

IEC 61850 を適用した電力ネットワークの 監視制御システム

2015 年

天雨 徹

目次

第1章 序論	1
1.1 緒言	1
1.2 電力ネットワークの監視制御システムに関する環境変化と課題	2
1.2.1 電力ネットワークの監視制御システムを取り巻く環境の変化	3
1.2.2 電力ネットワークの監視制御システムの現状	10
1.2.3 電力ネットワークの監視制御システムにおける課題	14
1.3 本研究の目的と内容	15
1.4 結言	16
第1章参考文献	17
第2章 IEC 61850 の概要と適用にあたっての課題	20
2.1 緒言	20
2.2 日本型スマートグリッド	20
2.3 IEC 61850 の概要	22
2.3.1 規格の基本理念	22
2.3.2 論理ノードと通信サービス	24
2.3.3 IEC 61850 の規格体系	28
2.4 国際標準を適用する社会的メリットとデメリット	32
2.5 IEC 61850 の実態調査	33
2.5.1 IEC 61850 の適用状況	33
2.5.2 IEC 61850 関係論文のサーベイ	35
2.6 IED 適用における課題	38
2.7 結言	39
第2章参考文献	40
第3章 変電所自動化システムにおける信頼性評価	43
3.1 緒言	43
3.2 SAS の信頼性評価法	44
3.2.1 ベイレベル IED の構成分析	44
3.2.2 イベントツリー	45
3.2.3 影響範囲マトリックスとモジュール故障の関係	47
3.2.4 システム全体の稼働率導出	48

3.3 ケーススタディ	50
3.3.1 比較検証モデル	50
3.3.2 パラメータの設定	51
3.3.3 イベントツリー	52
3.3.4 影響範囲マトリックス	52
3.3.5 検証結果.....	55
3.4 提案法の有効性.....	56
3.4.1 提案法による利点.....	56
3.4.2 提案法の拡張性.....	57
3.5 結言.....	57
第3章参考文献.....	58
第4章 GOOSE 通信サービスの信頼性評価	60
4.1 緒言.....	60
4.2 GOOSE 通信サービスの実験	61
4.2.1 IEC 61850 ベンチマークテストシステムの概要	61
4.2.2 実験の方法.....	61
4.2.3 IEC 61850 ベンチマークテストによるネットワーク負荷時の GOOSE 伝送特性	64
4.3 GOOSE 通信サービスの信頼性向上方法	65
4.3.1 提案法の概要	65
4.3.2 単発再送信法	66
4.3.3 二重化送信法	66
4.3.4 二重化再送信法.....	67
4.4 実験結果と考察.....	67
4.4.1 信頼性向上方法の実験結果.....	67
4.4.2 実験結果に基づく考察	70
4.5 結言.....	72
第4章参考文献.....	74
第5章 配電自動化システムへの IEC 61850 準拠 IED の適用	76
5.1 緒言.....	76
5.2 現状の配電線保護システム	77
5.2.1 短絡・地絡事故時の配電線保護	77
5.2.2 従来の配電線保護システムの課題.....	78

5.3 IEC 61850 準拠 IED を適用した新しい配電線保護システムの提案.....	80
5.3.1 配電線区分保護リレーシーケンス	81
5.3.2 実現するための要求性能.....	90
5.3.3 通信遅延対策並びに後備保護機能.....	91
5.4 実験結果と考察.....	92
5.4.1 ハードウェア構成	92
5.4.2 試験条件.....	92
5.4.3 机上シミュレーションによる従来のシステムと提案システムの比較	94
5.4.4 実験結果.....	94
5.4.5 シミュレーション並びに実験結果に基づく考察.....	96
5.5 結言.....	97
第5章参考文献.....	98
第6章 結論.....	101
6.1 本研究で得られた成果.....	101
6.2 今後の課題と将来展望.....	103
6.2.1 今後の課題.....	103
6.2.2 将来展望.....	104
謝辞.....	112
研究業績	114
付録.....	123

第1章 序論

1. 1 緒言

地球環境との調和を維持しつつ、高度な持続成長可能な社会を実現していくには、エネルギーの安定供給が不可欠である。なかでも電力ネットワークは、スマートメータなどの通信・制御機能を利活用して停電回避や送電調整のほか多様な電力契約の実現や人件費削減などを可能にしたスマートグリッド(賢い電力ネットワーク)の構想が欧米を中心に注目されている。

国際電気標準会議(IEC:International Electrotechnical Commission)における次世代電力ネットワークに関する情報は、IEC 副会長、SMB 会長である藤澤氏が詳細を語っている。文献(1)によれば、『IEC において 2004 年ごろに次世代電力ネットワークを検討する機運が高まった。その後、4 つの戦略グループ(SG:Strategic Group)が 2007 年から 2009 年にかけて設立され、エネルギー効率と再生可能エネルギー(SG 1)、超高電圧技術(SG 2)、スマートグリッド(SG 3)、低電圧直流配電(SG 4)の検討を開始した。米国では 2009 年にオバマ政権が発足して、スマートグリッドをエネルギー政策の一つ(グリーンニューディール)として取り上げ、スマートグリッドブームのきっかけとなった。その結果、SG 3 は 2013 年にロードマップや基本アーキテクチャなどを成果として提出し、解散と同時にシステム評価グループ(System Evaluation Group 2 on Smart Grid)が設立され、システムレベルの策定作業が大きく進むことになった。また、将来の技術と市場の動向を調査・検討する市場戦略評議会(Market Strategy Board)が 2008 年に設立され、これまでにエネルギー効率をはじめ大規模電力貯蔵や再生可能エネルギーの電力ネットワーク連携、電力継続性を対象にした災害予防に関するマイクログリッドなどの調査活動を行い、ロードマップと提言をまとめた白書を出版している。』としている。

わが国の送配電ネットワークにおいては、変電所自動化システム(SAS:Substation Automation System)と配電自動化システムが、電力ネットワークの公衆保安の確保と安定供給を支える中核的な役割を担ってきた。SAS は、監視制御盤、および保護リレー盤として変電所構内に設置され、構内系統の状態監視や遮断器開閉などの操作を行うとともに、電力ネットワーク・設備の故障および異常が発生した際、直ちに異常箇所を電力ネットワークから切り離すことにより、事故の波及を防止し、電力供給並びに電力の信頼性維持向上を目的としたシステムである。また、配電自動化システムは、配電線路上の区分開閉器に子局が、営業所などに親局がそれぞれ設置され、配電線の充停電、負荷量、および事故などの監視を行うとともに、遠隔操作により系統切替や事故復旧操作を行うシステムである。それぞれ相互に連携して電力ネットワークを制御している。しかし、わが国においても太陽光発電の急速な導入拡大と、それに対応するための次世代送配電ネットワーク技術の開発が喫緊の課題となっている。

一方、情報通信技術 (ICT: Information and Communications Technology) の進展とともに、海外では IEC 61850^{(2)~(15)} に代表される国際標準に準拠したシステムの利用が急速に拡大している。IEC 61850 は、スマートグリッドの中核をなす SAS の国際標準であり、配電自動化システムへの適用も検討されている。他方、国内においては、各電力会社で独自の仕様を策定し、それぞれ信頼性の高いシステムを構築することで、高品質な電力供給を実現してきたが、近年では一部の電力会社にて同規格に準拠した保護制御ユニット IED (Intelligent Electronic Device) が採用され始めている⁽¹⁶⁾。

国際標準化機構 (ISO: International Organization for Standardization) あるいは IEC が発行する国際標準は、任意標準でありながら、基本的な技術規制や許認可の基準になるなど、重要な存在となっている。それらが公開されることにより、製品などの規格や基準あるいは物事のルールを国際的に調和させ、製品の移動を直接・間接的にスムーズにする効果を持つ。国際標準に準拠した製品は、汎用性があり、コストダウン、マルチベンダ化、グローバル化が加速され、豊かな社会と持続可能で高度な社会の実現に向けて社会的なメリットも多く、海外において国際標準が浸透していくことは確実であり、長期的な観点からはわが国としても適用を検討する必要がある。

スマートグリッドの中核をなす SAS や配電自動化システムにわが国でも IEC 61850 をより普及拡大できれば、社会的経済基盤のひとつである電力ネットワークの監視制御システムの高度化に貢献することになり、ひいては豊かな社会の実現にも寄与することになる。そこで、こうした観点から筆者は、IEC 61850 の適用を普及拡大するためには、どのような課題があるか、また、どのようなシステムに適用が期待できるか、といった事項が動機づけとなり、研究を進めてきた。

本論文では、このような背景の下で、電力ネットワークの監視制御に関する信頼性の課題と、従来のシステムでは解決が困難な課題に対して、IEC 61850 を適用した SAS や配電自動化システムといった IEC 61850 を適用した新しいシステムについて提案する。

本章では、はじめに電力ネットワークを取り巻く環境の変化として、東日本大震災の影響をはじめ、本研究の動機づけとなった国際標準、スマートグリッドの概念について触れ、電力ネットワークの現状と課題、本研究の目的と内容について述べる。

1. 2 電力ネットワークの監視制御システムに関する環境変化と課題

本節では、1.2.1 において、電力ネットワークの監視制御システムを取り巻く環境の変化として、第一に「太陽光発電の大量導入」、第二に電力ネットワークの「国際標準とスマートグリッド」、第三に「電力システム改革」そして第四に「電力ネットワーク設備の高経年化」といった 4 つの環境変化に焦点をあてる。1.2.2 では、現状の電力ネットワークの監視制御システムの概要について述べ、1.2.3 では 1.2.2 で述べた現状の監視制御システムが 1.2.1 で述べた 4 つの環境変化に対して、

どのように対応すべきか、その課題について述べる。

1.2.1 電力ネットワークの監視制御システムを取り巻く環境の変化

(1) 太陽光発電の大量導入

エネルギー白書 2014⁽¹⁷⁾によれば、再生可能エネルギーの一つである太陽光発電設備の国内出荷量は、政府の住宅用太陽光発電設備に対する補助制度が一時打ち切られた 2005 年をピークに伸び悩んでいたが、2009 年 11 月に、太陽光発電の余剰電力買取制度が開始されたことや、2009 年 1 月に補助制度が再度導入され、地方自治体による独自の補助制度も合わせると設置費用が低減したことを受けて、2009 年度から大幅な増加基調に転じている。

2011 年 3 月 11 日、東日本大震災と東京電力福島第一原子力発電所事故が発生した。原子力発電は安全であるという大前提が大きく揺らぎ、原子力発電に依存したエネルギー政策を根底から見直さなければならなくなった。政府は同年 6 月に国家戦略担当大臣をはじめ関係閣僚をメンバーとするエネルギー・環境会議を設け議論を開始し、同年 7 月 29 日に原子力発電依存度を低減するという基本理念を決定した。

その後、1 年間にわたり、エネルギー選択をめぐる議論が活発に行われ、2012 年 7 月より再生可能エネルギー固定価格買取制度が導入され、2013 年 12 月には 2030 年時点での「エネルギーと環境に関する 3 つのシナリオ」が提示され、「原発からグリーンへ」という方向性に沿って原子力発電比率の低減が示された。いずれのシナリオも再生可能エネルギーの利活用や省エネルギーを最大限に進めることで、原子力発電依存度も化石燃料依存度も下げ、今よりもエネルギー安全保障を改善し、温室効果ガスを削減する選択肢となっている⁽¹⁸⁾。

また、2012 年 7 月に開始した固定価格買取制度の効果により、非住宅分野での太陽光発電の導入が急拡大しており、同月以降の太陽電池の国内出荷量も急増している⁽¹⁹⁾(Fig.1.1 参照)。

加えて導入を促進するように、2013 年には電気設備の技術基準の解釈第 228 条の改定により、従来は配電用変電所における逆潮流に制限を与えていたが、逆潮流検出装置などの保護装置を施設することを条件にその制約が解除された。

