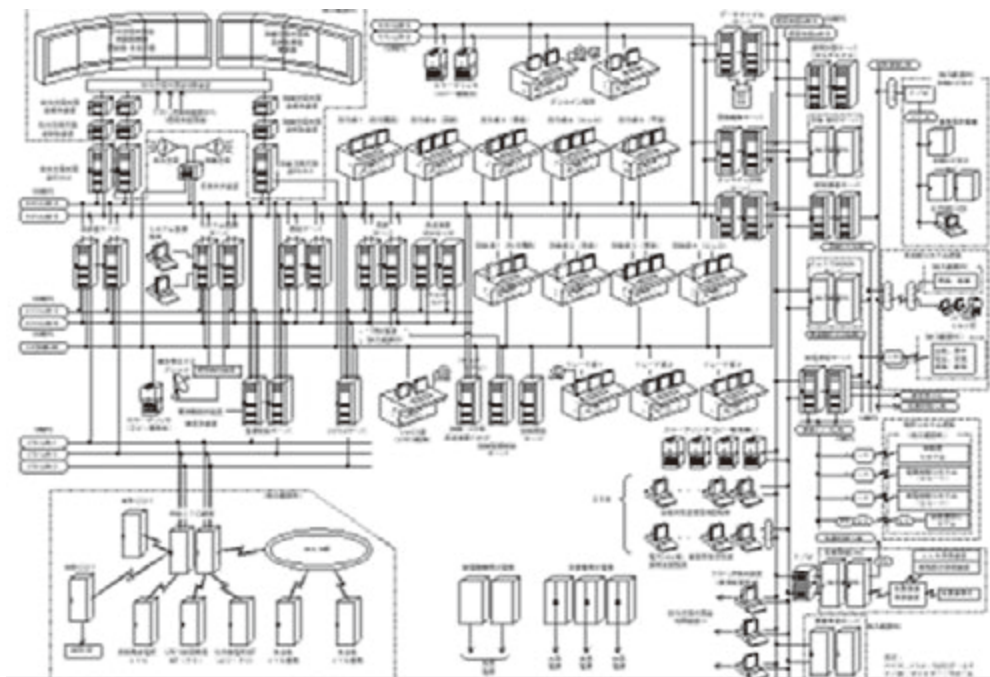


図 7.4 東北電力中央給電指令所の計算機システムの検討例 (2000 年頃) (7.19)



図 7.5 東北電力中央給電指令所の新しい司令室 (2002 年)
(グッドデザインホームページ)

ピュータ (ミニコン) が利用されるようになってからである。

当時のミニコンピュータの性能がどのようなものであったかは、諸元を見ればわかる。ビット長は 12~16 bit、主メモリは 8 kB 程度の磁気コアメモリ、補助記憶装置はないか磁気テープがあった。プログラムはアセンブラで記述し、汎用計算機で機械語に翻訳して、ローダという短いプログラムを走らせて、紙テープまたは磁気テープからミニコンピュータにロードしていた。当時の制御用計算機に OS (Operating System) というレベルのものはなく、手作りのモニター (Monitor) と呼ばれた制御プログラムで入出力制御、タスク制御とスケジュール管理を行っていた。初めに適用されたのは、発電所の計測記録装置としてであった。従来は、運転員が夜間も含めて定期的に 1 点 1 点計器を読んで電圧、電流、電力量などを手書きで記録していた。それを自動的に記録できるようになったことは、その当時としては画期的なことであった。1971 年に納入されたシステムを図 7.6 左に示す。

計測データに加えて、従来変電所の運転監視に使用していた遠方監視制御装置から開閉器、保護リレーなどの接点データを取り込み、計測データだけではなく、開閉器、保護リレーの動作を自動記録するロギングシステムとなった。計算機を使った開閉器の遠方操作もボタンとランプの盤仕様のコンソールと計算機をつないだところから始まった (図 7.6 右)。その後、マンマシン装置に CRT ディスプレイとライトペンを使用したシステムが開発され、開閉器の操作も CRT 上に表示された単線図から開閉器をライトペンで選択して入/切操作をするシステムに進化し、計算機による電力制御が徐々に信頼を得ようになっていった。当初は、計算機に対する信頼度が低く、導入には時間がかかった。

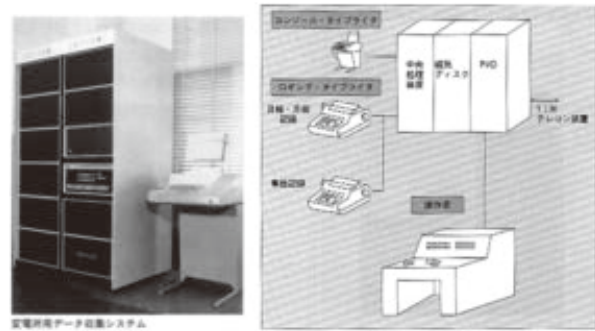


図 7.6 1960 年代の制御用計算機 (7.20)



図 7.7 計算機制御室と CRT 画面の例 (7.20)

7.4.3 制御用コンピュータ確立期 (7.20)

1970 年代中頃になると、ミニコンピュータの性能向上もあり、計算機を中心とした大規模制御システムの開発が始まった。電力需要は経済規模の拡大に応じて大幅に増加してきており、その需要を満たすために変電所の建設・増容量が進められたが、拡大に任せて制御の要員を増加させることは許されず、電力制御の合理化 (制御の大規模化を意味する) が必須の状況であった。従来は 1 制御所で 8 変電所程度を集中制御していたが、大規模制御システムでは、計算機を活用して 4~6 制御所を 1 か所の大規模制御所で集中制御する構想が進められた (図 7.7)。多くの変電所を集中制御するシステムであり、電力供給の停止が許されないのと同じように、システム停止は許されず、信頼性が重要になってきた。そのため、システムはデュプレックス方式の二重化構成とした。機能としても、開閉器のシーケンス制御、関連する営業所への事故自動通報機能、データの変更を制御所員ができるようにしたデータメンテナンス機能などを実装し、運転操作の合理化に貢献した。

このシステムを実現するためのミニコンピュータの諸元としては、主メモリが半導体メモリに代わり、128 kB 以上の容量を搭載でき、補助記憶装置も固定ヘッドディスクが採用され容量も 10 MB 程度に拡大された。OS もマルチタスク制御、ファイル管理、記憶装置の磁気ディスク装置、磁気テープ装置をはじめ

各種の入出力制御が可能となった。プログラム開発も、その計算機システムを活用して自力でソースプログラムの管理、アセンブルなどの開発業務ができるようになった。

7.4.4 制御用計算機発展期

1980年代半ばになると、電力需要のさらなる高まりと系統運用の高度化を目指して、給電・変電・配電システムを連携した設備総合自動化構想が計画された。従来は、給電・配電で必要な情報を変電所から伝送していた程度の関係であったが、設備総合自動化構想では、計測データ・開閉器の開閉状態データの給電・配電への伝送だけではなく、系統運用に必要な開閉器の操作指令が給電・配電システムから変電システムに伝達され、変電システムが遠隔で変電所開閉器を操作することになった。また、運転操作の高度化が図られ、操作の手順を給電システム・配電システム・変電システムのそれぞれで自動作成する機能を実現した^(7.20)。

初期の頃の制御用計算機の仕様を見てみよう。1981年に運開した東京電力の千葉給電所の例を示す。この給電所の目的は、その地域の発電所の系統運用計画、停止計画、事故対策の検討であった。計算対象のノード数は256、送電線に相当する対象ブランチ数は256である。電圧計算、簡易潮流計算、短絡計算他が対象である。計算機は、1976年に開発された三菱電機製のM350-50/A2500(16bitマシン)であった。その後、計算機の進歩につれて、次第に大規模な計算が行われるようになってきている。

給電制御ではないが、変電所で行われる開閉器操作に必要なリレーロック状態、接地状態などの確認手順等を含めた操作手順表は複雑であり、その手順表を作成するアルゴリズムの開発が行われている。

その結果、電力系統の制御に関わるすべてのシステムの情報関係が実現した設備総合自動化システムが構築された。これに使用されたミニコンピュータは、32bitの仮想記憶システムを備えており、小形の汎用計

算機並みの性能を有した。プログラムはFORTRANなどの高級言語が使用され、生産性も向上したが、開発したプログラム自身も膨大な量であった。

7.5 運用制御におけるAI応用^(7.21)

7.5.1 エキスパートシステム

AI第2次ブームにおいては、近年の深層学習の基となっていたアーティフィシャル・ニューラル・ネットワーク(ANN)ではなく、エキスパートシステム(ES)の応用が中心であった。

エキスパートシステムとは、専門知識のない素人あるいは初心者でも専門家と同じレベルの問題解決が可能となるよう、その領域の専門知識をもとに動作するコンピュータシステムのことを指す。システムは専門家のかわりに特定の分野に特化した知識をもとに推論をおこない、専門家のようにアドバイスや診断をおこなうことができる。

エキスパートシステムは、専門家が答を導く手順を真似たものであり、知識と問題解決処理とを分離独立させた、通常の手続き型のプログラムとは異なる独特の構造をしている。具体的には、「推論エンジン」と「知識ベース」から成り立っている(図7.8)。

問題の解決・処理を担う頭脳にあたる推論エンジンは、専門家の知識(事実や規則など)を収集、その知識を知識ベースに蓄積するとともに、知識ベースの知識をもとに推論し、結論を導き出す役割を担っている。知識ベースの情報は、「もし○○ならば、△△。」というルール形式で蓄積される。

7.5.2 エキスパートシステムの歴史

世界初のエキスパートシステムは1965年に開発され、1972年には細菌感染診断をするエキスパートシステムが開発された。このシステムは、専門医には匹敵できなくともそれなりの正答率を出した医学分野で

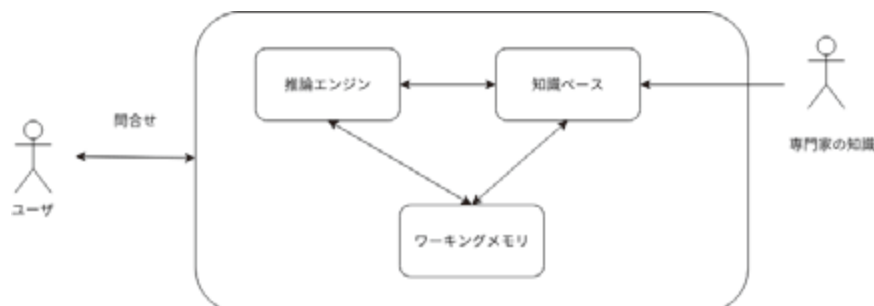


図 7.8 エキスパートシステムの構図

の成功例であったが、システムの誤診による責任の所在など、明確にしなければならない多くのことが壁となり、実用には至らなかった。

1970年代の第1次AIブーム後に訪れた冬の時代にも技術そのものは進展しており、1980年代には、エドワード・ファイゲンバウム (Edward A. Feigenbaum) の提唱した知識工学をベースに、多くの大企業がエキスパートシステムを業務に導入するなど、エキスパートシステムは実用的ツールとして広く商用利用されるようになった。

これが第2次AIブームである。多くの大学ではAI関連コースが開設され、日本では第五世代コンピュータ (通称 ICOT 次世代コンピュータ開発機構が行った) の開発を目指す国家プロジェクトなども起っている。システム構築のための記号処理用が開発された言語 (プロダクションシステム記述言語と称される) には二通りあり、わが国では主にフランスで開発された prolog が第5世代コンピュータで用いられた。一方、世界的には米国で開発された LISP と呼ばれる言語が広く使われていた。その後、これらをベースに種々のプログラミング言語が出現している。

7.5.3 運用制御への応用

1980年代に入り、電力系統の規模が拡大し、運用が緻密になったことにより電力系統の事故様相が複雑化するとともに事故地域も広範囲化してきた。従来の人手による事故復旧方法では供給障害時間の短縮は難しくなってきた。このため、給電運用者が迅速・適切な判断・処置が取れるようにAI技術を導入した電力系統事故復旧支援システムが開発された。

このシステムは、給電所自動化システムとオンライン結合したエンジニアリング・ワークステーションにより、給電運用者の事故時の復旧操作を支援するリアルタイムエキスパートシステムである。

以下に、事故復旧制御へのエキスパートシステム適用の必要性を述べ、その具体的なシステムの概要と事故復旧支援の実行例を紹介する。

(1) 事故復旧制御への適用 ^(7.22)

電力系統の事故復旧制御は、系統操作要項と実務を通して体得した系統運用知識をベースに、高度な知的判断を駆使しながら経験豊かな運転員が人手により実施しているのが現状である。しかし、電力系統の巨大化・複雑化により、運転員への負担は心理的要因も加わり、ますます過大となってきた。また、事故の発生頻度は年々減少してきており、育成に長期間の訓練と経験を要するベテランの運転員が得難くなってきている。

一方、事故復旧制御の計算機による自動化は、平常時の系統監視などの予防制御に比較して遅れている。この原因としては、復旧制御自体がアルゴリズム化しにくいと認められる。こうした難点を克服する一つの有力なアプローチとして、エキスパートシステムの適用が進められた。

(2) 電力系統の事故復旧支援システム ^{(7.21) (7.23)}

(a) システム概要

このシステムは図 7.9 に示すように地方給電所の自動化システムとオンライン結合して、リアルタイムで運転員に事故時の運用を支援するものであり、次の特徴がある。

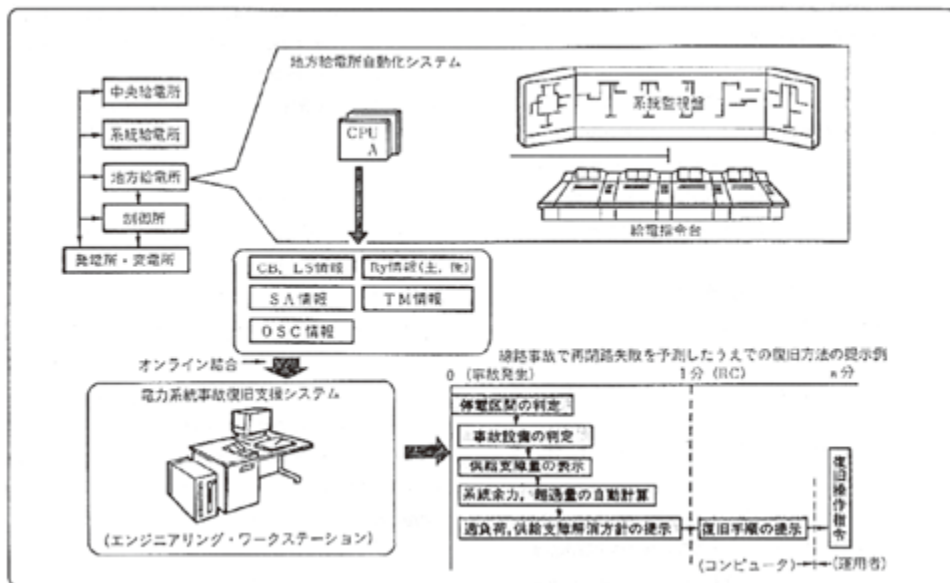


図 7.9 電力系統事故復旧制御システムの概要

- ①大規模系統（約 120 の電気所・主要特別高圧需要家）の实事故発生後、1 分以内に復旧方針を提示する。
- ②ベテラン運転員の系統運用知識を知識ベース化することにより、現実 に即した復旧支援を迅速かつ適切に実行する。
- ③エンジニアリング・ワークステーション上で復旧支援を実行することにより、地方給電所自動化システムへの影響を最小限に抑えて、復旧支援の高速化を実現している。

(b) システム機能

オンラインとオフラインの二つの運転モードを持っている。オンライン運転モードでは、実システムでの事故発生時、事故設備の判定、復旧方針の立案、復旧操作のガイダンスを行うことができる。またオフライン運転モードでは、仮想的に事故を設定することにより、運転員が復旧方針の立案、復旧操作など事故時の対応を学習することができる。

(c) ソフトウェア構成

図 7.10 に、ソフトウェア構成を示す。復旧ガイド機能は高速推論が可能なプロダクションシステム記述言語（ここでは OPS83 とよばれる言語が、手続き言語との親和性がよいと言うことで選ばれた）と、数値解析を得意とする手続き言語（C 言語）で記述している。事故設備判定・復旧方針立案・復旧操作ガイダンスは約 500 個のルールと約 200 個の関数で表現した。

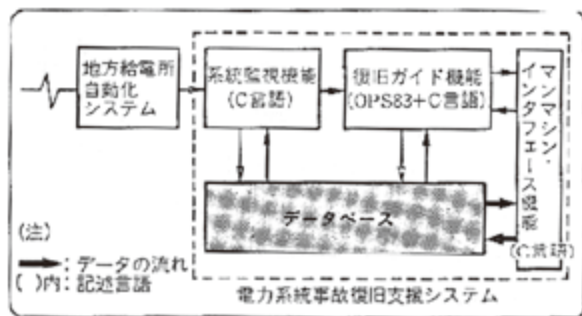


図 7.10 ソフトウェア構成

(d) 知識ベースシステムの構成

知識ベースシステムは、図 7.11 に示すように四つの推論エンジンと電力系統の数値解析処理で構成する。

復旧ガイド管理エンジンは、他の三つの推論エンジンの開始/終了を制御する。事故設備判定・復旧方針立案・復旧操作ガイダンスの各推論エンジンは、それぞれ診断型、計画型、制御型の知識ベースを持ち、知