(2) スマートグリッドと国際標準

電力供給信頼度向上、地球環境問題への対応などの観点から、欧米を中心にスマートグリッドに対する取り組みが盛んに行われている。これに伴い、エネルギーに加え ICT についても巨大市場の誕生が予見され、大きなビジネスチャンスとして期待されている。

スマートグリッドは、広範な技術・事業を包含するシステムであり、それらが相互に「つながる」ためのルールとしての標準作りはきわめて重要である。米国においてはスマートグリッドに関する標準化ロードマップが米国国立標準技術研究所(NIST: National Institute of Standards and Technology)により公表⁽²⁰⁾され、IEC においても今後の対応の議論が鋭意進められている。NIST

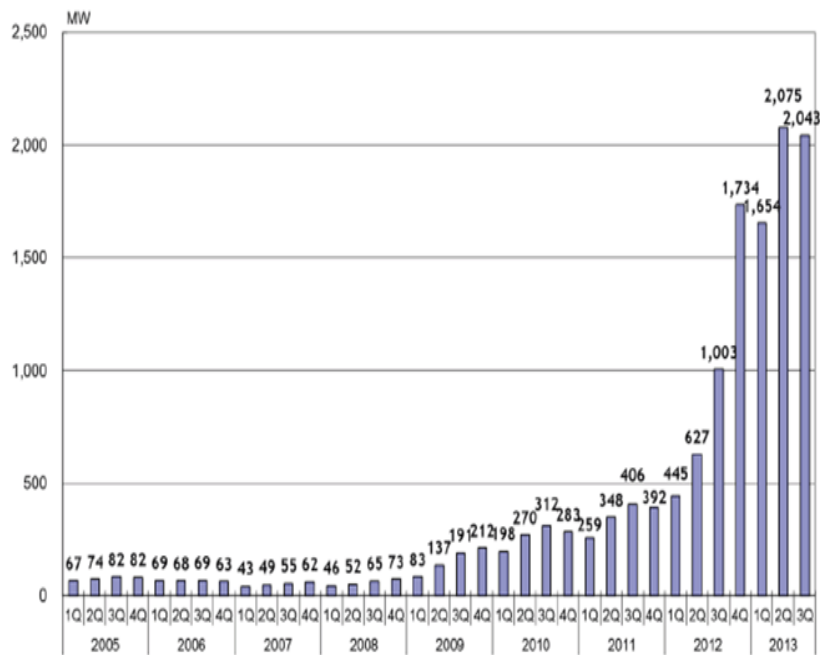


Fig. 1.1. Trends in domestic shipments of solar cells.

出典：エネルギー白書 2014

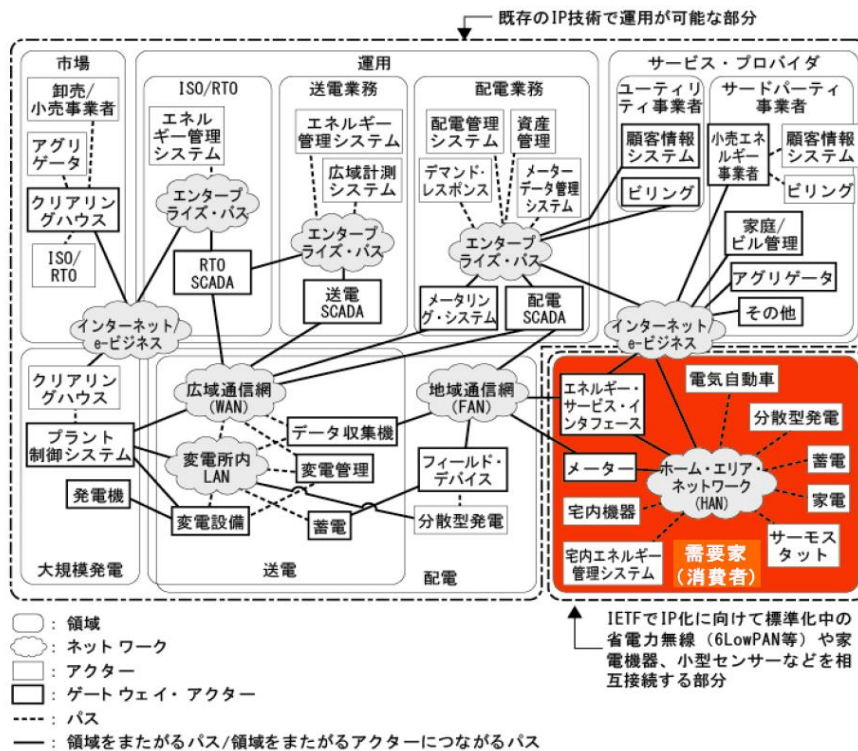


Fig. 1.2. Conceptual Reference Diagram for Smart Grid Information Networks by NIST.

出典：NISTによるスマートグリッドネットワークの概要図を日本語に翻案

によるスマートグリッドネットワークの概要図を日本語にしたものを Fig.1.2 に示す。

このような中で、経済産業省が 2009 年 8 月に「次世代エネルギーシステムに係る国際標準化に関する研究会」を発足させ、国際標準化 26 の重要アイテムを特定するとともに、国際標準化への取り組みを含めた国際標準化ロードマップが取りまとめられた⁽²¹⁾。同研究会では、今後スマートグリッドの国際標準化を戦略的に推進するために、以下の 4 つの施策が示された (Fig.1.3, Table 1.1 参照)。

- ① 重要アイテムの着実な国際標準化の推進
- ② 関連施策検討や技術開発と国際標準化活動などの一体的推進
- ③ 実施主体の設立の検討
- ④ 諸外国との連携

さらに、日本工業標準調査会のスマートグリッド国際標準化戦略分科会が 2012 年 12 月に国際標準化 26 の重要アイテムを 20 のアイテムに見直し、担当国内審議団体などを明確にした⁽²²⁾。今後、本分科会が国際標準化対応状況を確認することとなった (Table 1.2 参照)。

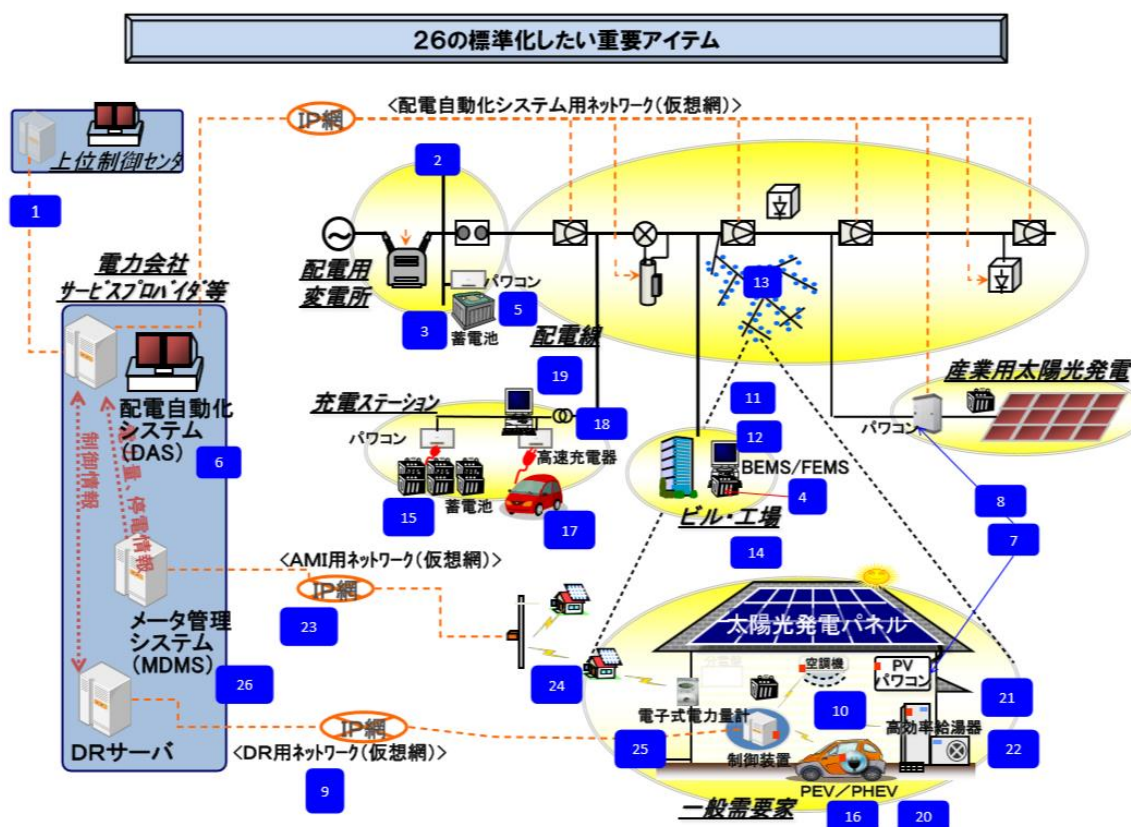


Fig. 1.3. Important items of 26 (Identified in June 2010)

出典：次世代エネルギーシステムに係る国際標準化に関する研究会

Table 1.1. Important items of 26 Business segment (Identified in June 2010).

出典:次世代エネルギーシステムに係る国際標準化に関する研究会

事業分野	重要アイテム
1.送電系統広域監視制御システム	(1)送電系統広域監視制御システム
2.系統用蓄電池	(2)系統用蓄電池の最適制御, (3)配電用蓄電池の最適制御, (4)ビル・地域内蓄電池の最適制御, (5)蓄電池用高効率パワコン
3.配電網の管理	(6)配電自動化システム, (7)分散型電源用パワコン, (8)配電用パワーエレ機器
4.デマンドレスポンス	(9)デマンドレスポンスネットワーク, (10)HEMS, (11)BEMS, (12)FEMS, (13)CEMS
5.需要側蓄電池	(14)定置用蓄電システム, (15)蓄電池モジュール, (16)車載用蓄電池の残存価値評価方法
6.電気自動車	(17)EV用急速充電器と車両間通信, (18)EV用急速充電器用コネクタ, (19)EV用急速充電器本体設計, (20)車載用リチウムイオン電池の安全性試験, (21)車両・普通充電インフラ間の通信, (22)インフラ側からのEV用普通充電制御
7.AMIシステム	(23)メータ用広域アクセス通信, (24)メータ用近距離アクセス通信, (25)AMIシステム用ガス計量部, (26)メータ通信部と上位システムとの認証方式

Table 1.2. Responsible for domestic deliberation organizations and 20 items.

出典:日本電機工業会

20のアイテムと担当国内審議団体など		
送電系統広域監視制御システム	1 送電系統広域監視制御システム	電気学会
系統用・需要側蓄電池	2 蓄電池最適制御	電気学会
	3 蓄電池モジュール	電池工業会
	4 車載用蓄電池の残存価値評価方法	日本自動車研究所

配電網の管理	5 配電自動化システム	電気学会
	6 分散型電源用パワコン	日本電機工業会 電気学会
	7 配電用パワエレ機器	電気学会
EMS・デマ ンドレス ポンス	8 デマンドレスポンスネットワーク	電気学会
	9 HEMS	電子情報技術産業協会
	10 BEMS	電気学会
	11 FEMS	日本電気計測器工業会
	12 CEMS	国内実証の進歩を踏まえ検討
電気自動車	13 EV用急速充電器・車両間通信	日本自動車研究所
	14 EV用急速充電器用コネクタ	日本自動車研究所
	15 EV用急速充電器本体設計	日本自動車研究所
	16 車載用リチウムイオン電池安全性試験	日本自動車研究所
	17 車両・普通充電インフラ間通信	日本自動車研究所
	18 インフラ側からのEV用普通充電制御	日本自動車研究所
AMI システム	19 メータ用アクセス通信	日本ガス協会 情報通信技術委員会
	20 メータ通信部と上位システムとの インタフェイス	電気学会 日本ガス協会

(3) 電力システム改革

東日本大震災による原子力発電事故がもたらした電力需給のひっ迫や電気料金の高騰など

の環境変化に対応するため、経済産業省の電力システム改革専門委員会は、2013年2月に電力システム改革に関する報告書を取りまとめた⁽²³⁾。その後2013年4月に電力システムに関する改革方針が閣議決定された⁽²⁴⁾。その目的・骨子並びにスケジュールを図に示す⁽²⁵⁾(Fig.1.4 参照)。電力システム改革は3段階に分けて実施する予定となっており、すでに第1段階の改正法案は2013年11月に、第2段階の改正法案は2014年6月に、それぞれ成立した。第2段階の電気の小売業への参入全面自由化は実施時期を2016年目途としている。これにより、一般家庭においても電気事業者を選べることになり、電力小売自由化により、さまざまなプレーヤが参入して、価格面、サービス面での競争環境が生まれ、これまでより、多様な料金メニューや新しいサービスが生まれるとしている。

第3段階では送配電部門の法的分離を行い、料金規制を完全撤廃するとしているが、需要家保護を図るための措置として、完全撤廃までの期間は小売料金規制が継続することとしている。また、従来は一般電気事業者が発電から販売までを一貫して電気事業として行ってきたが、小売参入の全面自由化により、電気事業の体系を見直し、発電・送配電・小売の事業区分に応じた規制体系をライセンス制に移行する予定である。

(参考)電力システムに関する改革方針(平成25年4月2日閣議決定)

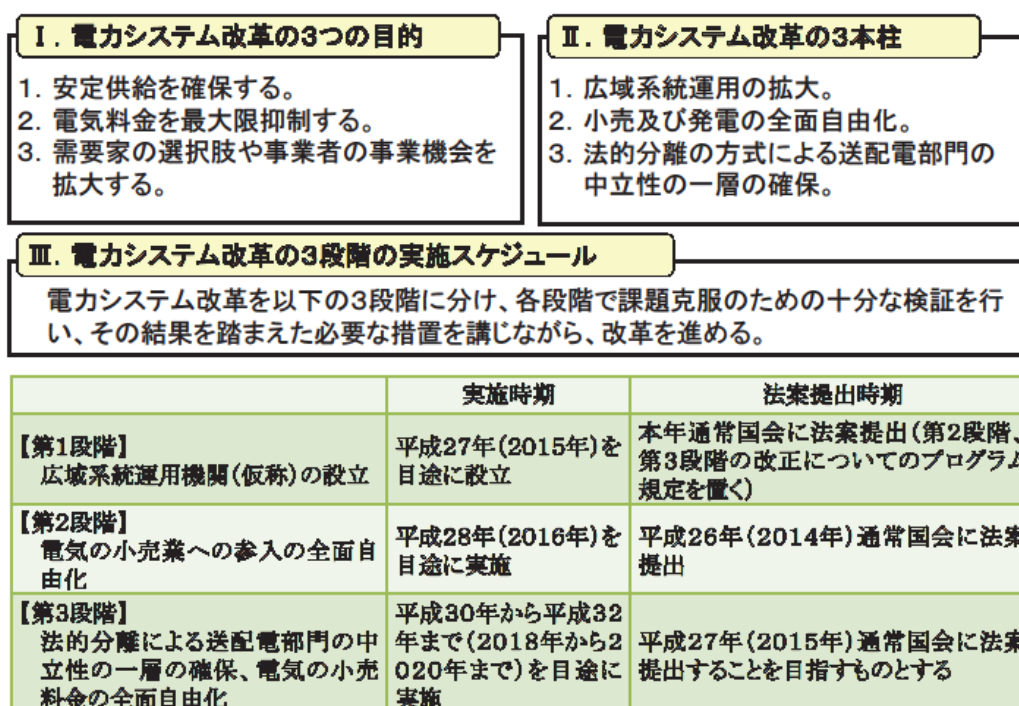


Fig. 1.4. The reform policy on power system (April 2013 Cabinet decision).

出典：経済産業省資源エネルギー庁、電力・ガス事業部電力市場整備課

これまでは、発電・送配電・販売までの垂直一貫体制による地域独占と、総括原価方式による投資回収を保証する電気事業制度の下で、安定供給に資する電源の確保と、地域への供給に必要なコストを料金に転嫁することが制度的に認められてきた。この制度は巨視的には供給力確保が優先され、また、競争原理による重複投資などを避け、社会的損失の最小化を図ることができ、これまで戦後の復興にも機能を十分果たしてきた。

電力システム改革の第 2 段階により、総括原価方式による電気料金制度が撤廃される。また、第 3 段階ではライセンス制が導入され、送配電部門が法的に分離されて垂直一貫体制も崩れる見込みである。

電力システム改革により、制度的な枠組みが変更され、料金収入を見越して必要な投資や調達を行うという仕組みに転換される。この法改正による小売全面自由化と、ライセンス制の導入を含む電力システム改革の進展により、電気事業をめぐる環境は大幅に変化していくことが予想される。例えば、1本目の柱である広域系統運用の拡大では、これまでの電気事業者の自発的な電力融通から広域系統運用機関の創設により、電力会社の区域を越えて需給調整がなされる。このため、電力ネットワークでは、ネットワークの拡充など送配電インフラの増強が必要となる。2本目の柱である小売の全面自由化では、料金規制の撤廃後も最終保障サービスを課して供給力を確保するため、どのような電力ネットワークを構築するのか、また、安定供給を担保するための新しい枠組みも必要となる。3本目の柱である法的分離の方式による送配電部門の中立性の一層の確保では、電力ネットワーク部門は規制部門として、中立性を確保するためのルール整備や監視が必要となる⁽²⁶⁾⁽²⁷⁾。

(4) 電力ネットワーク設備の高経年化

電力ネットワーク設備とは、発電所から家庭や工場などの需要家の間を結んで電気を流通させる送電、変電、配電といった電力ネットワークを構成する設備の総称をいう。電気は大量に貯蔵することが困難であることから、常に需給バランスをとる必要があり、そのためには電力ネットワーク設備は常に最大電力需要に対応できるように備える必要がある。わが国の電力ネットワーク設備は、戦後の復興や高度経済成長とともに年々最大電力需要も更新され、それに対応するよう設備も拡充されてきた。また、1995年の卸売発電事業参入規制の撤廃により、電気事業者の新規プレーヤーが、各電力会社の電力ネットワーク設備を利用して電力を販売する、いわゆる託送制度が導入された。この結果、電力会社には、電力の安定供給や電力ネットワーク設備の効率的な運用の追求といった従来からの使命に加えて、公平性や透明性の確保、全国規模の広域流通の拡大への対応についても求められるようになってきた。加えて、東日本大地震以降、エネルギーの有効活用の観点から、太陽光発電や風力発電などの再生可能エネルギー電源、コジェネレーションなどの分散電源も導入されている。一方、電力ネットワークと通信ネットワークを融合させた次世代

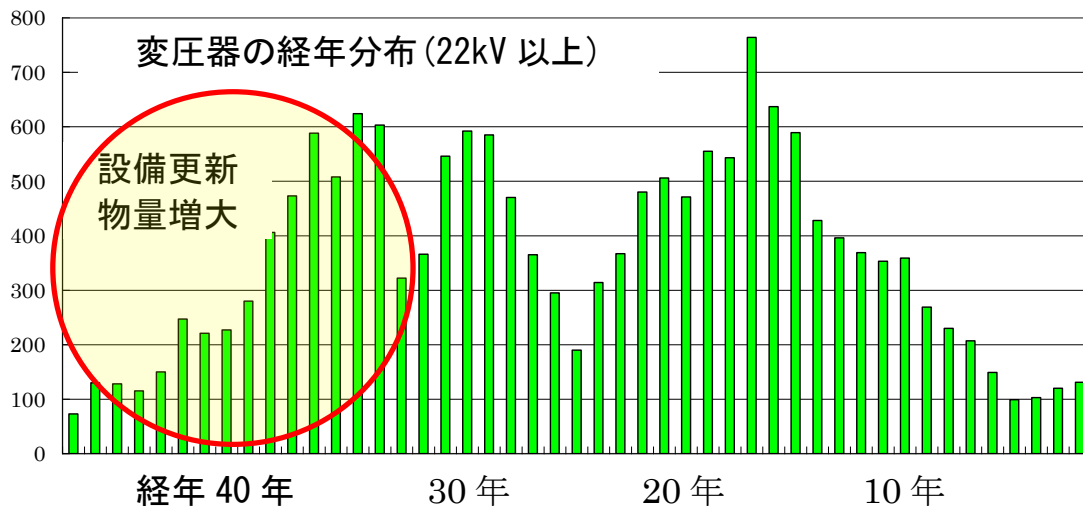


Fig. 1.5. The Age distribution of the main transformer (22kV or higher).

出典：「変電所監視制御システム技術」電気学会技術報告. 第 1203 号⁽²⁹⁾

の社会インフラとして注目されているスマートグリッドなど、電力ネットワーク設備は、新たな概念が提案されている。

このように、さまざまな社会的ニーズと高度情報機器の社会浸透に対応すべく、高品質で安定な電力を供給する必要がある。電力ネットワーク設備は、コストを踏まえつつ最適な設備更新と、保守・運用を行っている。従来は、最大電力需要の伸びに対応して電力ネットワーク設備の拡充を行うため、設備が寿命に達する直前に設備更新するケースが多くあった。しかし、昨今の経済成長の鈍化や人口の減少傾向などを鑑みれば、将来の最大電力需要の伸びは望めそうにもなく、よって電力ネットワーク設備の拡充工事の頻度も少なくなると思われる。このため今後ますます、コストダウンの要請や既存設備を徹底的に活用するといった方針が高まることが想定される。こうした背景から電力ネットワーク設備の高経年化・老朽化は、着実に進行すると考えられる。

電気事業者にとっては、高経年設備の増加と新設設備の減少は、原価償却費の減少となるものの、設備の補修や取替工事のための費用の増加を招く恐れがある。さらには、設備が同時期に大量に導入されているため、設備ごとの経年分布に基づいて補修や取替工事を実施してしまうと、図のように設備更新対象の物量が増大傾向にあると、設備の維持や更新に要するための費用が、特定の時期に集中してしまうことが懸念される⁽²⁸⁾(Fig.1.5 参照)。

1.2.2 電力ネットワークの監視制御システムの現状

前項では、電力ネットワークを取り巻く環境変化に対して述べた。本項では、これら環境の変化に今後対応する必要がある監視制御システムについて、現状を概観する。電力ネットワークの監

視制御システムは、「変電所監視制御システム」「保護リレーシステム」「配電自動化システム」の 3 つのシステムから構成されている。

電力ネットワークは、電力系統とも呼ばれ、電力輸送網の総称であり、発電所で発生した電力を長距離かつ広大な地域を経由し、一般家庭や工場などさまざまな需要家へ送るため、社会的なインフラとして整備されてきたものであり、人体で例えると、身体全体をめぐる神経や血管に相当する電気エネルギー供給の根幹をなすものである。

わが国の電力ネットワークは、発電所の発生電力の輸送や隣接系統との系統連系を担う基幹系統(主に 500~187kV)、需要地点に近い地域までの電力輸送や特別高圧需要家への供給を行う負荷供給系統(主に 154kV~11kV)、および配電線を介して電力供給を行う配電系統(主に 33kV~6.6kV)に大別できる。

電力ネットワークを適切に運用するためには、「変電所監視制御システム」、「保護リレーシステム」、「配電自動化システム」が必要となる。このうち、「変電所監視制御システム」と「保護リレーシステム」は、変電所構内に設置され、配電盤として構成されることが多い。両者を合わせて保護制御システム(PCS:Protection and Control System)と呼ぶことがある。一方、海外においては、SAS が適用される傾向にあり、構内伝送方式については、国際標準である IEC 61850 の適用検討あるいは実適用が進められている。