識ベース全体のメンテナンス性の向上と推論の高速化を図っている。

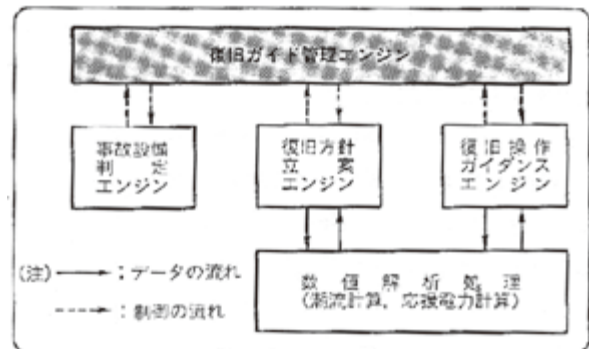


図 7.11 知識ベースシステムの構成

(e) 復旧ガイドの実行情例

送電線 2 回線事故が発生した時の事故状況メッセージを図 7.12 に、復旧操作ガイダンスを図 7.13 に示す。

処理時間は、事故設備判定から復旧方針立案までが約 20 秒、1 回の復旧操作ガイダンスが約 5 秒であり十分なリアルタイム性を実現できた。

【事故設備判定結果】	潮流短絡	事故発生
兵庫線 1 L		
兵庫線 2 L		
【事故時オンライン情報】		
5/20 13:15 西神戸s/s	0.83	77 短絡主保護
5/20 13:15 西神戸s/s	0.84	77 短絡主保護
5/20 13:15 兵庫線 2 L		
5/20 13:15 兵庫線 1 L	0.1	短絡
5/20 13:15 兵庫線 2 L	0.2	短絡
【供給支障発生状況】		
大和電機	36.5 MW	
三菱電機神戸	14.4 MW	
兵部s/s	28.6 MW	RTrB 28.6 MW
電部s/s	20.6 MW	DTrB 20.6 MW

図 7.12 事故状況メッセージ

【操作ガイダンス】			
負荷送電	瀬川		潮流確認
兵庫和豆線 1 L	CB03	1N	潮流確認
負荷送電	和田		潮流確認
兵庫和豆線 1 L	CB02	1N	潮流確認
【操作ガイダンス】			
ループ投入	和田		潮流確認 位相差 -0.1°
兵庫和豆線 1 L	CB02	1N	潮流確認

図 7.13 復旧操作ガイダンス

以上、エキスパートシステムの事故復旧制御への適用と電力系統事故復旧支援システムについて紹介した。このシステムは、1 年間のフィールド試験で実事故に対する復旧支援の有効性と信頼性を評価した上で実際に利用された。現在では、こうした方法はエキスパートシステムとは呼ばれずにシステムに取り入れられている。

文 献

- (7.1) 電気学会電力系統解析技術の歴史調査専門委員会技術報告「電力系統の安定性に関わる解析技術の歴史」第1454号(2019、5月)
- (7.2) オーム社:「エレクトリック・エナジー史(3章 電力技術史年表)」(1989)
- (7.3) 「電力系統の負荷・周波数制御」電気学会技術報告第Ⅱ部第40号(1976)
- (7.4) 「常時及び緊急時の負荷周波数制御」電気学会技術報告第Ⅱ部第869号(p.14年表)(2002)
- (7.5) 電気学会・電子通信学会・照明学会・テレビジョン学会:「電力系統の給電自動化の現状と問題点」昭和44年連合大会シンポジウム
- (7.6) B. M. Weedy: "Electric Power Systems," John Wiley & Sons (1967)
- (7.7) 関根泰次:「電力系統工学」電気書院(1976)
- (7.8) 磯田八郎:「負荷の変動特性と発電機の応答性を考慮したオンライン火力機負荷配分法」電学論 B, Vol.101, No.11, pp.49-55 (1981)
- (7.9) 餘利野直人・田村康男・福山良和:「変化率制約を考慮したELD問題のオンライン時間準最適化法の提案」電学論 B, Vol.108, No.4, pp.141-148 (1988)
- (7.10) L. K. Kirchmayer: "Economic operation of power systems" Wiley, New York (1958)
- (7.11) H. H. Happ: "Optimal Power Dispatch", *IEEE Trans. PAS*, Vol.PAS-93, No.3, pp.820-830 (1974)
- (7.12) H. M. Dommel, W. F. Tinney: "Optimal Power Flow Solutions", *IEEE Trans. PAS*, Vol. PAS-87, No.10, pp.1866-1876 (1968)
- (7.13) 「競争環境下における新しい系統運用技術」電気学会技術報告第1038号(2005)
- (7.14) 「電力系統の利用を支える解析・運用技術」電気学会技術報告第1100号(2007)
- (7.15) 佐々木博司・久保川淳司・餘利野直人:「ニュートン形最適潮流計算法のオンライン適用に関する一考察」電学論 B, Vol.110, No.5, pp.413-419 (1990)
- (7.16) 東西田憲一・松本哲也・河田謙一・田村滋・石田隆晴・福井千尋:「信頼度とコストのトレードオフ評価を考慮した中央給電指令所向け潮流制御支援システム」電気学会論文誌 B, Vol.118, No.1, pp.31-36 (1998)
- (7.17) 吉川元庸・東西田憲一・川村英雄・原田泰志・鶴貝満男・田村滋:「発電所プラント動特性を考慮した経済負荷配分法」電学論 B, Vol.117, No.9, pp.1231-1237 (1997)
- (7.18) 平河内良樹、他「最近の電力系統制御用計算機システム」日立評論、61-8, 1979年8月号
- (7.19) 松岡俊司、他「中央給電所自動化システム」日立評論、66-8, 1984年8月号
- (7.20) 佐藤信行「電力制御の歴史とコンピュータ」電気計算「電気の歴史をひもとけば」電気書院、2018年7月号
- (7.21) 鈴木浩、野口秀夫、坂口敏明、「AI技術が給電・変電・配電技術を変える」OHM、1989年8月号
- (7.22) 松本啓之亮、他「知識情報処理の電力システムの応用」、三菱電機技報、昭和61年9月号
- (7.23) 湯木勝、他「給電所事故復旧ガイドのためのリアルタイムエキスパートシステム」電気学会電力技術研究会、昭和63年7月

8 | 系統安定化制御の歴史

電力系統は交流を中心に構成されている。交流では、直流と異なり電圧が位相と電圧の大きさの二つの変数を持っている。電圧の位相が関連するのは、電力系統の同期化力といわれる回転型の発電機の持つ安定化の力である。一方、電圧の大きさに関しては、電圧不安定という現象が起きることが、東京電力の大停電で示された（第3章）。本章では、電圧の位相に関連の強い同期安定性について触れ、次章で電圧安定性について歴史的に紹介する。

本章の技術的内容に関しては電気学会技術報告「電力系統の安定性に関わる解析技術の歴史」から引用させて頂いた^(7.1)。

8.1 安定化制御技術開発の契機

1951年の9電力体制発足に伴い、電力の供給義務と引き換えに、わが国の電力会社は地域で独立、独占して運営されることとなった。しかし、相互には緊急時の融通のために、弱い連系を持つこととなった。そのために、各電力会社間では、隣接の電力会社の系統に事故などが起きたときに、その影響が自分の電力系統に及ばないように直ちに連系を切ることとしていた。これが当初の電力系統の安定化制御といえる。

その後、系統安定化技術は、第3章で紹介したような大規模停電を契機として、その対策として、発展を遂げてきた。1965年に発生した御母衣開閉所における系統事故では、事故設備は1か所であったにも関わらず、これを機に、連鎖的に事故が波及・進展していった。その結果、需要地である関西地方の多くが停電するに留まらず、60 Hz 系統の中国、九州電力会社にも波及し、その一部にまで停電が及ぶ事故となった。電力各社は、この事故を教訓として、事故の高速除去失敗等により事故波及したとしても、他電力エリアへの事故波及を極力防止できるよう、事故波及防止対策を策定した。なお、同年と1977年に米国ニューヨーク州で発生した大規模停電も、この対策強化の流れの一因となっている。

そのほかにも、電力系統の昇圧に伴う大規模化の折にも事故波及の可能性が認められた。本章では、主に事故波及防止のための電力系統安定化システムの歴史について概観する。

8.2 独立した電力会社間の系統安定化対策^(7.1)

1951年の9電力体制発足当時は、電力会社は地域ごとに独立しており、系統間は常時は弱い連系しかしておらず、電力融通が必要な場合など、必要に応じて随時、電力を融通していた。そのため、系統連系中の電力会社間の事故波及を防止するために、1951年に関西電力と中部電力の系統連系点である関西電力の犬山開閉所に設置した脱調分離リレー（保護継電器）と電力峻度リレーが、国内で最初の事故波及防止装置といわれている^(8.1)。このように、当時はリレーという保護装置を用いて系統の安定化を実現していた。

(1) 関西電力の犬山開閉所に設置の脱調分離リレー

当時の脱調分離リレーの事故検出方式は、近年のものとは異なり、関西電力系統向けと中部電力系統向けに、それぞれ変電所から送電線で結ばれた相手側の方向を見ているリレーを設置し、一方のリレーが動作した後に、他方のリレーが動作すれば、脱調と判定する方式であった。

(2) 関西電力の犬山開閉所に設置の電力峻度リレー

系統脱調という不安定現象により多数の発電機が停止した場合には、電力潮流が、健全な電力系統から事故発生系統に向けて、連系線を通じて急激かつ大量に流れ込む。この量が多くなり自系統における周波数低下による健全系統側への事故波及が想定される場合には、これを防止するために、連系点を遮断する。

この装置は、1965年の御母衣事故の折りに動作し、関西電力の事故の中部電力への事故波及阻止に役に立った。

8.3 電力会社内の系統安定化対策^(7.1)

その後、前項の系統分離方式の有益性が認められ始め、1955年には、連系点のみならず、各電力会社の地域内の部分系統間にも適用されるようになった。この頃になると、水力発電に変わり大容量火力発電機の運転が開始され始めたため、地域内の事故時にも、電源が連鎖的に波及停止し、大規模停電となる可能性が生じてきた。この対策のため、電源系統（発電所につ

ながれた送電線) ごとの事故波及防止対策が施され始めた。地域内系統に適用した事故波及防止装置等の例について以下に示す。

(1) 事故が継続する系統を分離するための方式

中部電力では、系統事故の継続有無を検出するために、主要変電所に不足電圧リレー、地絡過電圧リレー等を設置した。仮に、系統故障が継続した場合には、まずは、系統全体を二つに分割することで健全系統と事故継続系統に切り分け、さらに事故継続系統を二つに分割することで、同系統を局限化し、停電範囲を狭めた(図8.1)

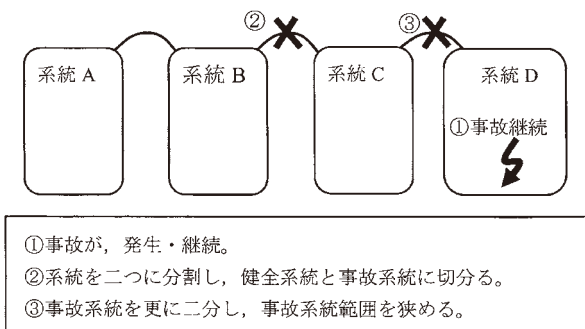


図 8.1 事故系統を分離するイメージ図^(7.1)

(2) 電源を含む系統を維持するために分離する方式

変電所の二次側(電圧の低位側)に水力発電所などの電源が連系するような変電所では、発電量に均衡する量の負荷を電源とともに接続し、他の送電線につながる遮断器の電流がほぼ零となるよう、系統運転員が常時監視・調整を行った。そして、系統周波数の低下や、上位系統の事故継続を保護リレーにより検出し、連絡する遮断器を開放することで、単独系統の安定性の維持を試みた(図8.2)。

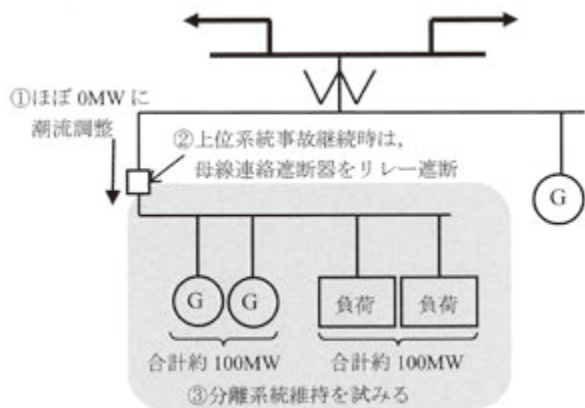


図 8.2 電源を含む系統を維持するために分離する方式のイメージ図^(7.1)

8.4 大規模停電事故以降の系統安定化技術の開発^(7.1)

その後、1965年に発生した御母衣開閉所の事故と二度にわたる米国ニューヨーク州で発生した大規模停電を機に、全国的に事故波及防止のための各種系統安定化対策を実施するようになった。系統安定化システムについては、当時開発された信号伝送技術やコンピュータ技術を駆使することで、飛躍的な発展を遂げた。それまでのシステムでは、不足周波数リレーや電圧低下リレーなど、各電気所間で制御協調を取ることのない個別のリレーを用いた制御方式であったため、周波数低下などの対策で負荷を遮断し、一旦安定化したとしても、電力潮流の偏在化により再度系統が不安定となるなどの欠点があった。この解決策として、分離系統が発生した時の分離系統内の発電量と負荷量の不均衡度合いから、分離系統における周波数を予測計算し、周波数が規定値に入るよう負荷または電源を最適かつ高速に制御する周波数異常防止システムが開発された。これにより、系統運転員による監視・潮流調整、および不足周波数リレーなどによる個別の制御の課題を軽減した例もある。

その後、デジタル技術の進歩に伴う電子計算機や信号伝送系のさらなる技術発展により、安定化装置の性能も格段に向上した。電子計算機や通信伝送系の大容量化、高速化、高信頼度化に伴い、実際の電力系統の同期安定性をオンラインで周期的に計算し、系統状況に応じて、予め設定した事故様相と、それに必要な系統制御内容を記録し、系統事故が発生した場合には、即座にその記録パターンの中から、発生した系統事故に合致した制御対象を選択して制御するなどオンライン制御方式の脱調防止システムが開発された。

8.5 解析技術向上に伴い開発された安定化制御^{(7.1)(8.3)}

系統安定化システムは、御母衣開閉所の事故を機に、高度な系統解析技術と信号伝送技術・計算機技術の融合により、飛躍的な発展を遂げた。安定化装置、安定化システムと称する場合は、自変電所における種々の情報のほかに遠端情報も用いる。

(1) 関西電力のBSS(Block System Stabilizer)など

御母衣開閉所事故では、関西電力の主要電源であった水力電源の大半が脱落し、系統周波数の大幅な低下によって他電力会社との連系分断とエリア内の火力電

源の脱落を招いたために、深刻な停電が発生した。この事故を契機に、また、当時、大容量電源の開発が進んでいたことを背景に、関西電力は、伊藤俊一を中心として大規模電源脱落時に需給を均衡させる系統安定化装置を1970年代前半に導入した。系統変化への対応と機能向上を図りながら、数次の設備更新を経て現在も運用している。導入初期の同社の基幹系統は、一本の外輸送電線を骨格とする放射状系統であり、大容量電源が存在する系統ブロックに安定化装置（Block System Stabilizer：BSS）を設置し、外輸線の潮流変化を生じさせないように制御していた。現在は、500 kV系統のループ運用に伴い、全系を一括で制御するシステムに集約統合し、大規模電源脱落時の周波数異常低下と融通潮流増加による広域連系系統の脱調を防止するよう制御している。電源の広域運用が進展するなど系統連系を維持する重要性が一層高まっており、域内電源および広域電源の脱落を広く保護対象として設定している。例えば、複数ルートの送電線遮断や複数箇所での電源脱落、変電所等の遮断器不動作などの異常現象を想定している。安定化システムは、電源脱落を検出する事故検出装置、制御量を演算し制御対象を選択する親装置、制御を実行する制御端末で構成している（図8.3、図8.4）。事故検出は、送電線遮断の例では、事故検出装置を送電線の両端の電気所に設置し、遮断器の動作情報や潮流変化によりルート遮断（2回線が同時に遮断されること）を検出し、事故情報を親装置に伝送する。

親装置は事故情報を受信すると電源脱落事故を判定し、制御量を演算する。電源線の潮流変化を電源脱落量とし、複数の事象が同時発生または続発する場合は積算する。これが系統容量等から算出する許容値を上回ると、演算式を用いて制御量を算出し制御対象を選択する。演算式には、系統解析と実測によって検証した系統周波数特性定数を用いる。制御対象の選択は、揚水動力、緊急応援融通、一般負荷の順にテーブルを設け遮断点ごとの制御量を一定周期に更新しており、所要量に達するように選択する。これを制御端末に送信すると制御端末は制御指令にしたがって対象の遮断器を動作させる。

中部電力においてはアナログ式の周波数安定化装置としてSSC（System Stabilizing Control）が1968年に運転を開始している。その後、後述のオンラインTSCという安定化制御システムに展開された。また九州電力においても、安定化制御システムが1975年SSCとして導入されている（図8.5）。

東京電力では、福島系や都市系統安定化システムが



図 8.3 系統安定化システム BSS 運転室（関西電力）^(8.3)

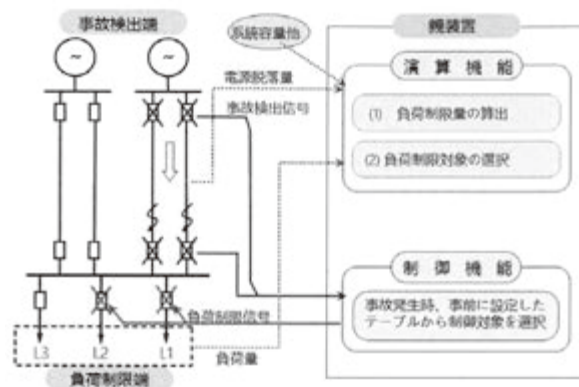


図 8.4 BSS の制御ブロック ^(7.1)

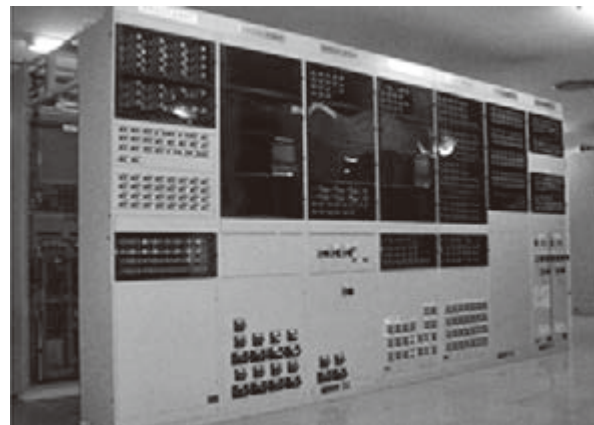


図 8.5 系統安定化装置 SSC 全体外観（九州電力）^(8.3)

設置されている。こうした電力系統安定化技術は、わが国の高い供給信頼性に寄与したことにより、電気学会からでんきの礎（第1回、2008年）を贈られている^(8.3)。

(2) 脱調未然防止対策

電圧の位相のバランスがくずれ系統脱調現象という不安定状態が発生すると、脱調した発電機の動揺が他の発電機に伝わり、周辺の発電機が連鎖的に脱調する

恐れがある。一部の発電機を高速に遮断（電源制限）することで残りの発電機の安定運転維持を図る装置が脱調未然防止システムである。このシステムは、関西電力では黒部系水力発電所など、需要地から遠く離れた大容量水力発電所の開発が行われた昭和30年（1955年）代頃から適用され始めた。流通設備の拡充対策に比べて安価、かつ短工期で実施可能な対策であることから、電源線を主体に、電力各社で採用されている。しかし、このシステムは御母衣事故ではあまり有効に機能しなかったといわれている。

(3) オンライン事前演算方式のシステム^(8.2)

中部電力ではすでにSSCが導入され有効に機能していたが、1995年の500kV基幹系統ループ運用導入にあたり、潮流監視型のシステムでは、多様な系統構成に対応しきれなくなった。柔軟な運用ができないことを懸念し、オンライン演算方式の脱調未然防止システム（On-line Transient Stability Control System：TSC）を開発した（図8.6）。

本システムの開発にあたっては、構想・基礎研究からプロトタイプを製作してのアナログシミュレータによる検証試験など、10年以上の期間を要した後に、1995年に実系統に適用された。中部電力では、基幹系統を放射状とループ運用の二通りで運用することがあり、それぞれの場合でも安定度が維持できる方式となっている（図8.7）。

この装置は、TSC-P、TSC-C、TSC-T（P：Parent、C：Child、T：Transfer Trip）で構成される（図8.8）。TSC-Pは、中部電力の系統状態を各電気所から送られてきた給電情報を使用して作成し、監視対象設備で事故が発生した場合を想定し、系統を安定に保つために、系統解析により遮断が必要となる発電機を自動で求め、その結果をTSC-Cに送信する。この系統解析のパターン数は、100ケース程度であり、これを当時の計算機で5分以内に実施するために、簡易計算により安定なケースを抽出し、系統解析の実施を省くスクリーニング手法を実装した。TSC-Cは、主要電気所に設置され、電気所周辺の系統事故を検出すると、事前にTSC-Pから受信した遮断対象発電機に対して転送遮断信号を瞬時に送信する装置である。系統事故は、線路保護リレーと母線保護リレーの動作情報から検出し、TSC-Cにて事故様相判定を行う。TSC-Tは、遮断対象発電機端に設置され、TSC-Cからの転送遮断信号を受信して、発電機並列用遮断器にトリップ信号などを送信する装置である。なお、系統の事故発生から発電機の遮断までは、150ms以内で制御を

行う。本システム適用によるメリットを以下に示す。

- 発電機の運転・停止状態、系統変更に応じた設定変更の必要がないため、系統運転者への負担が軽減される。
- 時々刻々変化する系統状態に応じて最適な電源制限対象遮断器を逐次設定できるため、最も厳しい系統状態を想定した発電機遮断台数を常時選択する潮流監視方式の装置に比べて、遮断される発電



図 8.6 オンライン TSC(Transient Stability Control) 中部電力^(8.3)

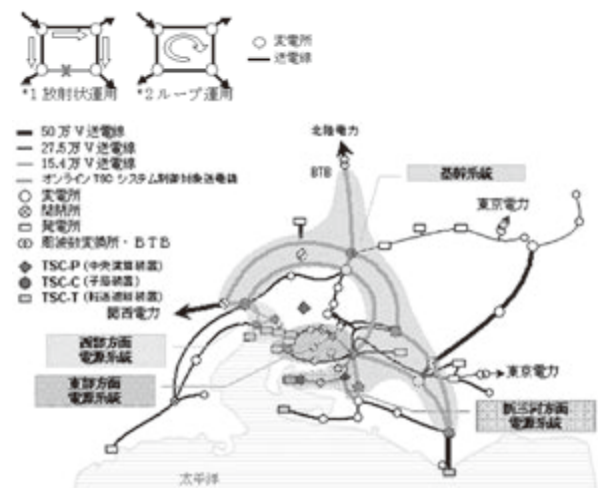


図 8.7 中部電力 TSC 適用の電力系統(中部電力ホームページ https://www.chuden.co.jp/corpo/publicity/press2003/0605_1.html 2019年8月8日閲覧)

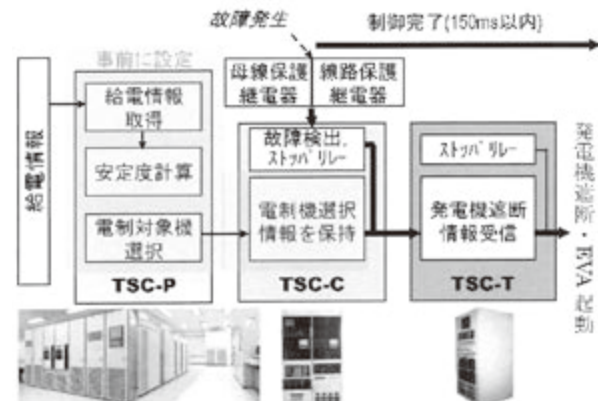


図 8.8 TSC の機能ブロック図

機台数を減らせる可能性が高い。

(4) 揚水安定化システム

1980年2月、筆者らが月に一度程度行っていた東京電力の技術開発研究所長三井恒夫との意見交換会合の席で、「電力システムのシミュレーションをすると夜間揚水時に安定度が悪くなるがなぜだろう」との、疑問が出された。同年3月、三菱電機の中央研究所の力を借りて簡単なモデルを作成し、検討を行い、その結果を報告した。東側の原子力発電を含む大電源から西側の揚水機が多い地域に大電力を送っているとき、その間で地絡事故が起きると、西側の揚水機を含めた電力系統全体での加速エネルギーが大きくなり、事故が解消された後に脱調現象が生じることが説明できた。この時に想定した電力システムの簡易モデルが図8.9である。右にある大規模の発電所群（原子力や火力発電所）から、左にある揚水発電機と負荷に電力を送っている状態を考える。この状態で、右の電源に近いところで地絡事故が起きると、右の発電機は大きく加速し、加速エネルギーを蓄える。一方、左の揚水発電機は当初揚水を行っていたが、右からの電力が来なくなり、揚水機から左にある負荷に電力を供給することとなり、加速エネルギーがたまる。地絡事故が除去された後の系統全体の加速エネルギーが大きくなり、一般の状態よりも脱調不安定となりやすいのである。

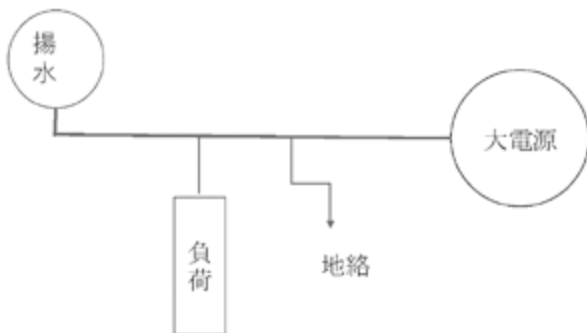


図 8.9 揚水発電時の電力システムの簡易モデル

現象が解明したので、引き続き安定化対策として、いくつかの検討を行い、SVC（静止型無効電力補償装置）設置、直列コンデンサ導入、揚水遮断の三つを提案し、東京電力の研究所と検討を行った。その結果、揚水遮断を採用することとした。すなわち、加速エネルギーの蓄積を止めるために揚水機を何台か止めるのである。

直ちに、東京電力の系統運用部と仕様作りに着手した。遮断ロジックとして、シミュレーション法、後追

い法、エネルギー法を検討した結果、東京電力の系統にはエネルギー法が最適とのことでそのシステム作りに入った^(8.4)。

同年6月、東京電力より、安定化システムの二重化のために東芝にもこの対策実施に参画させたいとの申し出があり、了承したが、エネルギー法以外の方法をとるように要請し、東芝はシミュレーション法を採用した。

同年8月、揚水安定化システムの開発を最優先課題とし、東京電力とメーカー間でアルゴリズムの開発に入った。

1981年4月よりシステム作りに入り、プロトタイプを新信濃変電所に設置し試験に入った。1984年に入り、実システムを東芝と二社で導入した。東京電力管内8カ所の揚水発電所（うち3カ所は電源開発）を対象に揚水安定化システムが運用開始となった。

本システムでは、系統の安定度を保つために適切な揚水発電機を数台遮断するが、その遮断対象機の位置に注意を払う必要があることがわかった。東京電力の基幹系統はループになっている（図2.11）。そのため、ある揚水発電機を遮断すると負荷が減ってその点において周波数が上昇する。仮にその点で周波数が1 Hz 上昇したとする。この1 Hz 上昇は電力系統の中のループに0.5 Hz ずつ二つに分かれてパルスのように東へ向けて進んでゆくことになる。ループの中を周波数上昇が進んで、丁度ループ系統の反対側で、この周波数が重なる。ループ系統の途中では周波数上昇は0.5 Hz であるが、反対側では1 Hz の上昇となる。この上昇点に、原子力発電所、特に東京電力が採用している沸騰水型の原子力発電機があると、この周波数上昇により、スクラム条件の周波数を越えると停止してしまう可能性があった。こうした現象を考慮して、遮断すべき揚水発電機を選択した。

このシステムのおかげで、夜間の安定度は維持できている。

文 献

- (8.1) 関根泰次編著：「エレクトリック・エナジー史（ノンフィクション 編）」オーム社（1989）
- (8.2) 山下裕、守口正司、溝口 強、神崎秀郎、塩永凱夫、三木義照「電力系統安定化装置」日立評論、vol.57、No.10、1975年10月
- (8.3) 電気学会、でんきの礎 第一回「電力系統安定化技術」2008。HPは（1.4）
- (8.4) 鈴木浩「中間負荷を持つ揚水機脱調の構造安定度」電気学会昭和56年全国大会

9 | 電圧制御の歴史

9.1 個別電圧無効電力制御 (VQC 制御)

系統電圧を適切に維持することは電力品質維持において重要な要素である。電圧無効電力制御は変電所に設置された調相機器、すなわち並列コンデンサ（スタコン、シャントキャパシタ）や分路リアクトル、変圧器負荷時タップ切替装置等を制御して系統電圧を維持することをいう。

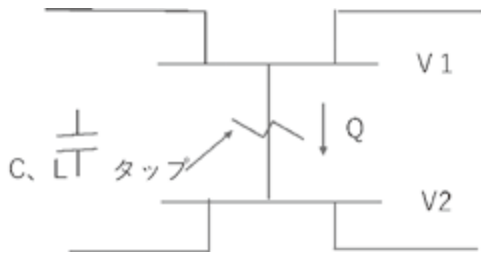


図 9.1 変電所での電圧無効電力制御のモデル

一般に、図 9.1 に示す変圧器のモデルで説明できる。一次側の、一般には電圧の高い側の電圧の大きさを $V1$ 、二次側の電圧の低い側の電圧の大きさを $V2$ とすると、変圧器はこれらの電圧を変える機能を持っている。例えば、1 次側が 500 kV、2 次側が 275 kV だとすると、この変圧器の巻線比は、500 対 275 ということになる。この変圧器を流れる無効電力を Q と表現している。

この時、一般的には 1 次側の電圧は発電機側となり AVR（自動電圧制御）などによって一定に保たれていることが多く、2 次側の電圧を変えるには二つの方法がある。一つは、変圧器についているタップ切り替え装置と言われる、巻線比を変える装置である。例えば、2 次側の電圧を 270 kV にするのであれば、巻線比を 500 対 270 にタップを移動すれば良い。もう一つの方法は、一般に変圧器の 3 次巻線につけられている並列コンデンサ（キャパシター） C や、分路リアクトル（シャントリアクトル） L をいくつか挿入してやるのである。コンデンサを挿入すれば無効電力が増え、電圧が上昇する。分路リアクトルを挿入すれば無効電力が吸収され、電圧が下がる。

通常はこうした個別変電所での電圧制御が実施されている。発電所に近い 500 kV 変電所（山側）の 1 次側を 525 kV と高めに設定し、負荷に近い 500 kV の変電所の 1 次電圧を 500 kV 近くにするのが一般的で

ある。

2 次側の電圧に関しては、その下につながる 275 kV、154 kV などの負荷の状態に応じて、設定する電圧が決まる。負荷が大きいときには高めの電圧が設定され、負荷が軽いときには低めの電圧が設定される。設定値は、事前に中央給電指令所において計画・指定される。こうして設定された電圧になるように、タップ切り替え、コンデンサ・リアクトルの制御を行うロジック平面は図 9.2 に示されるものが一般的である。この図では、2 次側電圧 $V2$ と通過無効電力 Q を

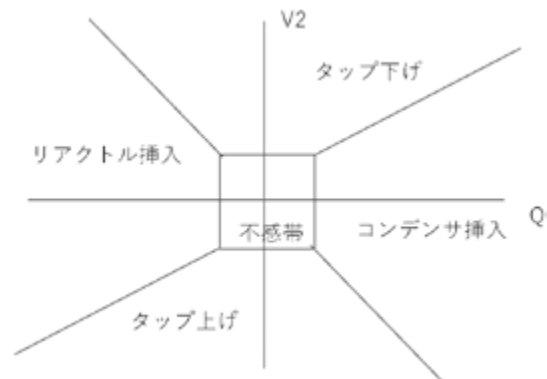


図 9.2 $V2$ - Q 制御時の動作領域

一定にする $V2$ - Q 制御を示している。制御対象の区切り方はメーカーにより多少異なる。この図では三菱電機などが主に採用している斜めの線で制御エリアを分けている。

図 9.2 に示すように、 $V2$ と Q の微小変化に対しては不感帯をもうけ、不要な動作をさせないようにしている。 Q があまり変化せず $V2$ が高くなると、2 次側電圧を下げるために、タップを下げる動作をおこなう。逆に $V2$ が下がると図 9.2 の下側の領域に入り、タップをあげて 2 次電圧を上げようとする。一方、2 次電圧は変わらないが無効電力量が増えた時には、図 9.2 の右側の領域に動作点がはいることになる。この時は、並列コンデンサを挿入または分路リアクトルを切り、無効電力を補ってやる。逆に、無効電力量が減って、左側の領域に入ったときには、分路リアクトルを投入あるいは並列コンデンサを切って無効電力の流れを増やす。

その変電所の電力系統の中での役割に応じて、制御対象を 1 次側と 2 次側の電圧 $V1$ - $V2$ 制御にしている変電所もある。

9.2 集中制御・協調電圧制御

1980年代にはいって大規模系統で調相機器間のハンチング現象が報告されるようになった。すなわち、ある変電所では並列コンデンサが投入され、隣の変電所では分路リアクトルが投入されるなどである。さらに系統内の送電損失の低減、ケーブル系統普及に伴う過電圧問題、電源偏在や前述の電圧安定性への対応等のため電圧無効電力制御の自動化が求められるようになった。そこで変圧器の通過潮流量、タップ位置、三次巻線側に設置された並列コンデンサ容量等から勘案し、最適な制御機器を選択するとともに、近隣の調相機器同士が逆向きの動作をしないようにタイマーや不感帯を設定する方式等が実システムで採用された。基幹系統の電圧無効電力制御に関しては、全系の無効電力バランスを把握し中央給電指令所から集中制御する方法と、局所的に無効電力バランスを図り、周辺情報だけで自律分散制御する方法が議論された。いずれの方法にも長短があり、また長距離送電網や電源配置等の系統構成や電圧問題の要因によっても対処方法が異なるため、一概に優劣はつけられない。

また、電力系統全体の電圧バランスをとり、送電損失を最少にする様な制御方式が取り入れられるようになった。電力会社によって名前の付け方が異なるが、ここでは協調制御とよぼう。