変電所監視制御システムは、変電所内における電力ネットワークの切替を行うための遮断器などの開閉制御、系統電圧の調整制御、系統運用状態表示による監視・計測など、変電所の監視操作機能を有する。また、給電・制御所からの監視操作機能や、電力設備の自動制御、故障部位の自動復旧、運転・保守支援などの機能を備えている。変電所監視制御システムは、各機能を実現する監視制御盤、遠方監視制御装置(TC : Tele-Control equipment)、自動復旧装置、変圧器負荷時タップ自動切換制御装置、記録装置、ITV (Industrial Television) などさまざまな装置(盤)により構成されている。

保護リレーシステムは、電力ネットワーク内に発生した短絡や地絡事故などの異常状態を速やかに検出して事故を除去し、公衆の安全確保・事故設備の損傷軽減と系統の安定運転継続を図るための機能を備えている。

保護リレーシステム、変電所監視制御システムの各役割について説明する(Fig.1.6 参照)。

Fig.1.6 では A 変電所-B 変電所間の送電線事故の例で、電力ネットワークの監視制御システムの概要を示す。発生した事故が、保護リレーシステムにより高速で事故除去された後(1~3)、変電所監視制御システムにより得られた変電所の情報が、給電・制御所システムを介して、給電・制御所の運転員に通知され(4.5)、運転員は電力ネットワークの状態を把握して復旧方針を判断する。

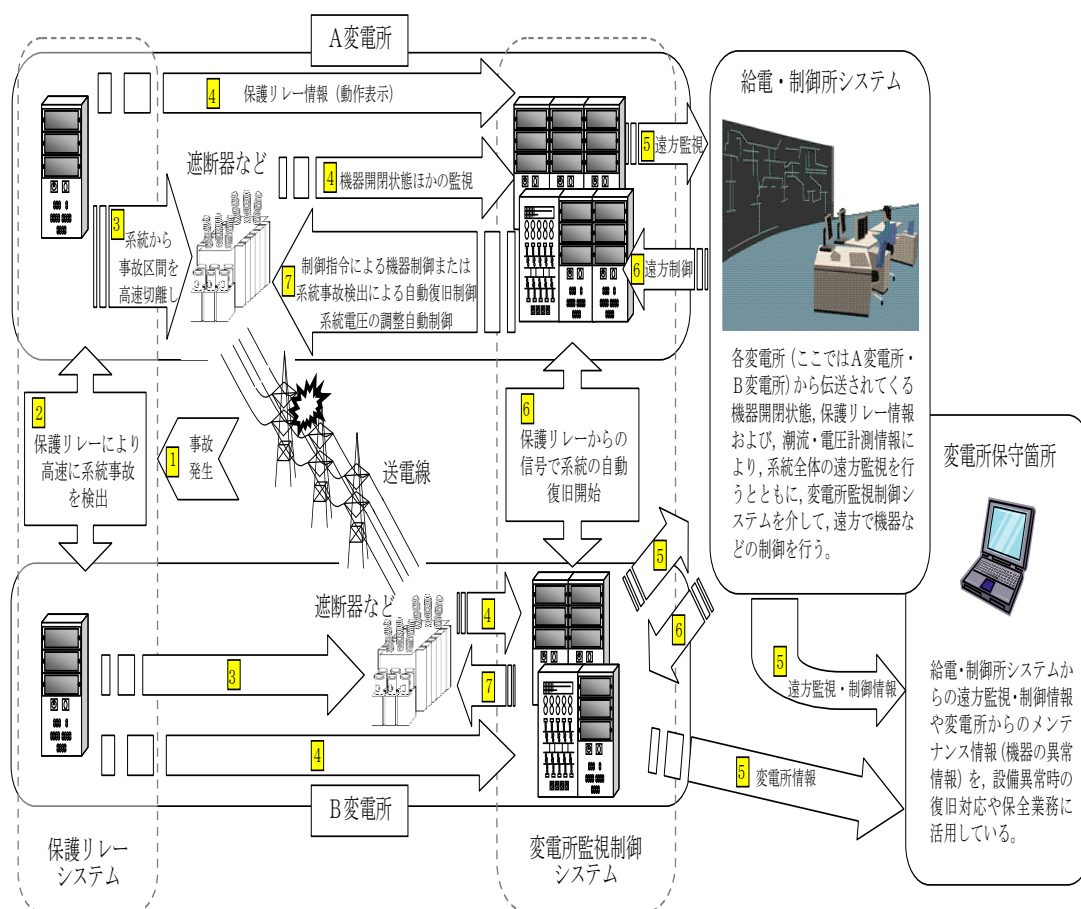


Fig. 1.6. Overview of the monitoring and control system of the power network.

出典：「変電所監視制御システム技術」電気学会技術報告. 第 1203 号 (30)

その後、電力ネットワークを適切な状態に回復するため、運転員は給電・制御所システムから変電所監視制御システムを介して、電力ネットワークの切替などの復旧操作を実施する(6.7)。変電所監視制御システムおよび給電・制御所システムは、運転員による判断・運用や、運転員が行う操作など、本来人間系で対応する機能を自動化しているものであり、動作するまでの時間は秒単位と比較的長い。これに対して、保護リレーシステムでは、事故除去機能に加え事故波及を防止する機能などを実現するため、人間系による対応では困難なミリ秒単位の時間で動作することが求められる。

配電自動化システムは、営業所などから遠隔制御により、配電線路上にある区分開閉器などの設備を監視制御するシステムである。営業所に信号伝送装置があり、配電線路上の区分開閉器用子局と配電用通信線を介して接続され、各子局が計測値や状態値といった配電線情報を収集する。また、制御系ネットワークを介して変電所構内の遮断器をはじめ電力設備とも接続されてお

り、各設備から得られる遮断器表示情報をはじめ変電所構内の情報を取り扱う。配電線情報と変電所情報は、この制御系ネットワークから営業所向けの配電自動化親局に伝送される。配電自動化親局からは、制御データが信号伝送装置に伝送され配電線路上の区分閉器や SVR (Step Voltage Regulator)、変電所構内の設備の制御が行われる (Fig.1.7 参照)。

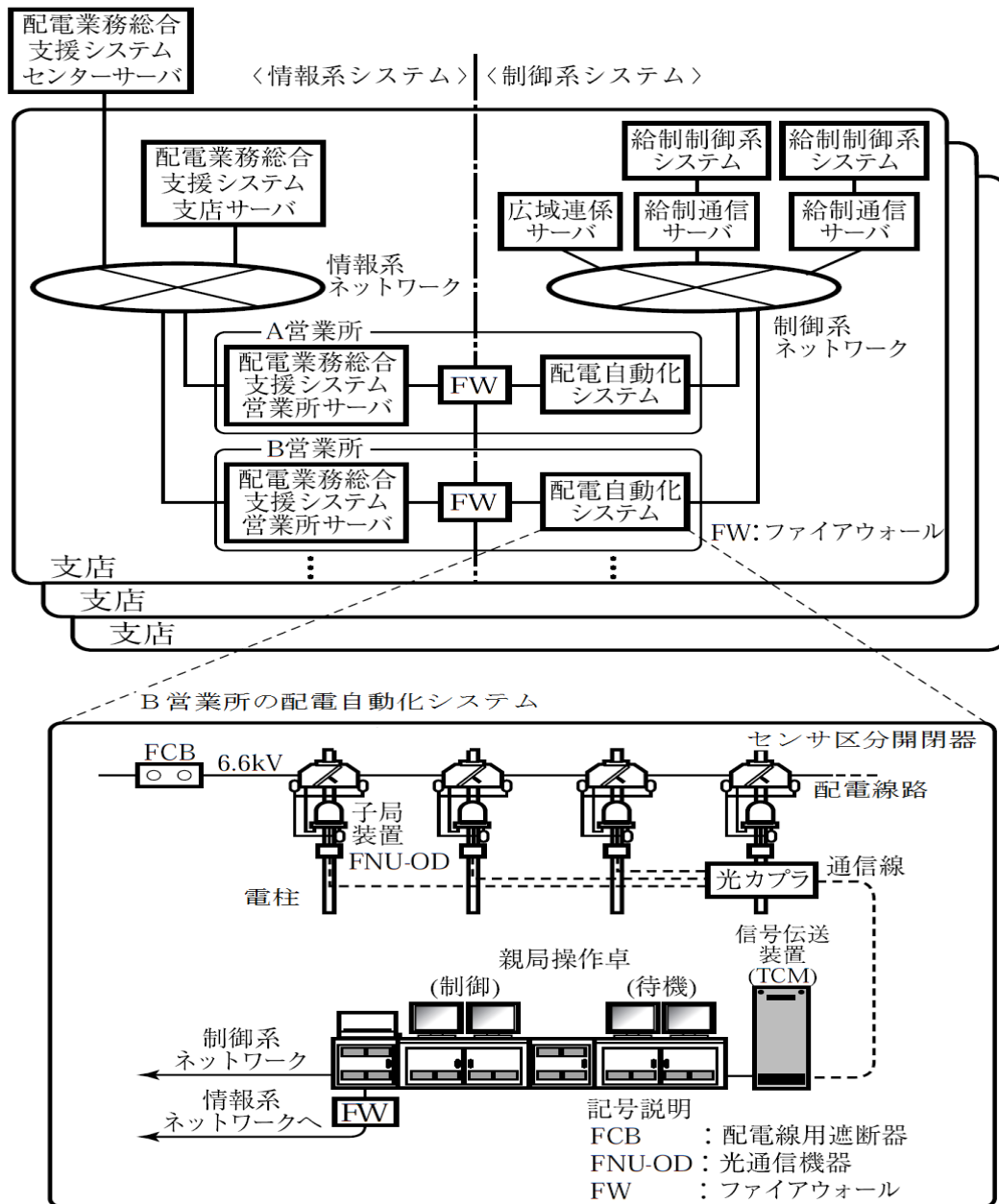


Fig. 1.7. Overview of the distribution automation system of the power network.

出典：電気設備学会誌, Vol. 29, No. 6 配電自動化システムの概要図を編集⁽³¹⁾

1.2.3 電力ネットワークの監視制御システムにおける課題

前項では、電力を取り巻く環境の変化と電力ネットワークの監視制御システムの現状について述べた。本項では、こうした変化と現状を踏まえ、電力ネットワークの監視制御システムには、どういった課題があるかを述べる。

電力を取り巻く環境は、「太陽光発電の大量導入」「国際標準とスマートグリッド」「電力システム改革」そして「電力ネットワーク設備の高経年化」といった 4 つの流れにより大きく変化している。このため、電力ネットワークの監視制御システムについても、次の課題がある。

まず、第一の「太陽光発電の大量導入」については、電力ネットワークにさまざまな影響を及ぼすことが考えられる。その代表的なものとしては、①配電系統を中心とした電圧変動・電圧上昇、②周波数調整の困難化、③軽負荷期における余剰電力の発生、④系統事故時の太陽光発電の一斉解列に伴う需給アンバランスなどが挙げられる。この対策として、①に関しては配電線に SVC (Static Var Compensator) をはじめとする無効電力調整装置の設置などが、②・③では電力ネットワークへの蓄電池の設置などが、また④については太陽光発電側での運転継続機能(FRT : Fault Ride Through)の強化が必要とされ、検討が行われている。

第二の電力ネットワークにおける「国際標準とスマートグリッド」については、「次世代エネルギーシステムに係る国際標準化に関する研究会」が、今後スマートグリッドの国際標準化を戦略的に推進するために、重要アイテムの着実な国際標準化の推進をはじめ 4 つの施策を示した。特に、変電所構内の通信プロトコル規格である IEC 61850 は、重要なアイテムのほとんどに関連づけられており、海外において着実に普及・拡張が進んでいることから、ますます普及することが予想される。現時点では、規格の不完全性に由来する異メーカー間の相互接続性や高速通信を必要とするプロセスバスなどに信頼性の課題があるが、規格の改訂も進んでおり、IEC 61850 準拠の製品は次第に世界中へ広がっていくと考えられる。