一例として、昭和57年(1982年)頃に行った検討で、ある電力会社の500kV系統を対象として、送電損失を最少とする協調制御の解析例を示す。昭和56年頃の電力系統を想定し、変電所数56カ所、送電線61、タップ切り替え装置付き変圧器20カ所、並列コンデンサ設置変電所20カ所と仮定し、負荷状態としては年間の平均的状態である15,000MWを想定した。解析に用いたプログラムは後述するBPAプログラムであった。

個別電圧無効電力制御を適用し、電力系統全体で最適運用を実施したときの送電損失は、156MWであった。これに対し、協調制御をかけたときの送電損失は、154MWと約1%減少した。これだけ見ればその効果は小さいように見えるが、これは定常時の効果である。

電力系統に負荷変動などの擾乱が生じたときに、電力系統側で電圧制御を行わないと送電損失が183MWにまで大きくなる。これに対して、個別電圧制御では、182MWにしか損失を減少できないが、協調制御によれば、178MWと送電損失が約4MWの低減となってその効果が発揮できる。仮に発電単価が10円/

kWhとすると、最大で年間に数億円近い燃料費用が低減できることになることがわかり協調制御が取り入れられるようになった。

9.3 電圧安定性と電圧安定限界

電圧不安定現象(電圧崩壊現象)に関しては第3章で紹介したように、1987年に、需要の急増を機に首都圏が大規模停電に至った事故が挙げられる。この日は、記録的な猛暑日であったことから、冷房による需要増と、昼休み後の電力需要の急峻な立上りが重なり、予想を超えて首都圏の需要が増加した。この需要増加に伴い系統電圧が低下したことから、電力用並列コンデンサの投入など、無効電力の追加供給措置を施したが、電圧を回復できず、電圧不安定現象へと進展していった。その結果、系統電圧が低下したうえに、負荷電流が増加していったことから、大規模停電に至った。これを機に、系統特性の把握の重要性が認識されるとともに、電圧安定性理論が確立されるなど、解析技術が大きく発展した。こうした解析技術を用いた安定化制御が実用化されるに至った。

図9.3の1機1負荷系統モデルを用いてそのメカニズムを概説する。この図で X は送電線などのリアクタンス、 Y_c は並列コンデンサの容量である。図中の電力(潮流)方程式は非線形連立方程式であり、指定条件として負荷の有効電力 P_L 、無効電力 Q_L を与えるとその受電側の電圧解は図9.4のように高め解と低め解の2個が求まる。通常は系統運用では電圧の絶対値の大きい解(高め解)が運用解となるが、絶対値の小さい解も物理的に存在する解である。通常はこの低め解に移行することはないが、このように電圧に二つの解があることを示す曲線をPVカーブ(あるいはノーズカーブ)と呼ぶ。

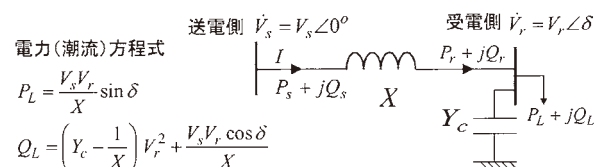


図9.3 電圧不安定現象を説明するモデル

実際の電力系統の運用においても、この電圧安定限界を超えて電力供給をしようとする、電源側の有効電力供給能力に十分な余力があっても、系統電圧が異常に低下する電圧崩壊が起きる可能性がある。また、この現象は発電機脱落や送電線事故のような外乱がな

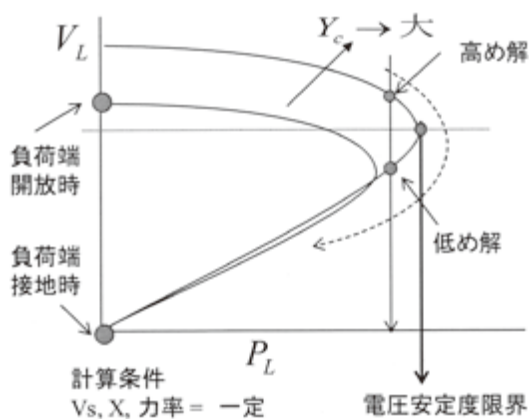


図 9.4 電圧崩壊とPVカーブ (図 3.11 再掲)

くても起こりうるので注意が必要である。現在では、実際に中央給電指令所でこのようなPVカーブを表示して電圧安定性を監視するシステムも実用化された。

図 9.4 の PV カーブにおける下の方の解を得る手法として、いくつかの方法が提案されている。電圧安定性の解析上重要となる近接する多根解を求める手法も

開発されたが、これらはいずれも直角座標形式の潮流計算を基にして解いている (第 10 章参照)。その中では、伊庭健二の提案した、近接多根求解法が有力であった^(9.1)。

また、電圧安定性面への対策については、首都圏の電圧不安定現象による事故を機に、系統負荷の電圧特性の重要性が認識されるとともに、電圧安定性理論の確立や解析技術の進展など、系統安定化技術は、飛躍的な進化を遂げた。また、消費無効電力急増対策として、SVC (後述する STATCOM の項を参照) などのパワーエレクトロニクス技術が積極的に導入されるとともに、電圧監視の強化や、電圧の予測制御、高めの電圧運用など、従来にはなかった新たな系統安定化システム技術と運用方法が適用された。

文献

- (9.1) 江川正尚、渡辺努、伊庭健二、鈴木浩「潮流計算における多根求解と収束特性の検討」電気学会電力技術研究会、PE88-117、1987 年

エピソード 6 世界の電圧

発電所から家庭まで送られてくる電気の電圧はいくらだろうか。世界で一番高い送電電圧は 1,000 kV である。中国やブラジルなどで、大容量で長距離の送電線に使われている。わが国でも、1990 年代に計画があり、東京電力ではこの電圧の送電線を建設し、変電所をつくった。しかしその後の、電力需要の伸びの鈍化に伴い、これらは現在 500 kV で運用されている。

日本を含む世界中で一般的に使われている最高電圧は 500 kV である。これを電力の分野では 50 万ボルトと呼ぶ習わしがある。

その下の電圧には国や電力会社によっていろいろな電圧が使われている。低圧と呼ばれる家庭用には、わが国では 100 ボルトが使われている。世界的に見ると一番低い電圧である。アメリカと日本を除く国々ではヨーロッパの規格である 220~240 ボルトが中心である。電圧が高いほど損失が少なく、大型の機器をつくりやすい。

ではなぜわが国では 100 ボルトなのであろうか。明治時代に、わが国の家庭での電圧を決めるときに以下の議論があった。米国では低圧に 115 ボルトが使われていた。この米国から輸入した電球を使うにあたり、これを長持ちさせようという機運があった。それで少し低い電圧を考えた。また、わが国では豊生活で、米国では靴を履いた生活をしている。そのため、感電を心配し、115 ボルトより低い電圧にしようとした。そこで、きりのよい 100 ボルトが選ばれたのである。

参考資料：OHM 社、日本の技術 100 年「資源 エネルギー」p126、『電灯は 100V、工場は 200V で』1988 年 5 月発刊

10 | 電力系統技術の開発史

10.1 電力系統解析技術

電力系統の計画、運用、制御を考えるとときに必ず必要となるのがその解析の技術である。電力系統の解析において用いられる技術は大きく分けて、潮流計算、安定度解析、シミュレーション、過渡解析である。本章では、一般の回路の解析にも用いられる過渡解析を除くはじめの三つについて主に技術開発の歴史を紹介する。

10.1.1 潮流計算

潮流計算は電力系統網の中の電圧分布と電力の流れを計算で求める技術であり、電力系統解析技術の中でも最も基本的な計算技術である。古くは、円線図などの図形解析と計算尺など手計算やキネマティックコンピュータ^(10.1)と言われる定規のようなしくみを用いて行われ、その後アナログ回路により行われていたが、デジタル計算機の発達により、その利用が進んだ。歴史的にも潮流計算には各時代の先端の計算機が適用され、計算機の発達により適用される技術も変遷してきた。計算機のハードウェアの発展に合わせ、記憶容量などの制約条件が緩和され、計算速度が速くなり、解析の手法も大きく変わってきている。また時代の要請により適用領域も多岐に広がり系統の計画、運用から制御にまで活用され、現在でも新たな課題に多くの研究者が取り組んでいる。

潮流計算は、電力系統解析のうち静的解析に分類され、交流系統網を電圧の大きさ、位相、有効電力、無効電力などの実効値で計算する。系統計画に不可欠な技術であるが、基本的に静的な定常状態を対象とし、事故時を対象としない。多くの場合は基幹系統を対象に3相がバランスしていることを前提に送電線を3線ではなく単線で模擬して解析してきている。

潮流計算には、有効電力の流れのみを求めるDCフロー法(直流法)と、電圧や無効電力も求める手法(交流法)がある。DCフロー法では電力系統の送電線、変圧器などの抵抗やキャパシタンスを無視してリアクタンス成分のみで簡略化されており、線形の計算のみで潮流が求まる。

(1) DC (直流) フロー法

系統解析では電力系統網を構成する送配電線に流れ

る電力(線路潮流)を把握することが重要である。電源と需要地を直接結ぶような初期の放射状の送電網においては、この線路潮流は単純な足し算と引き算で得られたが、ループやグリッド回路が存在する系統では簡単には解が得られない。そこで潮流計算技術が必要となった。計算機の普及前の1950-60年頃までは、円線図などと計算尺を用いた解析や、アナログの交流回路を組んだシミュレータ(次次節で紹介する)のように使う交流計算盤^(10.2)という装置が使われていた。DCフロー法は「交流回路網計算をあたかも直流回路のように簡単に解析できる」という意味で名付けられた潮流計算法であり、交流回路を対象とした簡易計算手法である。この手法は以下の仮定を前提条件としている。①系統電圧は基準値(単位法で表すと1.0pu)に維持されている。②線路の抵抗やキャパシタンスを無視し、送電線は無損失とする。③母線間の電圧位相角 θ は小さく $\sin \theta \approx \theta$ が成り立つ。

また、以上の条件からこの手法では無効電力の影響は考慮できず、変電所に置かれる調相設備や線路充電容量(キャパシタンス)を無視しており、電圧絶対値を求めることが出来ないことに留意する。

こうした弱点を修正したものとして、東京大学の高橋一弘らが開発したフロー直流法がある^(10.3)。

(2) Ward-Hale 法^(10.4)

大型計算機の普及に伴いデジタル計算機が潮流計算に用いられるようになった。特に著名なのは1956年に米国のワード(Ward)とヘイル(Hale)によって提案された手法(Ward-Hale法)である。この論文以後、潮流計算に関して多くの論文が発表され、盛んに研究が進められた。

この方法は、有効電力、無効電力対電圧の大きさと位相の間を結ぶヤコビ行列(Jacobian Matrix)を用いるものである。電圧の大きさと位相を求めるには本来この逆行列を求めて解を得ることになる。

1950年代の計算機では記憶容量の制約があったためWard-Hale法ではこのヤコビ行列の非対角項を無視した簡略な形式で反復計算を行っている。ヤコビ行列を表記したことと、6母線の例題系統(図10.1)を明記したことで彼らの論文は以後長く参照され、デジタル計算機による潮流計算手法の開発が進んだ。

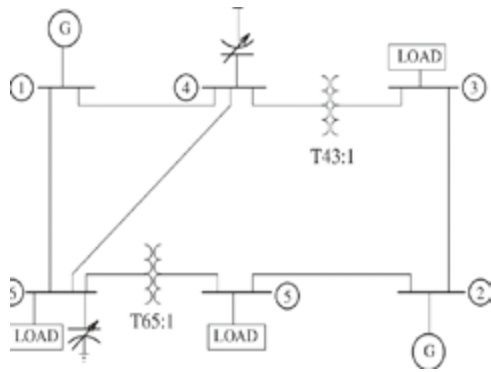


図 10.1 Ward-Hale の 6 母線モデル

(3) Newton-Raphson 法 (NR 法) ^(10.5)

Ward-Hale 法ではヤコビ行列を大胆に近似していたが、計算機の記憶容量の制約が解けた 1980 年代頃から現在まで、これを簡略化せずに用いた NR 法による潮流計算が開発された。この方法は、優れた 2 次の収束特性を有しているため、現在最も一般に用いられている。

NR 法とは一次元の非線形方程式 $f(x) = 0$ を例にとれば、 $f(x)$ の一次微分 $f'(x)$ を用いて誤差 Δx を求め、反復計算により解を求める方法である。この方法を多次元に拡張し電力方程式に適用したのが潮流計算における NR 法である。ここで、 $f(x)$ の一次微分行列はヤコビ行列となるが、この逆行列等を使って Δx をいかに求めるかが課題となり、様々な手法が開発された。

電圧の変数を、電圧の大きさと位相を用いる極座標法と、電圧の実部と虚部を用いる複素電圧の座標形式 (直角座標) による方法とがある。極座標系で表記すると発電機母線の電圧実効値を変数から除外でき、ヤコビ行列の次元数も小さくなる。また収束に至る反復回数も直角座標系より若干少ない長所がある。一方、直角座標系での表記は求解の過程で三角関数を用いないことや、2 次形式特有の数学的特性が生かせる利点があり、現在でも上記二つの座標系が目的に応じて使い分けられている。

わが国で開発された手法に早稲田大学の田村康男らの田村・岩本法がある ^(10.6)。

10.1.2 安定性解析

電力系統は交流で構成されるために、直流の回路にはない安定性問題が避けられない。電圧に関する交流の変数は、電圧の大きさとその位相角であるために、その両方に関連した安定性問題として電圧安定性と同期安定性の問題がある。電圧安定性に関しては、前章

で述べたので、ここでは同期安定性解析の歴史について述べる。

(1) 同期安定性の歴史

電力系統における同期安定性の問題は、昭和 30 年代までの小規模で電源と負荷が対応していた系統では問題とならなかった。その後、電力系統に複数の発電機が設置され、広範囲の負荷に電力を供給するようになり、安定性の問題が顕在化した。国土の広い米国においては、安定性が電力系統の計画にとって重要な部分であることは昔から理解され、この分野の主要な論文は AIEE (American Institute of Electrical Engineers、のちの IEEE) においても 1920 年頃から掲載されており、1945 年には電力系統の安定性に関する専門書も刊行されるようになった。

1960 年代後半にはアメリカとカナダのほとんどの発電機は 2 つの大規模送電網 (西部系統と東部系統) のどちらかに接続されていた。電力系統の規模や面積が広いことから、電力系統に係わる技術者は安定性の維持により多くの努力を払う必要が出てきた。大規模連系系統の安定性の問題は 1965 年にアメリカ東北部で発生した大停電で顕在化した。その後、西部と東部の系統を接続する送電線が 1967 年に建設されたが、その容量は小さく、東西間の同期を維持できずしばしば遮断された。この現象を受け、系統の計画と運用において、系統の分離などが発生しても広範囲の停電の発生を防ぐよう注意され、同期安定性が重要視されることとなった。

一方、日本においては、昭和 10 年 (1935 年) 初頭までは、数多くの電力会社が独自に運営されていたこともあって、110~154 kV クラスの長距離送電はあったものの、需要地側での連系は少なく、それぞれが単独の系統をなしていた。このため、安定性への配慮は払われていなかった。その後、戦後の 9 電力体制となることで、需要地の連系が進むこととなった。このような状況下で、昭和 40 年 (1965 年) に御母衣発電所事故 (第 3 章) によって生じた系統安定性の崩壊から、関西地区に大停電が発生した。この事故を契機として、基幹系統の保護設備強化、広域的な事故防止の対策などが行われ、系統安定性の強化が図られることとなった。

(2) 安定性の定義の変遷

これまで述べたように、電力系統の安定性の解析は、大規模となる傾向がある。しかも電力を変数として電力系統のモデル化を行うと、非線形モデルとな

る。このため、電力系統の解析で、数値積分を用いて系統の挙動をシミュレーションする手法では問題は少ないものの、解析的な手法を用いる場合には系統の非線形性が問題となる。この問題への対応として、系統擾乱の大きさに解析手法を区別し、検討していく必要があった。一つは系統擾乱が小さい場合であり、この時電力系統は動作点周りのわずかな範囲で動揺すると見なせる。この場合、系統モデルは動作点を基準として線形化して扱え、数多くの線形システム解析手法が適用できる。このようにモデルを動作点周りで線形化して取り扱えるような、小さな擾乱のもとでの安定性を、小擾乱安定性と呼ぶ。他方、系統内の事故などのように系統擾乱が大きくなると、系統の挙動はもはや線形な範囲とは言えず、非線形モデルのまま取り扱わなければならない。このように系統モデルを非線形のまま扱う必要のある大きな擾乱のもとでの安定性を過渡安定性と呼ぶ。

「同期安定性」は、これまで、事故時に問題となる「過渡安定度」、系統内のゆっくりとした現象を対象とした「動態安定度」、擾乱のないときに問題を起こす「定態安定度」などの区分がなされてきた。しかし、これらの用語の定義が地域や使用者により異なっていたため、今は「小擾乱（同期）安定性」「大擾乱（同期）安定性」に統一された。しかし、本書では過去の事象の説明では従来の用語も用いている。

安定性の解析には大きく分けて2つの手法がある。一つは、シミュレーションによって時間軸での挙動を解析し、安定性の判別を行う手法である。この手法では、線形、非線形にかかわらず、解析が可能である反面、限界値を探るような解析を行うには、数多くのシミュレーションケースが必要となり、時間、手数とも多くなる傾向がある。また、この手法は計算機による解析が前提であり、解析の規模や精度が計算機の能力に大きく依存する。もう一つは、解析的な手法を用いて安定度を解析する手法である。この手法では、線形化したモデルで扱える小擾乱安定性に関しては、古くよりラプラス変換に基づく安定性理論が適用出来るため、比較的大規模なモデルで検討され、パラメータの変化が安定性に与える影響などを効率よく解析出来た。しかしながら、非線形モデルを必要とする過渡安定性解析では計算機の能力が向上するまで、小規模の系統（たとえば1発電機対無限大母線系統など）を用いた等面積法やエネルギー関数法といった手法に頼る必要があった。また、最近の能力が向上した計算機の環境下でも、発電機群の縮約などを用いて系統規模を適当な大きさとする場合がある。

(3) 固有値解析法

電力系統は本質的に非線形システムであるが、非線形性を保ったままで、大規模な系統を解析することは、困難な場合が多い。このため、小擾乱に対する大規模な系統の解析には線形化したシステムでの解析が用いられる。線形化した大規模なシステムの解析に適した手法に固有値解析があり、行列形式で表現された微分方程式の持つ固有振動とその分布を、安定性を含めて解析できる。19世紀初頭には固有値計算の行列への応用も進みコーシー（Cauchy）が対称行列の固有値が実数であることを示している。またコーシーは“特性根”という言葉も考案している^(10.7)。

固有値や固有ベクトルの計算に対する数値的なアルゴリズムの初期のものは、ヤコビが対称行列の固有値、固有ベクトルを求める手法として提案したヤコビ法、ガウスによる行列の変形操作によるヘッセンベルグ形式への変換、1929年にフォン・ミーゼスが公表したべき乗法（power method）である。1960年頃から計算機の性能の向上に伴い、固有値計算の新しい手法が数多く開発されている。これらの手法の共通点は計算の対象となる行列を、一度中間となる行列に変換し、その後固有値を計算する手法を取る点にある。1961年にフランシス（Francis）とクブラノスカヤ（Kublanovskaya）が独立に考案したQR法は今日よく知られた手法といえる。

日本に於いて開発された電力系統の安定性解析の歴史の中で固有値法に関連して、 ρ 法とS行列法を取り上げる。

① ρ 法は線形化された多機電力系統モデルで、発電機の位相角を状態量とし、減衰項を無視して、状態量とその2階微分のみを用いて、状態方程式をたてる。1950年電力中央研究所の梅津照裕による文献^(10.8)ではこの方程式の安定性をルース・フルビッツ（Routh・Hurwitz）の手法を用いて判断している。このため、当時の計算機の能力でも安定判別を行える。ただ、 ρ 法では、単調発散脱調は正確に判定できるが、減衰項を無視しているため、振動発散を伴う不安定現象は判定できない。

② 一方、S行列法^(10.9)は電力系統の固有値を用いた安定判別である。最も重要な振動モードは収束が遅く長時間持続するモードで、一般に長周期振動モードの場合が多い。このため、重要な振動モードの固有値は実数部、虚数部とも小さな値となり、絶対値の小さな固有値となる。このため、固有値計算で固有値の実部が正（発散）あるいは負でゼロに近い固有値（減衰の悪い固有値）を求め、その安定性を議論すれば系統の小

擾乱安定性の判定には事足りる場合が多い。

(4) 周波数応答法

同期安定性の解析に用いられている p 法などでは発電機の制御系を考慮することができない。制御系を含めた安定度の解析法としては、詳細固有値法があり、長周期、弱ダンピングな動揺解析には最も有効な手法である。この方法の最大の欠点は多機系を対象としたとき、系統行列の次元が大きくなってしまいうことで、状態空間行列を用いると、3機系の解析でも 25×25 以上の行列が必要となる。これを改良したものに演算子の多項式行列を用いる方法などがあるが、この場合でも 15×15 次の行列を記憶しておかなければならず、多機系に適用するには無理がある。この問題点を解決する方法として筆者により提案されたのが周波数応答法^(10,10)であり、現在この方法が有効な動態安定度の解析手法と筆者は考えている。

周波数応答法は線形化した微分方程式を一次系の形ではなく時間微分演算子 ($p = d/dt$ と表示することが多い) を演算子とする方程式の形で取扱う。電力系統を構成する要素を、同期機、負荷とそれらを結ぶ系統網にわけて考える。この行列は発電機台数を m とすると $m \times m$ 次に抑えられており、各要素は演算子の有理関数となっているのでこの行列を演算子伝達行列と呼ぶ。

すなわち、すべての発電機の位相ベクトル δ と、各発電機出力のベクトル P の間の関係は以下の式であらわされる。ここで p は時間微分演算子である。

$$F(p) \delta = P$$

周波数応答法は、上述の演算子伝達行列の行列式 $\det F(p)$ の周波数応答軌跡を求め安定度を推定する方法である。 $p = j\omega$ (j は虚数) とおいて ω を 0 から無限大まで変えたとき、この行列式の周波数応答軌跡 (ナイキスト線図) が原点を左に発電機数の半分、すなわち $m/2$ 回巻けば安定、それ以下であれば不安定と判定しうる。

図 10.2 のような発電機が 8 台の櫛形モデルを対象とした周波数応答を求める。ここで G は発電機、矢印が負荷を意味している。その結果の 1 例が図 10.3 のようになったとする。 ω を 0 から無限大に変えていった時のナイキスト線図は、複素平面上の原点を左に 3 回巻いている。この電力系統は 8 台の発電機があるので安定になるには原点を 4 回巻かなければいけない。この例 (右向きの潮流を 1,000 MW) は、この電力系統が定態不安定であることを示している。ちなみに、この条件の時の電力系統の固有値を求めた結果

は、単位法では $+0.220 \pm j 4.0$ (/1000 rad) となり、換算すると実数部がプラスであることから系統動揺周期が 4.2 秒の揺れで不安定になっていることが示されている。

また周波数応答法によって求められる主要固有値は、この軌跡の原点付近の動きから実部と虚部を別々に推定できるのが特徴である。ただし、その精度は固有値実部の絶対値が大きくなると悪くなることが知られている。固有値実部がマイナスで絶対値が大きいということは、電力系統が十分安定であることを示しており、実用上問題はない。

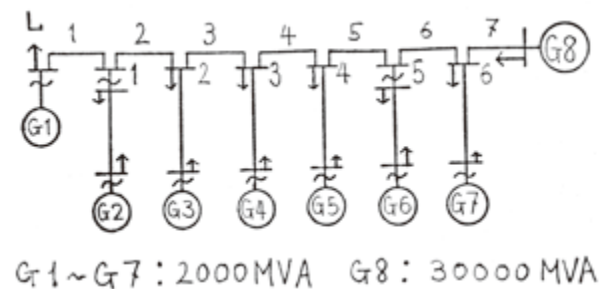


図 10.2 対象系統図

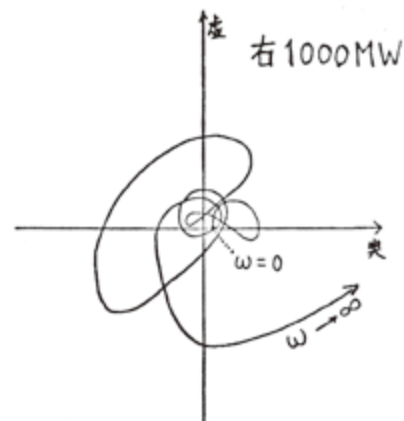


図 10.3 周波数応答

10.1.3 シミュレーションプログラム

安定度の解析において、時間を追った系統定数の変化をプロットし安定性を判断することが必要である。これがシミュレーション技術である。

電力系統の特性は微分方程式で表現できるので、時間を追って変数の積分によってシミュレーションが実現できる。デジタル計算機の発展以前には、アナログコンピュータを用いた方法が中心であったが、本稿では、デジタル計算機向けのプログラムの変遷について記述する。

わが国では、メーカー側では、1960年代に三菱電

機が東京電力と共同で開発したM法が多くの実績を有している^(10,11)。このプログラムは主に系統安定化システムの解析に多く用いられてきた。

また、関西電力と三菱電機が1980年頃、BPA（米国ボンネビル電力庁）から入手したプログラムもCDC計算機の上で活用された。このプログラムは、主に、交流送電線距離の長い60 Hz系統に生じる長周期のダンピングの弱い動揺の解析に用いられた。

そのほかにも、わが国においては、いくつかのシミュレーションプログラムが開発されている。その一つが電力中央研究所が1970年代に開発したY法（電力系統動特性安定度解析プログラム）である。このプログラムは、それ以前には、同所で開発された手法がインピーダンス行列を用いていたことからZ法と呼ばれていた。その後、関根泰次を委員長とする電気協同研究会の委員会を通じて、アドミタンス行列Yを用いて計算をして精度や収束特性を改良している。

このプログラムの検証のために電気協同研究会の中にチームが作られ、電力会社、メーカー、大学の電力系統技術者が協力した。同じ電力系統のモデルで、同じ擾乱を与えて各所で自分の解析プログラムでシミュレーションを実施した。当時は、シミュレーション結果を画面で見たり、プロッタで印刷したりすることができなかった。そのために、ラインプリンタに打ち出されたシミュレーション結果を持ち込み、合宿の形で皆で集まって手でプロットした。メーカーでは、東芝の有働宗幸、日立からは後藤益男、三菱電機からは筆者が参加し、電力中央研究所で開発された系統解析プログラムの検証を行った。電力系統技術者の交流の点でこの作業は大変に有効だったと思う。

その後、電力中央研究所ではこれらのプログラムを整理統合して、X法と称していたが、やはりY法の名前の方になじみがあり、この名前で落ち着いた^(10,12)。このプログラムは、現在も幅広く電力会社でのシミュレーションに使用されてきた。

海外においては解析用プログラムが商用化され、販売されるようになっていた。商用プログラムとしては以下のものがある。米国Power Technology Inc.社（PTI、現在Siemens Power Technologies International）では、VAX750とPRIME400, 750の上で開発されたパッケージソフトが、後にPSS/Eとして販売された。そのほかにもGE（General Electric Company）社もELF-20などの解析のプログラムを開発し、後にこれらを統合してPSLFとなづけられた。このプログラムは、タイムシェアリング機能を持ち、わが国でも電通のMARK-IIIを通じて使用できた。BPA（Bonneville Power

Administration）は、VAX-780とAP120Bの上で安定度解析プログラムを開発しており、米国WSCC（Western Systems Coordinating Council）で幅広く用いられていた。

また欧州では、ベルギーTractebel社とフランスEDF（Électricité de France）社が開発したプログラムは後にEurostagとしてパッケージ化された。スイスABB（ASEA Brown Boveri）社はハネウエル上で開発したNEPLANを使用していた。このように種々のプログラムが開発され後にリリースされた。

こうしたプログラムの開発当初は、結果がリストとして打ち出され、それを人手によってプロットすることがおこなわれていた。計算機でプロッタが使えるようになり、これにより自動的に解析結果がプロットされるようになり便利さを増した。その後は、ディスプレイに打ち出され、一目で結果を見ることができるようになった。

計算機も、大型のIBMやCDCの計算機から、ミニコン、エンジニアリングワークステーション（EWS）、PCと変遷してきた。

図10.4は、第3章で紹介した北海道電力の停電を後にシミュレーションで検証したときの結果の一部であり、横軸が時間（秒）で、縦軸が周波数（Hz）と、北海道本州間の連系線の電力の流れ（MW）である。

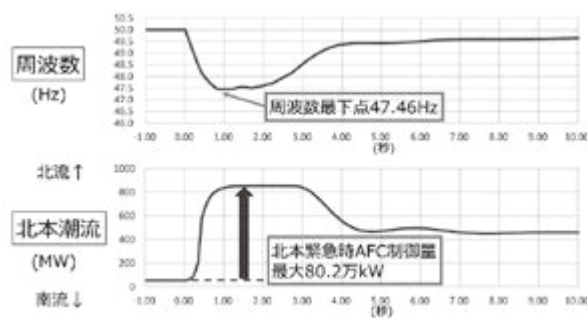


図 10.4 北海道電力の停電時のシミュレーション例

10.1.4 過渡解析プログラム

電力系統における過渡現象解析プログラムに関しては英国CEGB社のBESSO、米国McGraw-Edison社のMETAPやGE社のMANTRAP等が既に開発されていたが、米国政府エネルギー省ボンネビル電力局（BPA）において1968年より開発が開始されたEMTP（Electro Magnetic Transient Program）が現在の解析プログラムの中核となっている。このプログラムはH.W.ドメル（Domnel）やS.マイヤー（Meyer）らによって開発されて、その第18版が、

1976年に初めてわが国へ導入された^(10.13)。導入時のエピソードに関しては囲み記事を参考にされたい。

EMTPにおける過渡現象計算の特徴はすべての回路素子を電流源と抵抗で置換し、この等価回路においてノード方程式を立て、そのコンダクタス行列の逆行列をとることにより解を求めようとする点にある。主な適用先は電力系統の定常および過渡現象の解析とされているが、等価的に電気回路で表現されるものであればあらゆるものに利用できる。

その後EMTPはユーザーの増加によって開発費用負担が大きくなってきたため、1984年より無償公開されるEMTP-ATP (Alternative Transients Program) と有償配布となるDCG-EMTP (Development Coordination

Group) の2つのグループに分かれ、後者は2003年にEMTP-RVへと再構築された。また近年では一般的なCPUに代わり多数のコアを有するGPU (Graphic Processing Unit) 上で動作する大規模解析用のプログラムとしてMT (Massive Threading parallel) -EMTPというコンセプトが発表されるなど、利用者ニーズに応じた開発が今も継続されている。

10.2 STATCOM

これまで電力系統において、周波数制御、同期安定性の維持と同時に電圧制御が重要な要素であることを

エピソード7 米国からの計算機ソフトの導入

経済の高成長下において電力系統の規模が大きく拡大してきた1970年代、わが国では電力系統の現象を解析するのに必要な計算機ソフトウェアが開発されていなかった。当時この分野で進んでいた米国の国営であった電力会社BPA (Bonneville Power Administration) からソフトウェアを導入すべく電力会社、メーカー、大学側から声があがってきた。同志社大学の雨谷昭弘を中心に解析ソフトウェアEMTP (Electro Magnetic Transient Program) を国内に導入し利用を促進する委員会通称雨谷委員会を発足させた。

こうした動きに対してBPAの電力系統部長であったウィリアム・ティニー (William Tinney) 博士は快く計算機ソフトの無償提供を申し出てくれた。この計算機ソフトを筆者が日本に持ち帰るにあたり税関で疑念を持たれることを想定し、テープには米国内務省 (当時BPAはその傘下にあった) の正式レターをつけてくれていた。おかげで、無事に税関を通ることができた。このレターがなければ、筆者が日米ソフトウェア事件の第1号の被告になってしまうところであった。

EMTPは、BPAのハーマン・ドンメル (Hermann Dommel) が元をつくり、スコット・マイヤー (Scott Meyer) が開発したソフトウェアで、今では世界中で幅広く使われている。スコットは、たいへんユニークな人物で、ソフトウェア開発に命をかけていた。来日して一緒にプログラムを改良した時には、食事を忘れても熱心にソフトの説明をしてくれ、バグがあれば夜を徹して修正に取り掛かるようなプログラマーであった。いつも運動靴を履いて気楽な服装をしていた。

わが国に上陸したEMTPを初めて走らせた計算機がIBM360であった。ところがコンパイルして走らせるとすぐにプログラムが止まってしまう。サブルーチンが不足しているというエラー表示がでる。プログラム本体から呼ばれたサブルーチンは存在するが、これがダミーになっており、将来の機能拡張のために

用意されていたのだが、そのダミーのサブルーチンのところで止まってしまうのであった。そこで、さっそく米国に電話し、スコットにいちいち相談する。わかったことはわが国で使っていたIBM360のOSのバージョンがBPAのものとは異なり、ダミーのサブルーチンを許容しないようになっていたからであった。OSのレベルを変えてもらい、EMTPはめでたく走り始めたのである。これが、1977年の春であった。

ティニーは、わが国への電力技術への貢献で、1989年勲三等瑞宝章を授与されることになった。そのための申請書の作成には、外務省の儀典担当、ポートランドの日本総領事との数回にわたるやりとりが必要であった。この当時、申請書は縦書きであることが要求され、当時のワードプロセッサでの縦書きに苦労したが、その甲斐があった。



ウィリアム・ティニー

述べた。東京電力において電圧不安定現象が生じてからは、より一層電圧制御が重要視されてきている。その対策の一つが、STATCOM (Static Synchronous Compensator) である。その開発の歴史と、名前の変遷について述べる。

10.2.1 STATCOM 技術開発の歴史

電力系統の無効電力を調整して系統の電圧を制御する手段としては、従来よりシャントリアクトル (L) やシャントコンデンサ (C)、リアクトルの電流をサイリスタ (Thy) の点弧位相制御で調整する無効電力補償装置 (SVC) などがあった (図 10.5)。しかし、それぞれ、制御量が連続に制御できない、広い設置面積を必要とする、大きな高調波が発生するなどの問題があった。1970 年代後半から、関西電力と三菱電機は前述の無効電力調整の課題を自励変換器で解決する装置を開発した^(10.14)。