第三の「電力システム改革」については、これまでの電力安定供給に資する大規模電源による供給力確保が大きな前提であったが、今後は料金収入を前提にした必要な投資や調達を行うという仕組みに転換され、今後、電力取引が活発になり、系統運用の複雑化が予想される。このため、当面は原子力発電の再稼働や効率の高い火力発電所の建設を急ぎ、中長期的には再生可能エネルギーの投資を加速化していくことになる。これら系統運用の複雑化、投資の方向性といった課題に対応するため、送電網への投資が必要となり、それを管理運営する電力ネットワークの監視制御システムの対応が必要となる。

そして第四の「電力ネットワーク設備の高経年化」については、電力ネットワークの監視制御システムについても高度経済成長期に大量に導入されており、今後、劣化更新時期を迎える。コストダウンの要請や既存設備の徹底活用の重要性が高まることから、電力の安定供給と経済性の

両立としてアセットマネジメントの検討が行われている。監視制御システムの保守部品については、電気事業連合会と日本電機工業会 (JEMA) との取り決めにより、製造メーカーから廃形通知後 10 年間は製造メーカーによる保守対応を行うこととしている。しかし、最近のシステム部品については、LSI や IC などの改廃は早く、しかも部品の互換性確保が難しく、経年 10 年余りで保守対応が不能となる場合もあり、次の更新も考慮したシステム開発が課題となる。

1. 3 本研究の目的と内容

本論文では、今後一層の普及が想定される IEC 61850 を適用した電力ネットワークの監視制御システムの構築にあたり、IED のモジュール構成の組み合わせによる信頼性の定量評価、GOOSE (Generic Object Oriented Substation Event) 通信サービスの信頼性向上方法、並びに、わが国の配電自動化システムへの IEC 61850 の適用について提案する (Fig.1.8 参照)。

なお、本論文は日本型スマートグリッドの動向や今後の普及拡大が想定される IEC 61850 の動向、電力システム改革などの電力ネットワークの環境変化を踏まえ、章を構成している。

本論文は以下の各章から構成される。

第 2 章では、低炭素・高度電化社会に応える日本型スマートグリッドを目指すにあたり、国際標準 IEC 61850 の概要を説明する。本論文では、IEC 61850 に準拠した IED を適用するうえで、マルチベンダを目指した相互接続性などのメリットだけではなく、SAS の国内外調査により IEC 61850 の適用実態を明らかにした後、デメリットを補完するための文献調査を行い、IED における課題を明らかにする。

第 3 章では、IED の適用における課題である信頼性評価として、まずは、システムの基本構成をなす IED の役割に着目したシステムの信頼性評価方法を提案する。提案方式の効果が分かりやすい構成の 2 回線送電線モデルに対し、IED 内部のモジュールも考慮した SAS 構成 4 種類に対する適用結果を示し、提案する評価の有効性を示す。

第 4 章では、もう一つの信頼性評価である GOOSE 通信サービスの評価を述べる。GOOSE は、IED 間伝送を通じて、保護制御機能上、重要なトリップ指令やインタロック情報のやりとりを実現する。通信負荷が転送遮断時に与える影響を、GOOSE を用いた実験により明らかにする。また、通信負荷が大きくなることで GOOSE のパケット喪失事象に対して GOOSE の信頼性を高める方法を提案する。

第 5 章では、前章における IED および GOOSE の信頼性評価の研究を受け、IED の新たな適用事例として、IEC 61850 を適用した新しい配電線保護システムを提案する。従来の配電自動化システムの検討課題として、分散電源の大量導入に起因する配電線短絡時の電流感度の低下をはじめ、配電線地中化に伴う対地静電容量の増大など、これらの課題に対応したシステム提案を

行う。すなわち、センサ区分開閉器情報を利用し、自動化子局同士が自局の保護リレーの動作に関する情報を隣接局と交換する配電線区間保護リレーのシステムの動作原理について述べる。提案手法を実験により確認し、さらに実験で確認できない部分については机上のシミュレーションにより従来の配電線保護システムが持つ課題について解決できることを明らかにする。

第 6 章では、本研究で得られた成果をまとめるとともに、今後の課題と将来展望について述べる。

1. 4 結言

本章では、まず、電力を取り巻く環境の変化として、「太陽光発電の大量導入」「国際標準とスマートグリッド」「電力システム改革」そして「電力ネットワーク設備の高経年化」について述べた。次に現在運用されている電力ネットワークの監視制御システムの現状を調査した。そのうえで、将来を見据えた現状の監視制御システムの問題点を指摘しながら、本研究の意義・目的を明らかにした。

次章では、電力ネットワークの将来を見据えるうえで重要となる、IEC 61850 の概要と適用にあたっての課題を明らかにする。

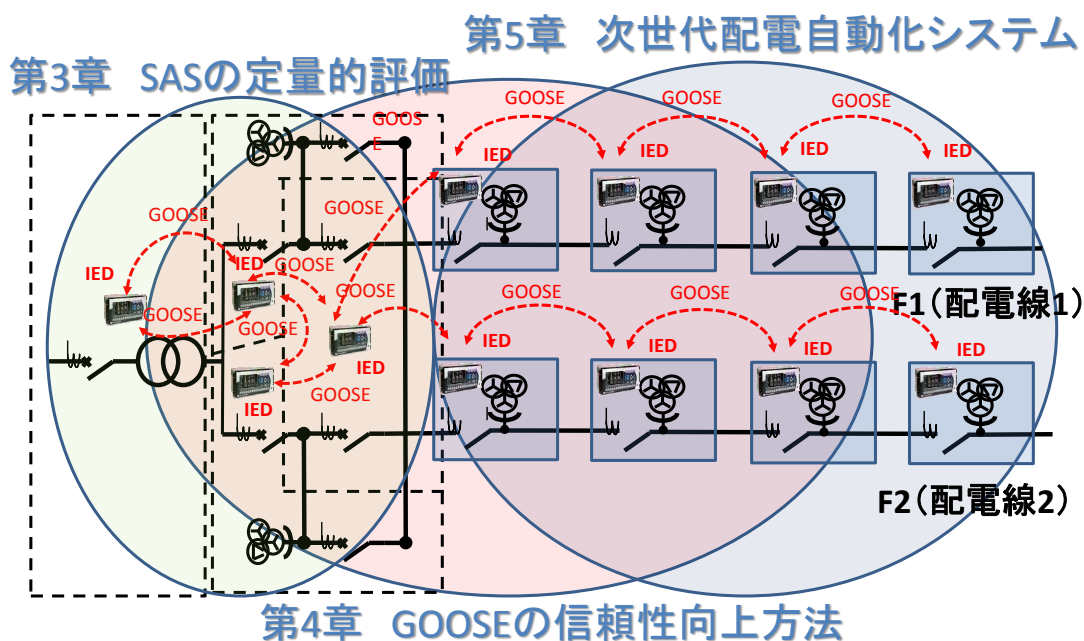


Fig. 1.8. Conceptual diagram from Chapter 3 to Chapter 5.

第 1 章参考文献

- (1) http://sangakukan.jp/journal/journal_contents/2014/02/articles/1402-02-2/1402-02-2_article.html, 「国際標準化機関が技術ロードマップを書く時代」より抜粋 (閲覧日 2014.11.8)
- (2) “IEC/TR 61850-1 Edition 1.0 Communication networks and systems in substations - Part 1: Introduction and overview” (2003)
- (3) “IEC/TS 61850-2 Edition 1.0 Communication networks and systems in substations - Part 2: Glossary” (2003)
- (4) “IEC 61850-3 Edition 1.0 Communication networks and systems in substations - Part 3: General requirements” (2002)
- (5) “IEC 61850-4 Edition 1.0 Communication networks and systems in substations - Part 4: System and project management” (2002)
- (6) “IEC 61850-5 Edition 1.0 Communication networks and systems in substations - Part 5: Communication requirements for functions and device models” (2003)
- (7) “IEC 61850-6 Edition 1.0 Communication networks and systems in substations - Part 6: Configuration description language for communication in electrical substations related to IEDs” (2004)
- (8) “IEC 61850-7-1 Edition 1.0 Communication networks and systems in substations - Part 7-1: Basic communication structure for substation and feeder equipment - Principles and models” (2003)
- (9) “IEC 61850-7-2 Edition 1.0 Communication networks and systems in substations - Part 7-2: Basic communication structure for substation and feeder equipment - Abstract communication service interface (ACSI)” (2003)
- (10) “IEC 61850-7-3 Edition 1.0 Communication networks and systems in substations - Part 7-3: Basic communication structure for substation and feeder equipment - Common data classes” (2003)
- (11) “IEC 61850-7-4 Edition 1.0 Communication networks and systems in substations - Part 7-4: Basic communication structure for substation and feeder equipment - Compatible logical node classes and data classes” (2003)
- (12) “IEC 61850-8-1 Edition 1.0 Communication networks and systems in substations - Part 8-1: Specific Communication Service Mapping (SCSM) - Mappings to MMS (ISO 9506-1 and ISO 9506-2) and to ISO/IEC 8802-3” (2004)

- (13) “IEC 61850-9-1 Edition 1.0 Communication networks and systems in substations - Part 9-1: Specific Communication Service Mapping (SCSM) - Sampled values over serial unidirectional multidrop point to point link” (2003)
- (14) “IEC 61850-9-2 Edition 1.0 Communication networks and systems in substations - Part 9-2: Specific Communication Service Mapping (SCSM) - Sampled values over ISO/IEC 8802-3” (2004)
- (15) “IEC 61850-10 Edition 1.0 Communication networks and systems in substations - Part 10: Conformance testing” (2005)
- (16) S. Matsumoto, T. Ohno, K. Sato, and K. Tomizawa : “Practical Application of IEDs to the Protection of Distribution Substations”, The Papers of Technical Meeting on Power Protective Relaying, IEE Japan, PPR13-29, pp.77-81 (2013-9) (in Japanese)
 松本忍・大野照男・佐藤賢・富沢和弘「汎用型保護・制御装置 (IED) の配電用変電所受電回線保護, 変圧器保護等への実適用について」, 電気学会保護リレーシステム研究会, PPR-13-29, pp77-81 (2013-9)
- (17) <http://www.enecho.meti.go.jp/about/whitepaper/2014pdf/>, 「平成 25 年度エネルギーに関する年次報告 (エネルギー白書 2014) PDF 版」 (閲覧日 2014.11.8)
- (18) <http://www.cas.go.jp/jp/seisaku/npu/policy09/sentakushi/index.html>, 「内閣官房ホームページ 国家戦略会議 3つのシナリオ」より抜粋 (閲覧日 2014.11.8)
- (19) http://www.enecho.meti.go.jp/about/whitepaper/2014pdf/whitepaper2014pdf_2_1.pdf, 「エネルギー白書 2014, 第2部エネルギー動向, 第1章国内エネルギー動向, 第3節, 一次エネルギーの動向」, pp.171-172 (閲覧日 2014.11.8)
- (20) http://www.nist.gov/public_affairs/releases/upload/smartgrid_interoperability_final.pdf, “NIST Framework and Roadmap for Smart Grid Interoperability Standards Release 1.0”, p.35 (閲覧日 2014.11.13)
- (21) <http://www.meti.go.jp/report/downloadfiles/g100129d01j.pdf>, 「次世代エネルギーシステムに係る国際標準化に向けて」, 次世代エネルギーシステムに係る国際標準化に関する研究会, pp.23-28 (2010-01) (閲覧日 2014.11.8)
- (22) http://www.jema-net.or.jp/Japanese/pis/smartgrid/05_3standard.html, 「国際標準化に向けた活動 (日本電機工業会)」より抜粋 (閲覧日 2014.11.8)
- (23) http://www.enecho.meti.go.jp/category/electricity_and_gas/electric/system_reform001/pdf/20130515-1-1.pdf, 「電力システム改革専門委員会報告書」 (2013-2)”
- (24) http://www.enecho.meti.go.jp/category/electricity_and_gas/electric/system_reform00