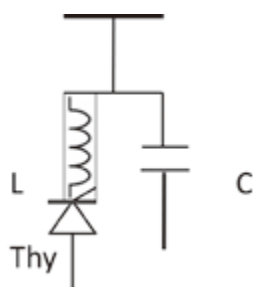


図 10.5 SVC の基本原理図

まず、1980 年に ± 20 MVA の自励式 SVC のプロトタイプを 77 kV の実系統に導入し、1 年半の実証試験を行った。その時点では大容量素子としてはサイリスタしかなく、点弧 (ターンオン) は制御できるが消弧 (ターンオフ) が制御できない。そこで、補助回路でターンオフさせる方法で自励変換器を作成していた。その後、ゲートに逆電流を流すことでターンオフできるゲートターンオフサイリスタ (GTO) が実用化されたので、 ± 100 MVA クラスの実機をこの素子を使って開発することになった。しかし、次のような課題があった^(10.15)。

- ① 大容量化のためには GTO の直列接続が必要である
- ② 高調波除去が必要である
- ③ 直流コンデンサ充電回路の除去が必要である

①については、GTO ごとにターンオフ時のゲート電流の di/dt を調整し点弧タイミングを制御した。②については、千鳥巻線変圧器 (図 10.6) により位相の異なる 8 台のインバータ出力を合成させる方式を採用した。インバータ間の循環電流が問題になったが、変圧器技術者を含むチーム力で解決した。③について、

従来は、直流コンデンサ電圧の制御は充電回路を別に設けていたが、それでは装置が大きくなり充電回路の絶縁も課題になるので、初期充電も系統側から実施すると同時に、運転中も主変換器の制御で系統側からの有効電力を調整して直流コンデンサの電圧を一定にする方式とした。この方式はさらに高度化して、最近実用化が進んでいるモジュラーマルチレベル変換器 (MMC) でも使われている。直流キャパシタを持った多数の変換器を用いる MMC はこの技術がなければ実現不可能である。

開発された装置は、それまでの SVC と全く異なり、原理的には同期調相機に近いものであった。同期調相機が電磁誘導作用の原理で電圧を発生させるのに対し、インバータを電圧源とするもので、STATCOM と呼ばれている。

(1) 犬山 STATCOM とその後

1991 年、関西電力犬山開閉所に世界で初めて導入された STATCOM (以下犬山 STATCOM) の構成を図 10.6 に、外観を図 10.7 に示す。この STATCOM の容量は ± 80 MVA でその当時、わが国だけが製造できた最新の GTO を用い (同じ素子がフランスの高速鉄道 TGV にも利用された)、潮流を検出して無効電力を制御することにより定態安定度を向上させ、送電限界を向上させることができた。犬山 STATCOM の設置された電力系統の概念図は図 10.8 に示される。図の右側に示された水力発電所の電力を左に示す関西電力の電力系統に安定して送電することを目的に設置された。

その実験に携わった三菱電機の竹田正俊の現場での手記が臨場感にあふれている^(10.16)。

「筆者は上記の STATCOM 開発に参画する機会に恵まれ、STATCOM 誕生の歴史的瞬間に立ち会うことができ、多くの貴重な経験を得ることができた。特に印象に残るのは、実系統を用いた STATCOM の安定度向上効果実証試験である。最初に、STATCOM 停止状態で送電電力を安定限界に近づける試験が実施された。安定限界に近づくにつれて送電電力の動揺が顕著になり、監視盤の電力メータが左右に振れるに至って、関係者の間に緊張とどよめきが発せられ、実系統で送電安定限界状態を初めて体験し、緊張と興奮が交じり合った一時であった。引き続き、STATCOM 運転状態で同様の試験を実施。送電量を増加するにつれて緊張が走り、全員が息を呑む中で安定して目標値に送電電力が達した時には、期せずして大きな拍手が沸き起こり参加者全員で感激を共有した。」

因みに、海外で STATCOM が製作されたのは、1995 年、米国 TVA Sullivan 変電所に導入された ±100MVA の装置が最初であり、しかも使用された GTO は日本製であった。大電力自励変換器技術で日本がリードしていたことがわかる。

STATCOM はその後、1996 年に北陸電力の朽木変電所 (±20MVA) などに導入されたが、部品点数が多く、高価格で、損失が大きいという課題があり、さらに技術開発が進められた。まず、素子として、GTO の次の世代として 150 mm (6 インチ) の大容量 (6 kV、6 kA) の GCT (Gate Commutated Turn-off Thyristor) が開発された。これは、ターンオフ時にゲートに全アノード電流を転流することで、短時間でアノード電流をゼロにし、ターンオフを完了できる素子である。

短時間で電流をターンオフできることで、従来型の素子で必要とされていた素子保護のためのスナバー回路が不要になり、GTO に比べ損失を 40% に削減できた。また、部品点数も冷却負荷も削減できた。一方、変換器制御に関しては、パルス数は 3 パルスと少なくし、かつ、各変換器パルスの位相をシフトすることとし、千鳥巻線変圧器 (図 10.6 参照) ではなく、通常の変圧器の多重化を可能にした。これらにより、低次高調波が少なく、かつ変圧器を含めた損失が 1.2% と他励式変換器並みの効率が実現できた。この方式の STATCOM が関西電力神崎変電所、中部電力東信変電所に導入され、技術の開発が行われた。直流連系設備の研究の目的で、実用機のプロトタイプとして有効電力 37.5 MW (皮相電力 53MVA) の実証試験設備を東京電力新信濃変電所に建設した。東京電力側 (50 Hz) に 2 端子、中部電力側 (60 Hz) に 1 端子を置き、直流側を共通にして、系統間で実際に電力を融通するなど、さまざまな実フィールド試験を実施した。

(2) 東信 STATCOM

中部電力では、大容量の火力発電所として新潟県の上越火力発電所の新設備計画があがった。これは、名古屋を中心とする 500 kV 基幹ループ系統から 300 km 離れた地点に位置し、500 kV および 275 kV の送電線を介して中部電力の電力系統につながるようになった。上越火力発電所の出力は 2,380 MW と大容量であり、長距離送電線にともなう定態安定度上の問題があった。この問題を解決し、大容量長距離送電線の電圧を安定にするためには、送電線の途中にある多くの変電所に並列コンデンサを置いて、無効電力を供給し、電圧を保ち、定態安定度を維持する必要が

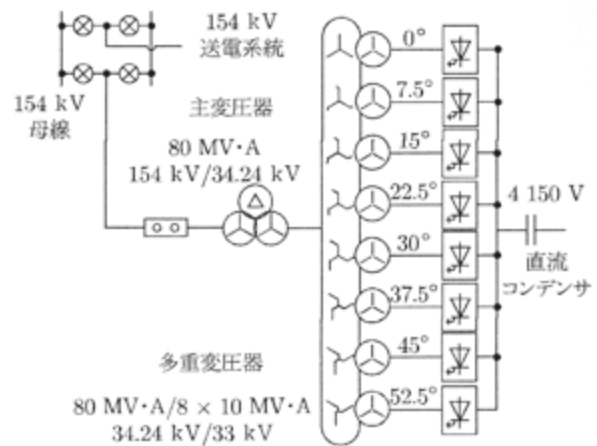


図 10.6 犬山 STATCOM の回路



図 10.7 犬山 STATCOM の外観

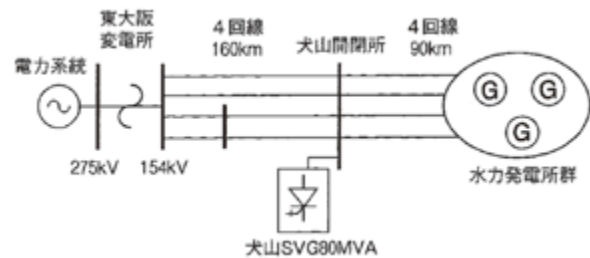


図 10.8 犬山 STATCOM の設置された電力系統

あった。一方、この送電線の末端、名古屋地区で送電線の 2 回線断線が起こると、上越火力側の送電系統には、大量に並列コンデンサが残り、電圧を過剰にあげてしまうことになる。そうすると上越火力発電所は運転が不可能となる。

こうした問題を解決するために、STATCOM が導入されることとなった。解析の結果、世界最大容量となる ±450MVA の STATCOM を東信変電所に設置する必要のあることが分かった (図 10.9)。技術的には ±150MVA の装置を三並列設置することとした。その回路図は図 10.10 のとおりであった。

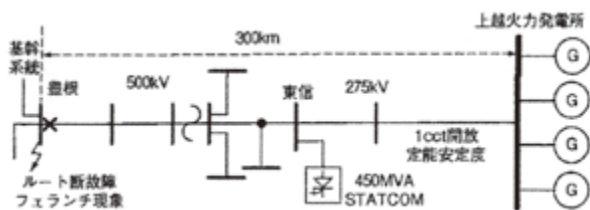


図 10.9 中部電力東信変電所におかれた STATCOM の位置

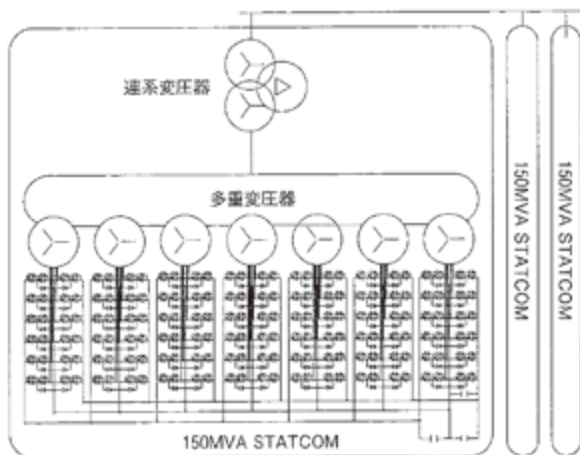


図 10.10 東信変電所 STATCOM の±150MVA 回路図

10.2.2 STATCOM 名称の歴史

CIGRE (国際大電力システム会議) の中に AdHoc TF (特別作業部会) として “Static Var Compensator” が設置された (1985 年ごろ)。主査は英国の電力会社 CEGB (現在の National Grid) の I.A. エリンメッツ (Erinmetz) であった。この電力会社のマネージャが主査となりメーカー間の取りまとめ役を行った。日本からは筆者が代表委員として参加した。従来型のコンデンサとリアクトルをスイッチングする方式の SVC に関しての規格などに関しては全委員の合意が得られ会議は順調に進んだ。しかし、インバータを用いる自励式 SVC の名前での付け方で議論があった。

上述したように、すでにこの技術を開発し関西電力で実証も行われていた日本の意見が通るものと筆者は考えていた。欧州勢に対して、わが方は、WH (ウエスティングハウス社) のジュジ (L. Gyugyi) と筆者でその主張は SVG (Static Var Generator) であった。一方の相手は ABB のフランクで、STATCON (Static Condenser) を提案してきた。お互いに譲らず、協議は翌日に持ち越された。ところが翌日になると、多くの委員が STATCON を支持し我々は戦に負けることとなった。気が付けば、前の晩に、宿舍のコーナーで、何名かの委員が集まっていたのを思い出し、始めて欧州流の事前根回しの仕方を知ることとなった。日米で

組んでも欧州には勝てなかったことになる。(その後、IEC において、低圧の電圧に関する標準化の議論においても、米国の 120 V と日本の 100V が欧州中心の 220/240V に勝てなかったことにもつながっている。IEC では、低圧の電圧としては 220~240V が対象であり、特殊な電圧として 100V が許容されている)。

その後、この作業部会が終了したのちに、新たな議論が起こり、名称は STATCOM (Static Synchronous Compensator) に決定して今日に至っている。

10.3 シミュレータ技術^(7.1)

電力系統においては、安定性を保つために、系統構成を工夫したり、新たな制御システムを導入したりすることが行われてきた。その新しい提案の試験を実際の電力系統で行うことは不可能である。そこで、実際の電力系統を模擬したシミュレータでその試験を行うこととなる。近年利用されているデジタルシミュレータに至る道のりと、デジタルシミュレータの開発の歴史をまとめる。

10.3.1 模擬送電線の時代

電力系統のリアルタイムのシミュレーションの方法には、小規模な発電機を実際に回転させて電力を供給し、電圧の低い送電線や変圧器の等価回路にそれを流し、電球やモータなどの負荷をつないだものが開発され、今でも用いられている。この装置を模擬送電線と呼んでいる。その一例は、直列コンデンサの項で紹介した。現在でも、電力中央研究所などで使われている。

10.3.2 交流計算盤の時代

電力系統が複雑になるにつれて模擬送電線では発電機台数などの能力が不足してきたため、アナログ回路による解析が主流になった。これは、実系統をそのまま L (リアクタンス)、R (抵抗)、C (キャパシタンス) などの電気回路要素や小型の発電機を組み合わせた縮小系統で模擬することで、実現現象をほぼ忠実に再現できるもので交流計算盤と呼ばれている。電力系統を等価交流回路網として模擬するもので、1929 年に MIT (Massachusetts Institute of Technology) と Westinghouse 社により初めて作られ、わが国には 1951 年に初めて電気試験所 (現在の (国立研究開発法人) 産業技術総合研究所) に導入された^(10.2)。電気試験所の交流計算盤は、それまで送電系統を 3 機系統に縮約して手計算で行っていた安定度計算を、8~12

機系統まで縮約せずに解析することができた。具体的には三相回路を、対称座標系を用いて単相のL、R、Cで模擬し、電圧・位相調整が可能な電源を接続し、実際に回路に現われる電圧・電流を計測している。後に発電機の動特性を設けて多機系統の安定度解析にも用いられたが、扱うことのできる発電機は20台程度

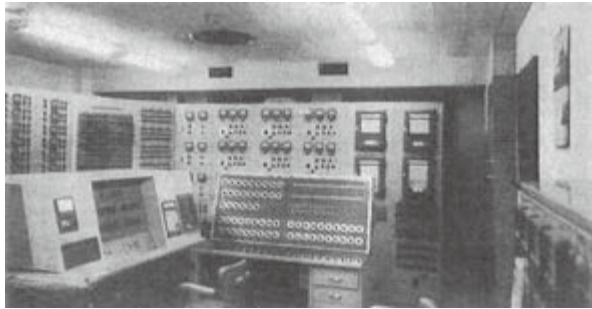


図 10.11 電源開発の交流計算盤^(10.17)



図 10.12 関西電力の交流計算盤
(関西電力総合技術研究所パンフレット1984年)

までであった。

その後、1950年代後半に、電力各社が交流計算盤を相次いで導入した。図10.11は、電源開発が開発した交流計算盤COM-21で、624本の真空管、ダイオード1,602本、トランジスタ114本、リレー1,647本が使用されている^(10.17)。関西電力が1957年に導入した交流計算盤(図10.12)は、発電機モデルが18機、線路モデルが98ユニット、負荷モデルが24ユニット等の規模で基本周波数として500Hzを使用しているものである^(10.18)。

10.3.3 デジタルシミュレータ開発の歴史

こうしたシミュレータの時代から、デジタルコンピュータの発展に伴い、そちらに技術が移ってきた。ここではデジタルコンピュータによるシミュレータの発達を見てみる。

デジタル技術が進展し、発電機を電子回路で実現するようになると、発電機を電子回路で模擬し、送電線を電気回路で組む装置が開発された。これをアナログシミュレータあるいはハイブリッドシミュレータと称している。すべての電子回路をソフトウェアで実現したものがデジタルシミュレータである。これまで述べた模擬送電線、アナログ(ハイブリッドシミュレータ)、全デジタルシミュレータの比較を表10.1に示す^(7.1)。

コンピュータの大容量化・高速化・並列化が進むにつれて、直接電力系統の種々の現象をコンピュータ上でシミュレーションする手法が主流となってきた。また、進歩するコンピュータのアーキテクチャに適し

表 10.1 模擬送電線、ハイブリッドシミュレータ、デジタルシミュレータの比較^(7.1)

項目	模擬送電線(回転機方式)	ハイブリッド式	全デジタル式	
モデル	定格電圧	200V～数kV	20～100V	—
	発電機	回転形縮小モデル	マイクロプロセッサ(数式表現)	マイクロプロセッサ(数式表現)
	送電線	縮小モデル	RLC π 型等価回路	同左
	変圧器	縮小モデル	RL等価回路(飽和特性模擬可能)	同左
	負荷	RLC負荷	RLC負荷またはマイクロプロセッサ	同左
システム規模	発電機：数機程度	発電機：30機程度	CPU増設により大規模化可能	
設置スペース	大	回転機方式より小	ハイブリッド式より更に小	
利便性	条件設定	送電線モデル前面端子部にて人手で設定 発電機は手動で立ち上げ	アナログモデルは手動設定(自動結線や結線・設定支援機能もあり) デジタルモデルは端末設定	EWSまたはPC端末にて系統条件を設定
	自動設定	試験条件の自動設定は困難	試験条件の自動設定が可能	系統構成と試験条件の自動設定可
拡張性	規模	系統規模の拡大は困難	送電線モジュール等の増設により可能	CPUユニットの増設等により可能
	機能追加	縮小モデル	数式モデルまたは数式モデルと縮小モデルの併用	数式モデル
保守性	回転物(発電機)があるため操作・保守にやや難点あり	回転物(発電機)がないので、操作・保守が容易	回転物(発電機)・アナログ要素がないので、更に操作・保守が容易	
定式化しにくい現象の解析	定式化は不要、未知の現象の抽出も可能	数式モデルと縮小モデルの併用により未知現象の抽出が可能	数式モデルがないと解析不可能 高速現象は模擬できない場合あり	
オフライン解析とのインタフェース	難(設定可能範囲が狭い)	デジタルモデルのデータ共有可能 アナログモデルは制約あり	モデルのデータ共有化可能	