- 2/pdf/20130515-2-2.pdf, 「電力システムに関する改革方針(閣議決定)」(2013-4)
- (25) http://www.enecho.meti.go.jp/category/electricity_and_gas/electric/pdf/seido1206.pdf, 「電力小売市場の自由化について(経済産業省資源エネルギー庁, 電力・ガス事業部電力市場整備課)」, p.8 (2013-10)
- (26) http://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/past/003/pdf/003_012.pdf, 「電力システム改革の推進について(資源エネルギー庁, 総合資源エネルギー調査会, 総合部会, 第2回会合)」, 資料 6-1, p.2 (2013-4)
- (27) <http://www.shinnihon.or.jp/shinnihon-library/publications/issue/info-sensor/pdf/info-sensor-2014-08-04.pdf> 「情報センサ」, 新日本有限責任監査法人, vol.96, pp.18-19 (2014-8, 9)
- (28) <http://criepi.denken.or.jp/research/topics/pdf/201105vol7.pdf>, 「電力流通設備のASETマネジメント」, 電力中央研究所, DEN-CHU-KEN TOPICS, Vol.7, pp.1-4 (2011-06)
- (29) “Substation Control and Monitoring System Technology”, Technical Report No1203, IEE Japan (2010-10) (In Japanese)
「変電所監視制御システム技術」, 電気学会技術報告, 第 1203 号, 第 5 章 変電所監視制御システムの将来動向と今後の課題, 図 5.1, p.90 (2010-10)
- (30) 同上, 第 1 章 電力システムにおける変電所監視制御システムの役割と位置づけ, 図 1.7, p.8 (2010-10)
- (31) https://www.jstage.jst.go.jp/article/ieiej/29/6/29_431/_pdf,
H. Tajima: “Power Distribution Automation System”, J. IEIE Japan, Vol. 29, No. 6, pp.431-435 (2009-06) (in Japanese)
田島久嗣:「特集 電力会社の配電設備アラカルト 8, 配電自動化システム」電気設備学会誌, Vol. 29, No. 6, pp.431-435 (2009-6)

第2章 IEC 61850 の概要と適用にあたっての課題

2.1 緒言

東日本大震災を契機とした電力の安定供給、地球環境問題への対応などの観点から、スマートグリッドに対する関心は急速に高まっている。はじめに日本型スマートグリッドについてその特徴を述べる。その中で、発電所から電力ネットワークを經由し家電機器まで、双方向通信が可能な通信ネットワーク環境を整備する必要性を論じる。次に、日本型スマートグリッドを実現するための中核的な規格として位置づけられている IEC 61850 の概要を述べるとともに、国際標準の社会的メリットとデメリットについて論じる。そして SAS の国内外調査により IEC 61850 の適用実態を明らかにした後、IEC 61850 に準拠した IED を適用する観点から、同規格の信頼性に関する研究動向およびマルチベンダを目指した相互接続性などのメリットだけではなくデメリットを補完することを目的として文献の調査を行い、IED を適用するうえでの課題を明らかにする。

2.2 日本型スマートグリッド

日本型スマートグリッドとは、再生可能エネルギーを最大限活用し、その一方で、エネルギーの消費を最小限に抑えていく社会を実現するため、家庭やビル、交通システムを通信ネットワークで繋げ、地域でエネルギーを有効活用する電力ネットワークである。地域のエネルギー供給という観点からいえば、次世代の社会システムの構築をめざしたスマートコミュニティと同義に用いられることもある。

東日本大震災を契機として、電力供給バランスが崩れ計画停電などの制約が顕在化した。そこで供給側の発電能力だけではなく、需要側においても地域ごとに節電やピークカットに取り組むなどの重要性が高まっている。加えて、大規模発電所の電源脱落による社会的影響が明らかになり、災害に強い分散電源によるエネルギーシステムが求められるようになった。さらに、再生可能エネルギーの大量導入に伴い、出力変動をシステム全体で吸収することの必要性も高まることが予想される。

再生可能エネルギーは、自然を利用した発電であり、天候によって発電量が変化する。電力消費量も、時々刻々と変化する。このため、大規模発電所を適切に運転することで、電力需給バランスを効率よくコントロールする必要がある。さまざまな需要家が存在する一定規模のコミュニティにおいて、再生可能エネルギーやコジェネレーションなどの分散電源を用いながら、ICT や蓄電池などの技術を活用したエネルギーマネジメントシステムを通じ、分散電源をはじめエネルギー需給を総合的に管理していく。こうしたエネルギー管理により、エネルギーの利活用を最適化すると同時に、電力の利用データを利活用してさまざまなエネルギーサービスに取り込む新しい社会

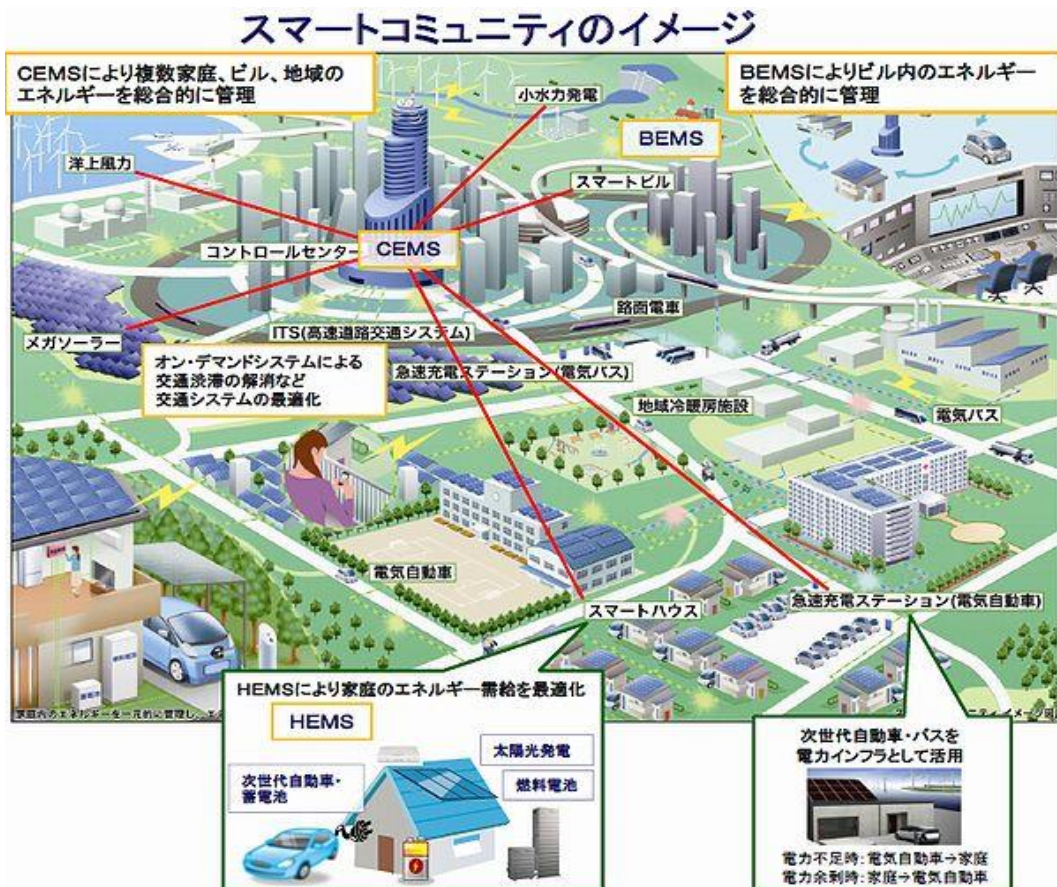


Fig. 2.1. Image of Smart Community.

出典：経済産業省

システムであるスマートコミュニティの構築に向けて、2013 年に実証事業やスマートメータの普及に向けた検討が行われている⁽¹⁾(Fig.2.1 参照)。

スマートコミュニティの構築を通じて、デマンドレスポンスなどによりエネルギー供給の効率化を図るとともに、需要に応じてさまざまなエネルギー源を組み合わせることで供給することにより、コミュニティ内全体で、大幅な省エネルギーを実現する。同時に、非常時には、エネルギーの供給を確保することが可能となり、生活インフラを支え、企業などの事業継続が可能となるなどの効果が期待されている。スマートコミュニティの構築に向けた取り組みとしては、2010 年度に 4 地域(横浜市、豊田市、けいはんな学研都市(京都府)、北九州市)が選定され、生活スタイルやエネルギー供給の構成など、地域によって異なる特性に応じた以下の実証を行った。

- ① 電力料金の変動や電力のピークカットの効果を検証する電気料金をインセンティブにした電気料金型デマンドレスポンス実証
- ② 電力会社とアグリゲーターの間で節電量（ネガワット）を取引するインセンティブ型デマンドレスポンス実証

- ③ 蓄電池・エネルギー総合管理システムなどに関する標準化に資する調査・研究・実証

- ④ ①～③の実証で構築したシステムの普及に必要な認証制度の構築

スマートコミュニティの導入に向けた取り組みとして、スマートメータの導入がある。スマートメータは電力量の見える化と、より柔軟な電気料金メニューの設定を可能とし、多様化するニーズに応えられる基盤である。閣議決定された「日本再興戦略」(2013年6月)においても、「2020年代早期に全世帯・全工場にスマートメータを導入する。」としており、従来の導入計画を前倒して、わが国全体で2024年度末までに全世帯・全事業所に導入を完了する計画である(東京:2020年度末、関西・中部:2022年度末、沖縄を除く6電力は2023年度末)。スマートメータの導入・利活用に関する環境整備の観点から、エネルギーマネジメントなどを普及拡大していくためには、発電所から電力ネットワークを経由し、家電機器までが通信ネットワークで繋がり、相互に通信可能な環境が整うことが必要である⁽²⁾。

2. 3 IEC 61850 の概要

前節では、スマートメータの導入・利活用に関して、発電所から電力ネットワークを経由し、家電機器までが通信ネットワークで繋がり、相互に通信可能な環境が整うことが重要であることを述べた。

本節では、IEC 61850 の概要について説明する。IEC 61850 は、当初 SAS を対象として、システム内の装置間の相互接続性実現を目的として、制定された国際標準であり、主に欧州をはじめ海外において適用されている。その後、IEC 61850 は、前節のスマートコミュニティを実現するための中核的な規格として位置づけられており、IEC 61850 規格シリーズとして、多くの新たな規格の検討が進められるようになり、SAS のほか、変電所－給電・制御所間の通信分野、発電分野、配電分野、分散電源分野などのさまざまな分野の電力用自動化システムへの導入が見込まれている。

文献(3)には、IEC 61850 における基本理念から規格体系など概要が述べられており、要約すると以下のとおりである。

2.3.1 規格の基本理念

SAS において IED を変電所構内でネットワーク接続する場合に、従来はさまざまな伝送方式が適用されてきた。こうした独自の伝送方式は、異メーカー装置間の相互接続性が制限されていた。このため装置間の相互接続を可能とすることが、ユーザ・メーカー・標準化機関の共通の目的となっていた。

IEC 61850 は、そうした背景から制定された変電所構内伝送に関する規格である。特に以下の

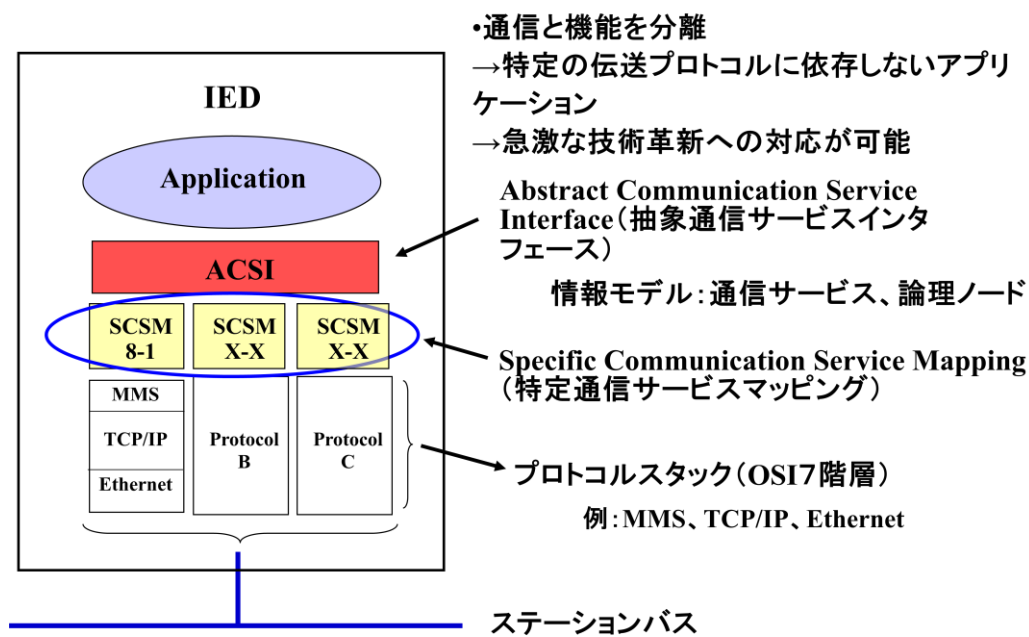


Fig. 2.2. Logical node, ACSI and SCSM.