たアルゴリズムが生み出され、精度よく高速に解析するためのシミュレーションソフトウェアが開発されてきた。1977年に米国の Electric Power Research Institute (EPRI) で並列処理に関するワークショップが開催されてから、一躍スーパーコンピュータやアレイプロセッサ、マルチプロセッサ等の利用が注目を集め、以後各方面で研究開発、実用化が進められてきた。

デジタルコンピュータによって電力系統解析を実現した最初のシミュレータとしては、東京電力と三菱電機が共同開発した電力流通コンピュータ (EFCOM) がある (図 10.13)。直流 (DC) フロー理論に基づく直流アナログ方式による計算装置である^(10,19)。初の電力流通用コンピュータの開発として昭和 45 年、三井恒夫、馬場準一が電気学会電気学術振興賞・進歩賞を受賞している。

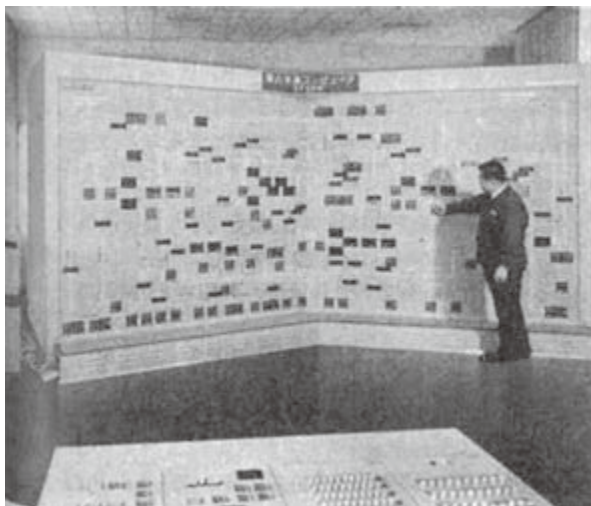


図 10.13 電力流通コンピュータ (EFCOM)

デジタルシミュレータは、複数の CPU またはデジタルシグナルプロセッサを有する並列処理コンピュータとアナログ入出力機能やデジタル入出力機能を具備しており、リアルタイム演算能力を活かして、実際の制御装置や保護装置を接続することができる点で、電子回路式アナログシミュレータとほぼ同等の機能を有している。アナログを用いるのに比べ設置面積が削減され、系統条件変更操作や保守が容易になるという特長を有する。また、柔軟性も増している。

1990 年頃よりデジタルシミュレータの開発が始まり、順次商品化された。デジタルシミュレータではモデル開発が比較的容易であることから、デジタルシミュレータのパワーエレクトロニクス機器モデルをアナログシミュレータに接続して用いる新しいハイブリッドの形態が現れた。また、アナログシミュレータに使用された電子回路基板の経年劣化によってその機

能維持が困難になると、マイクロプロセッサ等の計算機で構成したデジタル型シミュレータに更新する事例も多く見受けられるようになった。

東京電力と三菱電機が共同開発し、1994年に東京電力技術開発研究所に設置された電力系統シミュレータは、CPU をハイパーキューブ (超立方体) のノードに割り当てた計算機を適用し、母線と母線に繋がれた発電機を各ノードで演算することで、超立方体構造の特徴を生かし、高速演算と系統規模の拡大を実現している。図 10.14 に示す超並列コンピュータでは nCUBE と呼ばれる CPU を使用して、母線数だけの並列処理により実現現象と同じ速度で計算し、機器試験

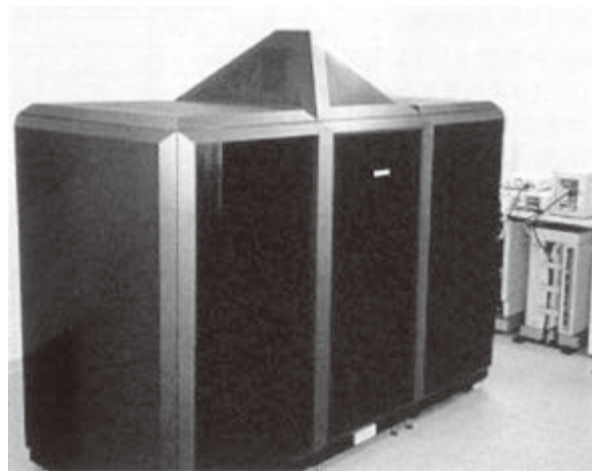


図 10.14 ハイパーキューブによる超並列コンピュータ

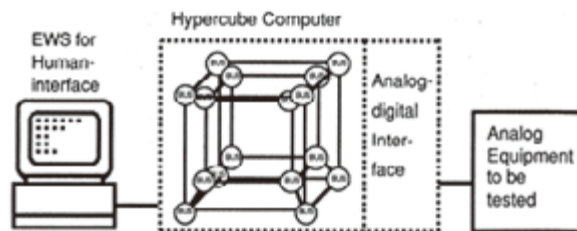


図 10.15 ハイパーキューブによるデジタルリアルタイムシミュレータの構成

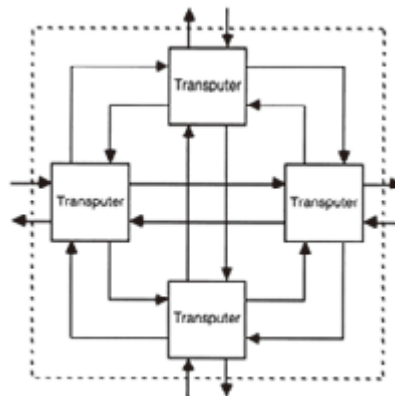


図 10.16 TRANSPUTER 同士の接続

が可能なインターフェースを備えている^(10.20)。その構成のイメージを図 10.15 に示す。このシミュレータでは東京電力の電力システムを模擬し、各種の制御装置の試験に用いられてきた。

この nCube というハイパーキューブ (超立体) アーキテクチャの素子に至る前には、TRANSPUTOR という素子が候補であった。この素子は、英国で開発され、外との連携となる足が縦横方向に 1 本ずつ、計 4

本出ており、これらを平面や立体の形でつないでゆくことにより並列計算を実施できる素子であった (図 10.16)。

TRANSPUTOR は、高速のデータ通信に適した OCCAM という言語を用いていることもその特徴であった。しかし、総合的に評価した結果、nCube によるリアルタイムシミュレータの実現となった。

引き続き三菱電機が 1998 年に開発した PC クラスタシミュレータは、瞬時値解析をリアルタイムで実

表 10.2 国内外のデジタルシミュレータの一覧^(7.1)

	設置機関	国名	設置時期	解析目的	規模	定格	対象時間領域	モデル化の方法
回 転 機	EDF	フランス	1972	系統制御保護システムの検証など	発電機 12 台 送電線+変圧器 144 台	200 V 5 A	数 m 秒 ～数分	発電機:回転機スケールモデル 送電線:LCR π 形集中回路 負荷:LCR, 回転機負荷
	電力中央研究所	日本	1983	交流・直流が複合した基幹系統の現象解析など	発電機 6 台 送電線 AC 50, DC 2) ユニット HVDC 変換器 8 台 SVC 2 台 負荷 5 台	3,000 V 30 A	数 m 秒 ～数分	発電機:回転機スケールモデル (制御系, プラント系はデジタル) 送電線:LCR π 形集中回路 (空心リアクトル) 負荷:サイリスタ制御負荷, 回転機負荷
電 子 回 路 方 式	ハイドロケベック (IREQ)	カナダ	1975	直流送電プロジェクト SVC 開発 大停電解析など	発電機 8 台 送電線 612 ユニット 変圧器 135 台 HVDC 変換器 16 台	AC 100 V 3.5 A DC 200 V 0.5 A	数百 μ 秒 ～数秒	発電機:デジタル演算 送電線:LCR π 形集中回路 負荷:デジタル/アナログ演算
	関西電力	日本	1989	自社系統の諸現象解析など	発電機 30 台 送電線 300 ユニット 変圧器 30 台 HVDC 変換器 4 台 SVC 2 台 負荷 20 台	50 V 125 mA	数 m 秒 ～数分	発電機:デジタル/アナログ演算 (Park モデル) (制御系はデジタル) 送電線:LCR π 形集中回路 (鉄心リアクトル) 負荷:デジタル/アナログ演算+電流アンプ
	中部電力	日本	1992	自社系統の諸現象解析など	発電機 30 台 送電線 120 ユニット 変圧器 24 台 HVDC 変換器 8 台 SVC 2 台 負荷 35 台	50 V 125 mA	数 m 秒 ～数分	発電機:デジタル/アナログ演算 (Park モデル) (制御系はデジタル) 送電線:LCR π 形集中回路 (鉄心リアクトル) 負荷:デジタル/アナログ演算+電流アンプ
	九州電力	日本	1992	自社系統の諸現象解析など	発電機 12 台 送電線 50 ユニット 変圧器 22 台 負荷 11 台	20 V 100 mA	数 m 秒 ～数分	発電機:アナログ演算 (Park モデル) (制御系もアナログ) 送電線:LCR L 形集中回路 (鉄心リアクトル) 負荷:アナログ演算+電流アンプ
デ ィ ジ タ ル 方 式	マニトバ HVDC リサーチセンター	カナダ	1989	交直変換器を含む電力系統の現象解析 系統制御保護システムの検証など	発電機 — 送電線 — 変圧器 — HVDC 変換器 —	—	数百 μ 秒 ～数分	DSP を用いた瞬時値領域解析シミュレータ 計算刻みは 50~100 μs アナログ/デジタル変換器を保有する
	東京電力	日本	1990 (プロトシステム)	自社系統の諸現象解析など	発電機 — 送電線 — 変圧器 —	—	数十 m 秒 ～数分	ハイパーキューブ構造をもつ並列処理計算機を用いている 計算刻みは 10 ms アナログ/デジタル変換器を保有する (現在プロトタイプ, 瞬時値化を検討中)

行できるシミュレータで^(10.21)、新たなリレーの試験装置として使用されているほか、三菱電機とカナダの Hydro Québec 社が共同で開発した HYPERSIM として実用化された^(10.22)。現在は、OPAL-RT Technologies Inc. 社の製品の一部に引き継がれている。

表 10.2 には、国内外で実用化された主なシミュレータを中心とした一覧を示す。表中の「回転機」は交流計算盤、「電子回路方式」はアナログシミュレータ、「デジタル方式」はデジタルシミュレータのことである。

10.3.4 ハイブリッドシミュレータのビジネス化の一例

交直並列運転のシミュレーションを行うために、カナダの IREQ に技術者を派遣し試験を行ったことを 6.3 で述べた。このシミュレータは、アナログとデジタルを組み合わせたハイブリッドシミュレータであった。世界中の多くの電力会社、メーカーがこの装置を用いて、新しい制御システムの試験を行っており、その実用性、信頼性は確立していた。

三菱電機が、四国と関西を結ぶ紀伊水道直流送電の実現に当たり、自社に直流送電技術の試験を行う装置が必要になったとき、自社開発と購入の二者選択が必要となった。その結果、実際に使用したことがあり、世界的に信頼の高い IREQ のシミュレータを導入することになった。1995 年 7 月 20 日の電気新聞によれば、国内最大級の電力系統シミュレータであるという。「シミュレータは、送電システムに必要な変圧器、交流発電機、交直変換所、交流送電線、直流送電線、などの縮小モデル、ワークステーション (SUN) を利用したシミュレータ制御装置を主体にハードウェアを構成している。ソフトウェアとして、系統情報データベースなどの各種データベースを整備した。これに実システムの 5,000 分の 1 である、100V の電圧をかけ、電力系統で発生する様々な現象を模擬する仕組みである。」「制御盤は、36 面、発電機モデルは 6 台を備えたことで、系統シミュレータとしては国内でも最大級としている。」「従来のシミュレータでは実現できなかった 20 キロヘルツまでの幅広い周波数領域を再現できるなど、高速できめ細かな制御を模擬できる」としている。

三菱電機では、このシミュレータを用いて、紀伊水道直流送電システムを実現、その他の電力系統技術の試験を行った。そのために、多くの技術者がこの装置を使い、新しい利用方法なども開発してきた。そこで、単にユーザーとしてこのシミュレータを使うのではなく、サプライヤーとして、このシステムを販売することになった。すなわち、三菱電機は IREQ と合併

の会社 TEQSIM を立ち上げ、国際的なビジネス展開を図ったのである。利用者から供給者へ展開したユニークな例となった。

文 献

- (10.1) V. Shilov, S.Silantiev, "Computations Before Computers: Vladimir Karapetoff's Kinematic Computing Devices", HISTELCON 2019, Session THIB, Glasgow.
- (10.2) 山田太郎「交流計算盤」電力、電気公論社、vol.34、no.7、1950 年
- (10.3) 高橋一弘、関根泰次「フロー直流法による潮流計算」電気学会雑誌、88-10、961、1968 年
- (10.4) J.B. Ward and H.W. Hale, "Digital Computer Solution of Power Flow Problems" Trans, Power Apparatus and Systems of AIEE, Vol.75, (1956)
- (10.5) H.W. Dommel, W.F. Tinny, W.L. Powell, "Further Development in Newton's Method for Power System Application," IEEE Winter Meeting, Paper no. CP161-PWR, 1970.
- (10.6) 岩本伸一・田村康男「非線形性を保存した高速潮流計算法」電学論 B, Vol.98、No.2、pp.192-198 (1978)
- (10.7) 戸川隼人「マトリクスの数値計算」オーム社、1971
- (10.8) 梅津照裕「一般送電系に於ける安定度理論」電気学会雑誌、Vol.69、No.734、pp.390-392 (1950)
- (10.9) 内田直之「新しい固有値解析法の開発と動的定態安定度への適用」、電力中央研究所報告、No.179002 (1979)
- (10.10) 電気協同研究「電力システムの安定度」34、5 (昭和 54 年)
- (10.11) 岡村正巳、大浦好文、石黒富士雄「電力系統安定化のための電力系統システム解析用プログラムの開発と応用」雑誌 OHM、オーム社、59、8、1972 年 7 月
- (10.12) 谷口治人、田中和幸、内田直也「電力系統解析システムの開発」エッセイ、電気学会論文誌 B、128 巻、2 号、2008 年
- (10.13) 雨谷昭弘「汎用過渡現象解析プログラム EMTP」電学誌、Vol.102、No.6、pp23-30 (1982)
- (10.14) 竹田正俊「電力技術のイノベーション (20)

- 自励式無効電力補償装置 (STATCOM) の開発と製品化」電気学会論文誌 B 129 巻 7 号 p. 855-858 (2009)
- (10.15) 伊与田功「電力用パワーエレクトロニクスの歴史」電気計算、「電気の歴史をひもとけば」、電気書院、2018 年 8 月号
- (10.16) 竹田正俊「静止型無効電力補償装置の歴史」電気計算、「電気の歴史をひもとけば」、電気書院、2019 年 10 月号
- (10.17) 「交流計算盤 COM-21 を新設」電源開発社誌、p.14 (1961)
- (10.18) 吉田勝彦・福本昌弘・松浦宗一・律藤隆憲「電子計算機ならびに交流計算盤による系統解析経過報告」関西電力総合技術研究所総研報告、1968-04
- (10.19) 馬場準一・迎久雄・山田郁夫「電力流通コンピュータ」三菱電機技報、Vol.43、No.11、pp.1519-1523 (1969)
- (10.20) H. Taoka, I. Iyoda, H. Noguchi, N. Sato, and T. Nakazawa: "Real-Time Digital Simulator for Power System Analysis on a Hypercube Computer", *IEEE Trans. Power Systems*, Vol.7, No.1 pp.1-10 (1992)
- (10.21) 山本隆也・榎本博・黒田憲一・河野良之・田岡久雄「PC クラスタによるリアルタイム電力系統シミュレータ」、電気学会論文誌 B、Vol.124-B、No.5、pp.733-740 (2004)
- (10.22) ヴァルマ・スレシ・チャンド「電力系統解析用リアルタイムデジタルシミュレータの導入」中部電力技術開発ニュース、no.84、2000-4

11 | 電力系統技術を支えてきた組織

これまで社会インフラとして我々の生活を豊かにしてきた電力系統とそれを支える電力系統技術の発展の歴史を見てきた。本章では、こうした技術を発展させてきた組織にはどのようなものがあったか、わが国に関係したものの記録を残しておきたい。

11.1 大学

本文中にも記載したが、電力系統分野での大学としては、大きくは、東京大学と早稲田大学がその中核であった。

東京大学では、福田節雄（1902-1971年）とその後継の関根泰次（1931-現在、図11.1）をあげることができる。福田は、1959年（昭和34年）「電力系統の発展と今後の動向」を電気学会誌に記述している。ここでは、「電力系統に該当する英米語はPower System, Power Pool, あるいはGrid System, Gridである」と記され、欧米の電力系統の状況を紹介し、電力系統の基本的問題を指摘している^(11.1)。その後、福田、関根は「電力系統工学」を相次いで上梓し、電力系統を工学的にとらえている。関根の「電力系統解析理論（電気書院、1971）」は系統解析のバイブルとされている。

一方、早稲田大学では埴野一郎（1898-1987）の流れを引く田村康男（1931-1993年、図11.2）である。田村は、埴野研究室において1961年「電力系統における周波数制御に関する研究」で工学博士の学位を取得している。

彼らの教え子たちが教育、研究を通して、こうした技術を支えてきた。関根の教え子たちは電力会社や電気メーカーの中で、主に、系統計画、系統解析の仕事についている。田村の教え子たちは、主に、系統運用、系統解析の分野で活躍している。