出典: 「変電所監視制御システム技術」電気学会技術報告. 第 1203 号

コンセプトによって制定されている。

- ① 異メーカー装置間で相互接続できること
- ② 将来の急速な技術進歩にも対応しつつ、その性能と経済性を満足できること

この目的のため、IEC 61850 では SAS が持つべき機能と通信方式とを分離して構成されている。まず、SAS が持つべき機能に関しては、通信データと通信サービスを標準化すること。次に SAS が持つべき通信方式に関しては、IEC, IEEE, ISO, OSI, IETF などのオープンなプロトコルを最大限適用することを基本的な考え方としている。

通信データと通信サービスの標準化は、IEC 61850 の中核をなすもので、オブジェクト指向の適用によって SAS のための情報モデルを規定している。情報のやりとりを交換するモデルは、IEC 61850-7 においては、抽象通信サービスインタフェース(ACSI: Abstract Communication Service Interface)として規定されている。これにより、特定の通信方式に依存しないように抽象的な表現になっている。

一方、通信方式は、オープンなプロトコルを適用することが前提となっていることから、通信メッセージである ACSI を特定の通信プロトコルに対応させるため、マッピングとよばれる変換・対応付けが定義されている。これは特定通信サービスマッピング(SCSM: Specific Communication Service Mapping)として IEC 61850-8 と IEC 61850-9 で規定している (Fig.2.2 参照)。

以上のような考え方により、IEC 61850 は異メーカー装置間における相互接続を可能としている。

また、将来の通信技術進歩に対して、アプリケーションや ACSI を変更しなくても、マッピング (SCSM) を更新して規定するのみで、新しい通信プロトコルへの対応を可能としている。

IEC 61850 では、異メーカー間接続による SAS を構成する場合の、通信の相互接続性、システムやそれを構成する各種 IED の取扱いの統一、IED 装置の特性の協調が求められている。このため、IEC 61850 は変電所構内伝送の規定だけではなく、システムの性能や品質の要求を IEC 61850-3 にて、システム・プロジェクト管理を IEC 61850-4 にて、エンジニアリングに用いるシステム構成記述言語(SCL: System Configuration description Language)を IEC 61850-6 にて、それぞれ規定している。変電所構内伝送そのものに関しては、遮断指令やインタロック情報を IED 間で高速マルチキャスト伝送する GOOSE や、VT (Voltage Transformer)・CT (Current Transformer) 瞬時値の高速伝送を規定している。

2.3.2 論理ノードと通信サービス

IEC 61850 では、情報モデルの規定である IEC 61850-7 がこの規格の中核となっており、モデリングの考え方として、SAS に要求される機能・性能・データフローの分析や、モデル化のための機能分解の考え方などが IEC 61850-5 のパートで説明されている。

IEC 61850-7 では、情報モデルとして論理ノードを、情報のアクセス方法として通信サービスを規定している。論理ノードとはモデリングにより分解された SAS の機能の基本単位である。具体的には、保護機能、制御機能、計測機能、遮断器情報、変圧器情報、VT・CT 情報、センサ情報などが個別の論理ノードとして規定される。システムやそれを構成する各 IED は、論理ノードの組み合わせとして定義される。

Table 2.1 に論理ノードのグループを示す。論理ノードは Table 2.1 に示したグループに分類され、グループ記号は、論理ノードの分類記号を表し、論理ノード名称の第一文字として使用している。SAS の各機能が論理ノードとしてモデル化されており、一例である遮断器の論理ノードである XCBR に示すとおり(Fig.2.3 参照)、論理ノードのデータ構造は、構造化された多くのデータで構成される。

論理ノードが SAS に必要な情報を定義する一方で、これらの情報を交換する方法は通信サービスとして規定される。通信サービスとしては以下の機能が提供される(Fig. 2.4 参照)。

- Association : 接続の確立・解放
- Get, Set : 基本データアクセス
- Report, Log : 監視・計測情報などの伝送
- Control : 機器制御・操作

Table 2.1. Group list of logical node.

出典：「変電所監視制御システム技術」電気学会技術報告．第 1203 号

グループ記号	内容
L	システム論理ノード (System Logical Nodes)
P	保護機能 (Protection functions)
R	保護関連機能 (Protection related functions)
C	制御 (Control)
G	汎用機能 (Generic references)
I	インタフェース, アーカイブ (Interfacing and archiving)
A	自動制御 (Automatic control)
M	計測 (Metering and measurement)
S	状態監視 (Supervision and monitoring)
X	スイッチギア (Switchgear)
T	計器用変圧器およびセンサ (Instrument transformers and sensors)
Y	主変圧器 (Power transformers)
Z	そのほか電力関連機器 (Further power system equipment)

- Setting : 整定
- File : 事故記録波形などの伝送
- GOOSE : 遮断指令, インタロック情報伝送
- Sampled Value : VT・CT 瞬時値データ伝送
- そのほか : 時刻同期など

これらの通信サービスとそれに対応する通信メッセージは, 性能要求 (応答性, 信頼性など) により以下のタイプに分類され, それぞれ要求仕様が規定されている。

Type 1A: 遮断指令などの高速メッセージ

Type 1B: インタロックなどの準高速メッセージ

Type 2: 計測値などの中速メッセージ

Type 3: 整定パラメータなどの低速メッセージ

Type 4: VT・CT 瞬時値などの未加工データメッセージ

Type 5: 事故記録波形などのファイル伝送

Type 6: 時刻同期メッセージ

Type 7: 変電所 HMI からのコマンド

Fig.2.5 は通信サービスの通信プロトコルへのマッピングを示している。メッセージタイプに応じて、高速性の要求される通信サービスはイーサネットプロトコルへ直接マッピングし、中低速の通信サービスは IP プロトコルへのマッピングが規定されている。

Fig.2.6 に論理ノード、通信サービス、マッピング、および通信プロトコルの関係を示す。SAS を構成する IED の機能は論理ノードの組み合わせで定義される。論理ノードには、関係する多くのデータが構造的に定義される。また、論理ノードには関係する通信サービスが定義されており、抽象モデルであるこれら論理ノードと ACSI により、特定のプロトコルに依存せずに、アプリケーションを記述することが可能である。これら論理ノードと ACSI は SCSM により MMS (Manufacturing Message Specification), TCP/IP などの通信プロトコルにマッピングされて、論理ノード間の実際の

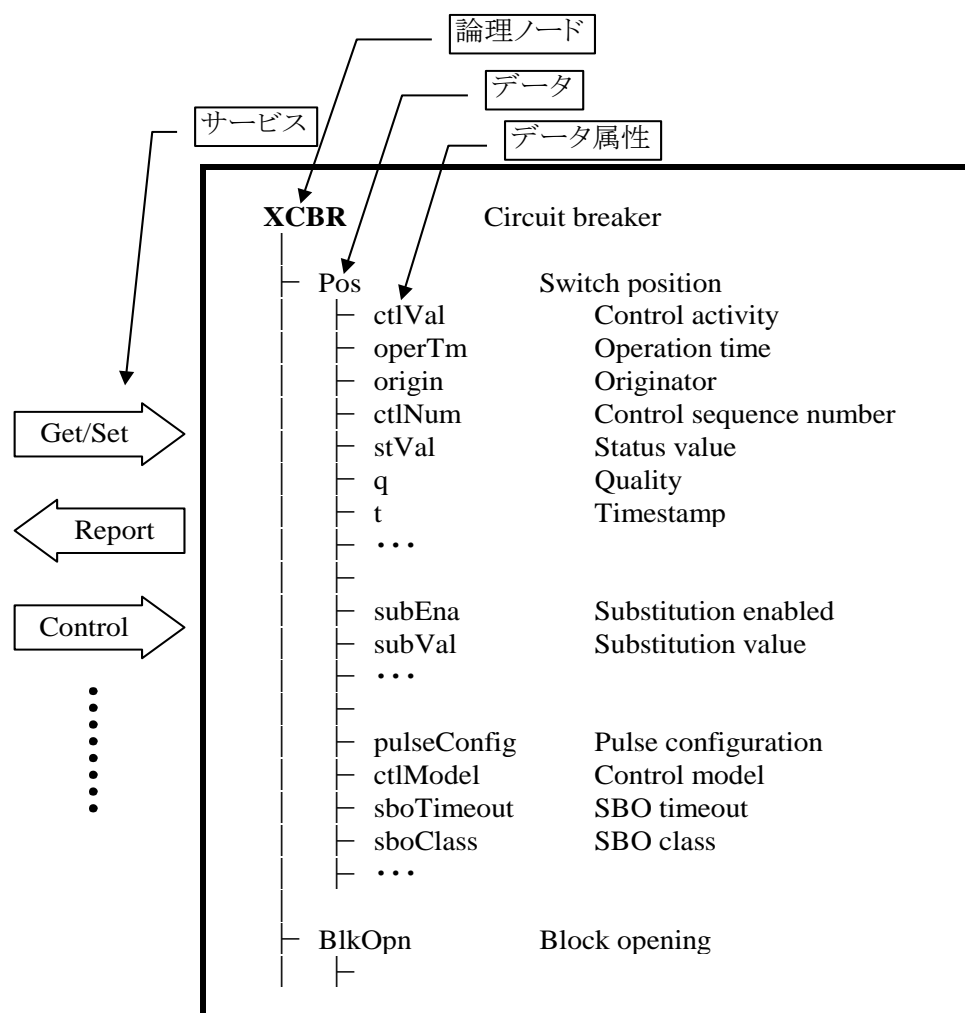


Fig. 2.3. Data structure of the logical node.