図 11.1 関根泰次



図 11.2 田村康男

また、京都大学においても上之園親佐（1920-2007）は昭和46年電力系統講座を開設し、林宗明（1927-2009）は発送配電工学を担当した。

11.2 国内学会

わが国では電気学会（図11.3）がその中核である。毎年開催される全国大会や電力エネルギー部門大会を通して、研究成果の発表の場を与えてきた。日常的には電力系統技術委員会が、研究会の開催などを通じて研究成果の議論の場となってきた。また、系統解析用モデル系統の提供を行ない研究の基盤となっている。

また、電気学会では2008年から毎年「でんきの礎」という顕彰（図11.4）を行っており、その選考には筆者が副委員長、委員長をつとめた。我々の生活を豊かにしてきた電気の技術があまり知られていないのでそれを広く喧伝することが目的である。本報告でも述べてきた技術としては、「500kV系送電実用化」（第1回）、「電力系統安定化技術」（第1回）、「電力用酸化亜鉛型ギャップレス避雷器」（第2回）、「黒部川第4発電所」（第6回）、「北海道本州間電力連系設備」（第6回）、「佐久間周波数変換所」（第10回）、「送電系統用STATCOM」（第10回）、「デジタル技術による送電線電流作動保護方式」（第10回）、「大容量短絡試

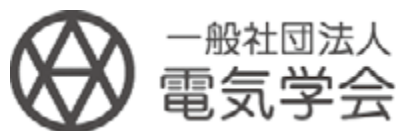


図 11.3 電気学会



図 11.4 でんきの礎の小冊子

験設備と超高圧衝撃発生装置」(第10回)、「電力系統の解析法とシミュレータ」(第11回)などがある。

11.3 海外の学会

IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers、旧名 American Institute of Electric Engineers) (図11.5) がその中核で、その中の PES (旧 Power Engineering Society、後の Power and Energy Society) が研究発表の場となっている。また、系統解析用のモデル系統の提案をしており世界中で使用されている。



図11.5 IEEEのロゴ

一方、技術のオーソライズの場合としては、フランスに事務局がある CIGRE (Council Internationale de Grande Réaseux Electricite、国際大電力システム会議) (図11.6) が中心的組織である。この学会は、電気機器の規格を決める IEC (International Electrotechnical Commission) にガイドラインを提案する機能をおっている。1921年に設立され、2年に一度必ずバリーで大会が開催され3000名近い技術者、経営者が集う。わが国からは、第1回に渋沢元治、西健の2名が参加し、最近では200名近くが参加している。現在は、16の研究委員会が活動している。発電機、開閉器、変圧器などの機器関係、系統計画、系統運用、系統制御、環境、新技術などをカバーしている。



図11.6 CIGREのロゴ(2018年)

そのほかに、3年に一度開かれる PSCC (Power System and Computer Conference) は欧州が中心とした会議である。

一方、PICA (Power Industry Computer Application)

は、隔年に開催される米国を中心とした国際会議であった。

11.4 海外のインターンシップ

米国において電力系統技術を担ってきたメーカーは、エジソンに端を発する GE (ゼネラルエレクトリック) と WH (ウエスティングハウスエレクトリック) の2社であった。この2社は、それぞれに電力系統技術のトレーニングコースを設けていた。WH (図11.7) は Advanced School と称して、3か月のコース(後に Advanced System Technology での6ヶ月の研修が追加された。)、GE (図11.8) は Power System Engineering Course と称する9か月のコースを持っていた。わが国の電力会社やメーカーの技術者が毎年数名ずつ参加し、系統技術を磨いてきた。筆者は、三菱電機時代にこのうち WH のコースを卒業しているが、GEに転職後は、GEのコースを卒業した技術者との交流も多かった。



図11.7 ウエスティングハウスエレクトリックのロゴ



図11.8 ゼネラルエレクトリックのロゴ

電力会社の中でこれらのコースに参加した技術者は会社の中で電力系統の分野で活躍をしている。

11.5 IERE、パワーアカデミー

前出の東京大学福田節雄が音頭を取り、1968年世界中の電力関係の研究所間の連絡組織として、IERE (電力研究国際協力機構)^(11.1) が設立された。その後、参加組織の入れ替わりがあり、機能が低下しているのは残念である。

国内では、関根泰次が提唱したパワーアカデミー (Power Academy) が電力会社、メーカー、大学の支援により組織され、若手の研究の支援を行っている。

文献

(11.1) 福田節雄「電力系統の発展と今後の動向」電気学会誌、79巻、5号、1959年5月号

12 | おわりに

以上、わが国における電力系統と電力系統技術の歴史の体系化に取り組んだ。わが国の電力会社は、第二次大戦後、民営化され、供給義務とひきかえに地域独占となり、発送配電一体化で規制のもとで運営されてきた。

本報告では、電力系統の発展の歴史を、東京電力、関西電力、中部電力を例として比較しながら紹介した。各電力会社ともに、戦後からの電力需要の伸びに従って、電圧を上げながら送電系統を強化してきた。また、水主火従の時代には、山間部に発電所が置かれ、遠距離で需要中心地に電力を送っていたが、次第に火力、原子力発電に変わり、送電線の引き方も変わってきた点は共通であった。しかし、それぞれ、地形や、需要内容の違い、企業風土の違いなどにより、個々に特徴を持った展開となっている。すなわち、東京電力では、東京湾を囲む形で三つの環状の基幹系統が構成され、これらをループの形で計画をしてきた。一方、関西電力では、1967年の御母衣事故の影響が長らく尾を引き、ループを用いない放射状系統で運用されてきた。中部電力は両者の中間的な電力系統構成となっている。

このように、各社で電力系統の構成の方針が異なるに至った背景として、大停電の経験が重要な要素であったことを、いくつかの事例を用いて説明した。

電力系統の構成には、各電力会社のそれまでの歴史や、系統計画者の個性により、いろいろなタイプに分かれることが、全くの白紙の上で系統を計画するというチャレンジにより明らかとなった。

また、わが国の高度成長時代には、電力需要が引き続き伸びていくことを予想し、いくつかの新しい電力系統技術に挑戦してきた。本報告では、1,000 kV 送電技術、交直並列運転、直列コンデンサーを取り上げて、その技術の必要性と、なぜ採用に至らなかったかを述べた。こうした新たな技術開発においては電力会社とメーカーとの共同研究の形で実施されてきたことは、わが国電力系統技術発達にとって有効であったといえる。

次に、電力系統の運用において大切な制御技術の中核となる、需給制御・周波数制御と、電圧制御、安定化制御について、必要となった社会的背景と、機能拡張への道のりを示した。

最後に、電力系統技術のうち、わが国が先頭に立ってリードしてきた系統解析技術、STATCOM、シミュレータについて技術開発の歴史を系統だてて紹介した。

こうした電力産業に対応し、機器やシステムを提供

するメーカーも、複数存在し、互いに協力したり、しのぎを削ってきたりした。電力会社の厳しい仕様に沿った最高の技術を用いた高性能の素子（たとえば酸化亜鉛型避雷器など）、機器（たとえばSTATCOMなど）やシステム（たとえば系統安定化システムなど）を生んできた。この点で、わが国電力産業の構造は利点であったと言える。

一方で国際的にみると、わが国のメーカーの競争力はこれまで強い力を有していたとはいえない。これを説明するために筆者が考えたモデルは図 12.1 の通りである。

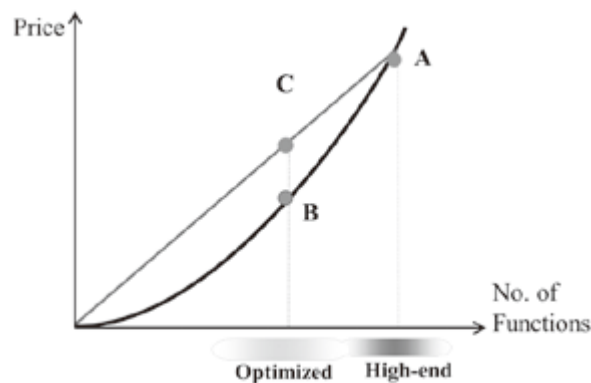


図 12.1 我が国電力系統技術適用システムの機能と価格の関係説明図

すなわち、わが国では、電力会社の厳しい要求に基づき、多機能 High-end なシステムの開発がメーカーに委託されてきた。そのために、わが国のメーカーの製品は、多機能高価格のものとなった（図 12.1 における A 点）。しかし、海外のメーカーは、客先要求の最低限の機能 Optimized を採用し、廉価なシステム開発を行ってきた（図 12.1 における B 点）。このことに気が付いたわが国のメーカーは、海外向けのシステムとして、機能を落としたシステムに切り替えてきた。すなわち、A 点から C 点への機能低減である。明らかに、C 点は B 点に比べて価格が高く、依然としてわが国メーカーは海外における競争力を持ってなかった。このことは、わが国の規制のもとでの電力産業の欠点といえよう。もちろん、現在では、このことに気が付いたメーカーは、原点から積み上げにより機能を付け加えてゆき、B 点でのビジネス展開ができるようになってきたが、時間がかかってしまっている。

電力の自由化が、2020 年を以て新たな展開を終えるが、こうした反省に立って、これまでの電力系統と

電力系統技術の発展において、負の効果を持たないように、目を光らせておく必要がある。

謝 辞

はじめに、本系統化調査への取り組みの機会をいただいた元国立科学博物館主任調査員の永田宇征氏に謝意を示したい。また、筆者に電力系統の発展の歴史の系統化を検討するきっかけを与えてくださった元東京電力の三井恒夫氏に感謝する。

三菱電機時代に筆者のメンターの存在であった、三菱電機の馬場準一氏には電力系統ビジネスに関してご指導、ご支援をいただいた。

電気技術史の調査目的の一つとして、筆者が電気学

会電気技術史技術委員会の委員長の時に、東京大学の谷口治人氏にお願いし、調査専門委員会を立ち上げていただき、調査報告をまとめていただいた。技術的歴史の内容においては本報告書の中にその調査報告書からの引用をさせていただいている。

また、多くの電力会社、メーカー、大学の電力系統技術者とはいろいろな場で議論させていただき、なかでも三菱電機では、多くの先輩・後輩たちにお世話になった。

本報告書作成にあたっては元東京電力の山形芳文氏にお世話になった。元三菱電機では伊与田功氏、田岡久雄氏から情報提供頂いた。ここに御礼申しあげる。

電力系統と電力系統技術発展の系統図

年代	1940年代	1950年代	1960年代	1970年代
社会経済	終戦	戦後復興	経済成長	
電力系統の変遷				
電源計画	水主火従		火主水従	
送電最高電圧	154kV	275kV	500kV	
送電計画	放射状系統	基幹系統の導入		系統構成の見直し
系統連系	連系の開始 (中央給電連絡 60Hz系統連系 指令所)		周波数変換所完成	
系統事故		御母衣事故(1965年6月)	東北電力停電(1976年12月)	ニューヨーク大停電
直流送電		高島直流送電	佐久間周波数変換所	モハーベ軸ねじれ
将来技術開発			直列コンデンサ計画(実施せず)	
電力系統技術の発展				
需給制御		中央給電指令所設置(周波数制御)	ホスト型システムの採用	
経済負荷配分			電力流通コンピュータ導入	
系統安定化制御	事故波及防止システム	脱調未然防止		電源制限・火力系統分離
			BSS	SSC
系統解析技術	簡易潮流計算	固有値法	S行列法	
動的シミュレーション技術		米国からの導入		M法、Y法開発
シミュレータ技術		交流計算盤	EFCOM	

	1980年代	1990年代	2000年代	2010年代	2020年代
--	--------	--------	--------	--------	--------

経済安定

量から質へ

原子力導入

再生可能エネルギー導入と加速

基幹系統の確立

北本連系で50Hz連系
全国連系

北海道本州連系

東京電力停電(1987年7月)

ハイドロケベック停電

南福光直流連系

柔軟な系統構成

紀伊水道直流連系

電力広域的運営推進機構

東日本大震災
(2011年3月)

北海道ブラックアウト
(2018年9月)

1000kV系統計画(実証) 交直並列運転計画(実施せず)

AI応用

揚水安定化システム

磁気嵐計測装置

電圧安定化システムSTATCOM

オンラインTSC

分散型システムの導入

周波数応答法

超並列デジタル
シミュレータ

PCクラスター
シミュレータ

電力系統と電力系統技術の歴史 産業資料所在確認

番号	名称	納入年	資料現状	発注先	製造社	所在地	選定理由
1	1 佐久間周波数変換所	1965	稼働中	電源開発	東芝・日立 ・三菱電機 ・日新電機	電源開発佐久間周波数変換所・静岡県浜松市	世界初の商用の周波数変換所
2	2 高電圧試験設備	(1968) 1971	稼働中	東芝	東芝	東芝エネルギシステムズ・神奈川県川崎市	東芝における1,000kV変電機器の試験設備
3	3 系統安定化システム・BSS	1972	稼働中	関西電力	三菱電機	関西電力新生駒変電所：奈良県生駒市 関西電力猪名川変電所：兵庫県川辺郡	わが国初のブロック化による電力系統安定化システム
4	4 電力系統解析プログラム M法プログラムの発表論文	1972	保存中	三菱電機 ・東京電力	三菱電機 ・東京電力	東京電力・東京都中央区 三菱電機・兵庫県神戸市	わが国で開発された初の系統解析シミュレーションプログラムの発表論文
5	5 房総変電所	1973	稼働中	東京電力	三菱電機・東芝・高岳	東京電力房総変電所・千葉県市原市	わが国初の500kV送電線向け変電所
6	6 新古河変電所	1973	稼働中	東京電力	東芝・高岳	東京電力新古賀変電所・茨城県境町	わが国初の500kV送電線向け変電所
7	7 奥多々良木変電所	1974	稼働中	関西電力		関西電力・兵庫県朝来市	わが国初の500kV電源線向け変電所
8	8 猪名川変電所	1974	稼働中	関西電力		関西電力・兵庫県朝来市	わが国初の500kV電源線向け変電所
9	9 城端開閉所直列コンデンサ	1973	稼働中	関西電力	日新電機	関西電力・富山県南砺市	わが国初の超高压送電用直列コンデンサで稼働中
10	10 電力系統安定化システム・SSC	(1973) 2003	稼働中	九州電力	公表していない	九州電力西九州変電所・佐賀県伊万里市	九州電力における系統安定化システム
11	11 電力系統解析プログラム Y法・S法プログラム	1975 1980	稼働中	各電力会社	電力中央研究所	電力中央研究所・神奈川県横浜須賀町	わが国で開発された電力系統解析プログラムで幅広く使われている
12	12 電力用酸化亜鉛避雷器	1975	展示中	名電力会社	明電舎	MSK・静岡県沼津市	1,000kV送電を可能にした高性能酸化亜鉛避雷器の開発
13	13 高電圧試験設備(塩原実験場)	(1961) 1981	稼働中	電力中央研究所	多数	電力中央研究所・栃木県那須塩原市	電力会社共有の1,000kV変電機器の試験設備
14	14 高電圧試験設備(UHV/L)	1981	稼働中	三菱電機	三菱電機	三菱電機・兵庫県赤穂市	三菱電機における1,000kV変電機器の試験設備
15	電力系統安定化システム・都心系統安定化システム 揚水安定化システム 房総系統脱調未然防止システム	1984 1986 2007	稼働中	東京電力	東芝 (東芝)・三菱電機 東芝	東京電力城南変電所・東京都港区 東京電力新嘉瀬川発電所・長野県大田市 東京電力新木更津変電所・千葉県木更津市	首都圏の電力の安定供給を司る系統安定化システム
16	16 高電圧試験設備	1985	稼働中	日立	日立	日立高電圧試験所・茨城県日立市	日立における1,000kV変電機器の試験設備
17	17 送電系統用STATCOM	1991	稼働中	関西電力	三菱電機	関西電力犬山開閉所・愛知県大山市	わが国初の送電系統用静止型無効電力補償装置
18	18 電力系統安定化システム・オンラインTSC	1995	稼働中	中部電力	日立	中部電力・愛知県名古屋	中部電力における系統安定化システム
19	19 新橋名UHV実証試験設備	1995	試験中	東京電力	東芝・日立 ・三菱電機・日本ガイシ	東京電力新橋名変電所・群馬県吾妻郡	1,000kV変電機器の長期実証試験を実施している
20	20 紀伊水道直流連系設備	2000	稼働中	関西電力	東芝・日立 ・三菱電機 日新電機	関西電力紀伊北変換所・和歌山県伊都郡 四国電力阿南変換所・徳島県阿南市	わが国最大の直流連系設備
番号	組織名称	設立年	組織現状	関連先	所在地	選定理由	
1	中央給電連絡指令所 現・電力広域的運営推進機関	(1959) 2015	稼働中	9 電力	東京都中央区 現・東京都江東区	わが国初の全国連系運用組織、現組織に機能が引き継がれている	

「電力系統と電力系統技術発展の系統化調査」 正誤表

ページ	段落	行	技術の系統化調査報告 第29集 2020年3月 (誤)	全文PDF版 2020年7月 (正)
198	右	8	最高技術顧問	最高顧問
199	右	8	http://www.ieee.or.jp/ishizue	https://www.iee.jp/foundation/
203	左	11	柏崎狩羽原子力発電所	柏崎刈羽原子力発電所
204	右	4	新信濃周波数変換所	新信濃変電所
208	左	下から4	電力系統課	電力系統計画課
229	右	下から2	起震機	起振機
251	エピソード6	4	試験的に	東京電力では