出典：「変電所監視制御システム技術」電気学会技術報告，第 1203 号

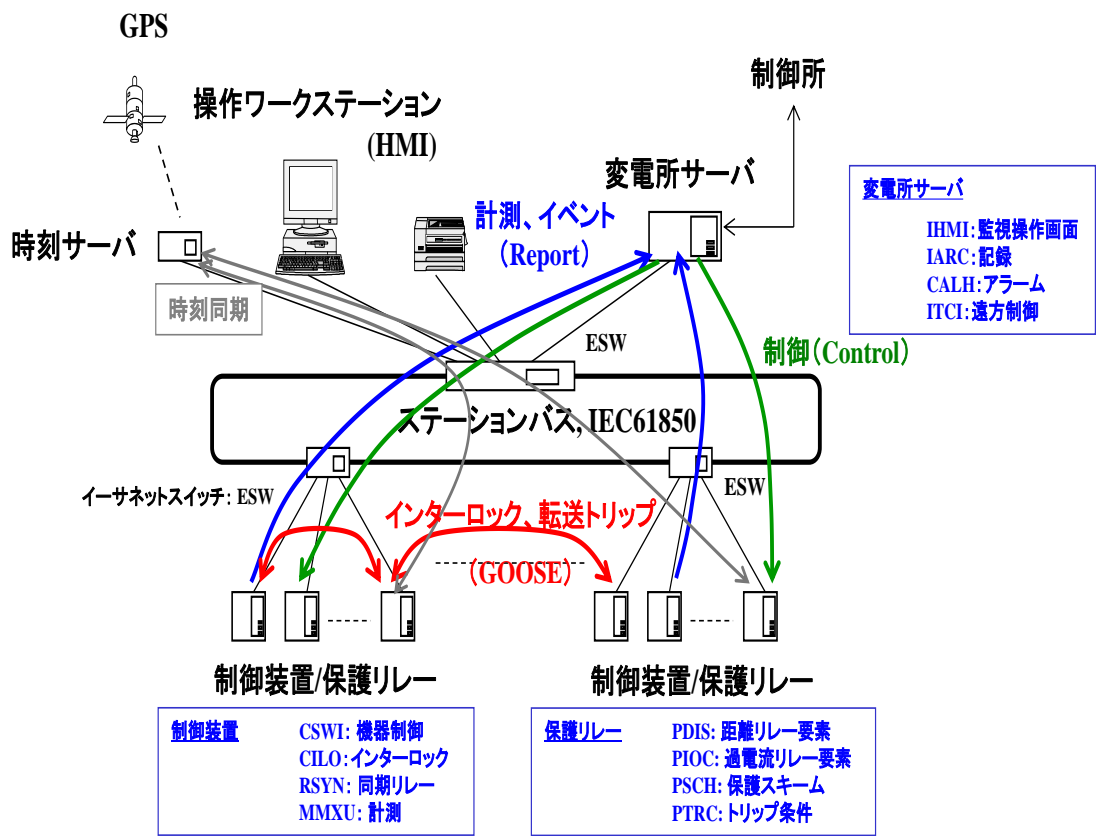


Fig. 2.4. Example of IEC 61850 based SAS.

出典：平成 26 年電気学会電子・情報・システム部門大会講演集⁽⁴⁾

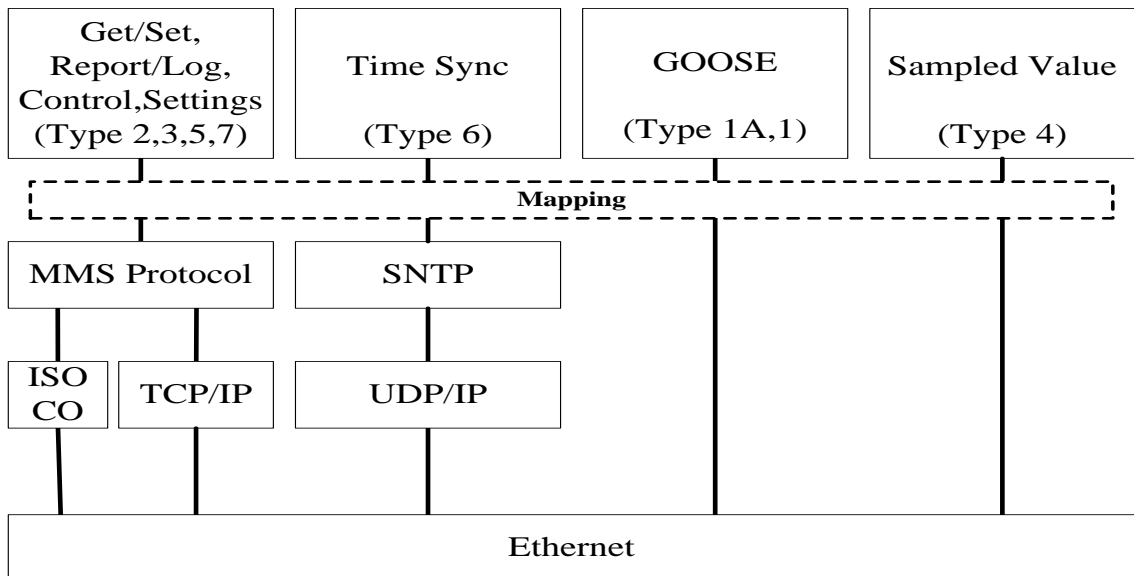


Fig. 2.5. Mapping to the protocol of communication services.

出典：「変電所監視制御システム技術」電気学会技術報告. 第 1203 号

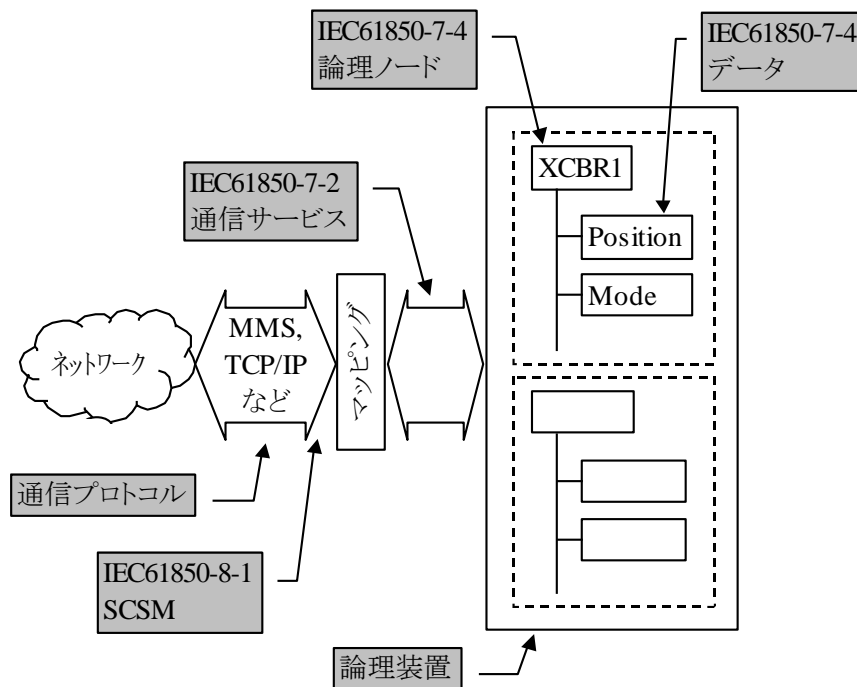


Fig. 2.6. Relation of the information model and implementation protocol.

出典：「変電所監視制御システム技術」電気学会技術報告. 第 1203 号

通信は、マッピングされた通信プロトコルによって実現される。

なお、MMS とは産業オートメーション用として 1990 年に ISO/IEC 9506 として規定される OSI 7 階層のアプリケーション層のプロトコルである。MMS は産業オートメーション分野で多く適用され、電力用監視制御分野でも制御所間通信規格の IEC 60870-6 (TASE.2)において、アプリケーション層に適用されている。MMS では、オブジェクトモデルやサービスが定義されており、特定のアプリケーションに特化せずに、あらゆるオートメーションシステムに適用できるよう共通的な機能が定義されており、オブジェクトモデルやサービスをサポートしているため、これらをサポートしていない他のプロトコルに比べて、IEC 61850 のオブジェクトモデルやサービスを複雑な変換を伴わずに直接マッピングすることが可能となっている。

2.3.3 IEC 61850 の規格体系

(1) 規格体系

IEC 61850 シリーズの規格体系の内容をまとめたものを Table 2.2 に示す。IEC 61850 は Edition 1 が各パートについて 2002 年から 2005 年にかけて発行された。その後、2013 年にかけて主要パートについて、Edition 2 が順次発行されたが、Table 2.2 に示す内容は Edition 1 に基づき規格体系の説明を行っており、Edition 2 の説明はしていない。Edition 2 ではさまざまな改廃や拡張が検討されており、詳細は 2.3.3(2)により説明する。

Table 2.2. The contents of the IEC 61850 series of standards system.

Part	Item	Contents
Part 1	規格の概要	規格の概要として、目的、歴史、特徴、コンセプト、システム全体概要などが説明されている。
Part 2	用語	IEC 61850 や海外の変電所監視制御システムにおいて使用されている用語が説明されている。
Part 3	一般要求仕様	次の事項に関する要件が定義されている。 <ul style="list-style-type: none"> ● 品質要求(信頼性、可用性、保守性、セキュリティ、データ完全性) ● 耐環境性能(温度、湿度、気圧、機械的・振動的条件、汚損・腐食、EMI(Electromagnetic Interference)耐性、EMI放射) ● 電源(定格電圧、電圧変動範囲、電圧瞬断、電圧品質)
Part 4	システム・プロジェクト管理	変電所監視制御システムのシステム管理、プロジェクト管理に関わる以下の事項について規定されている。 <ul style="list-style-type: none"> ● エンジニアリングプロセスとサポートツール ● システムライフサイクル ● 開発から廃形・運用停止に至るまでの品質保証
Part 5	通信要求仕様	IEC 61850 における情報のモデリングアプローチを説明している。概念的な内容となっている。
Part 6	変電所構成言語	変電所監視制御システムの構成や装置機能を記述するための言語として、システム構成記述言語(SCL)を規定している。SCL は XML(Extensible Markup Language)に基づいており、以下について記述するものである。 <ul style="list-style-type: none"> ● 変電所構成：系統・機器構成、装置構成 ● 通信システム構成：装置間の通信接続関係 ● 装置構成：論理ノード構成、通信メッセージ
Part 7	基本通信構造	情報モデル(論理ノードと通信サービス)を規定している。Part 5 で説明されている概念モデルに基づき、実際に適用される実装モデルを規定している。以下のパートで構成されている。 <ul style="list-style-type: none"> ● Part 7-1 原理とモデル

		<p>Part 7 の概要説明</p> <ul style="list-style-type: none"> ● Part 7-2 抽象通信サービスインタフェイス(ACSI) ACSI についての規定。通信サービスを規定。 ● Part 7-3 共通データクラス(CDC : Common Data Class) Part 7 で共通的に使われるクラスである CDC についての規定。 ● Part 7-4 論理ノード 各論理ノードの規定。
Part 8	特定通信サービス マッピング(SCSM)	<p>Part 8 および Part 9 では個別の SCSM を規定している。</p> <p>Part 8-1 MMS およびイーサネットへのマッピング 変電所内の一般通信用として MMS (ISO 9506-1, 9506-2), イーサネット(ISO/IEC 8802-3)へのマッピングを規定。</p>
Part9	特定通信サービス マッピング(SCSM)	<p>Part 9-1 サンプル値伝送(1 対 1 接続)(Edition 1 のみ)</p> <ul style="list-style-type: none"> ● サンプル値伝送のイーサネット(1 対 1 接続)へのマッピングを規定。 ● Part 9-2 サンプル値伝送(プロセスバス) サンプル値伝送のイーサネット(プロセスバス)へのマッピングを規定。
Part 10	適合性試験	規格との適合性試験の標準手法を規定している。

(2) IEC 61850 適用分野拡大状況

IEC 61850 は、SAS を構成する IED 間の相互接続の実現を目的とした 10 のパートから構成される通信規格として、Edition 1 が前述のごとく 2002 年から 2005 年にかけて発行された。以降、海外において変電所分野への規格の実適用が開始されたと同時に、風力・水力発電や分散電源などの SAS 以外の分野へ IEC 61850 を適用するための規格として、拡張規格も発行されるようになった。これにより適用分野の拡大が進んだ。

さらには、規格の改善や拡張規格において、新規に規定した論理ノードなどを基本規格へ取り込むことを目的に、2013 年までに主要なパートの改訂がなされ、Edition 2 の発行がなされた⁽⁴⁾。近年、規格の適用分野の拡大がさらに進み、風力・水力発電、分散電源のみでなく、火力発電、需要家側システムとのインタフェイスなどのスマートグリッド関連分野へも適用が拡大しつつある。一方、スマートメータ用通信規格である IEC 62056 とのマッピングを規定する作業も始められている(Fig.2.7.参照)。

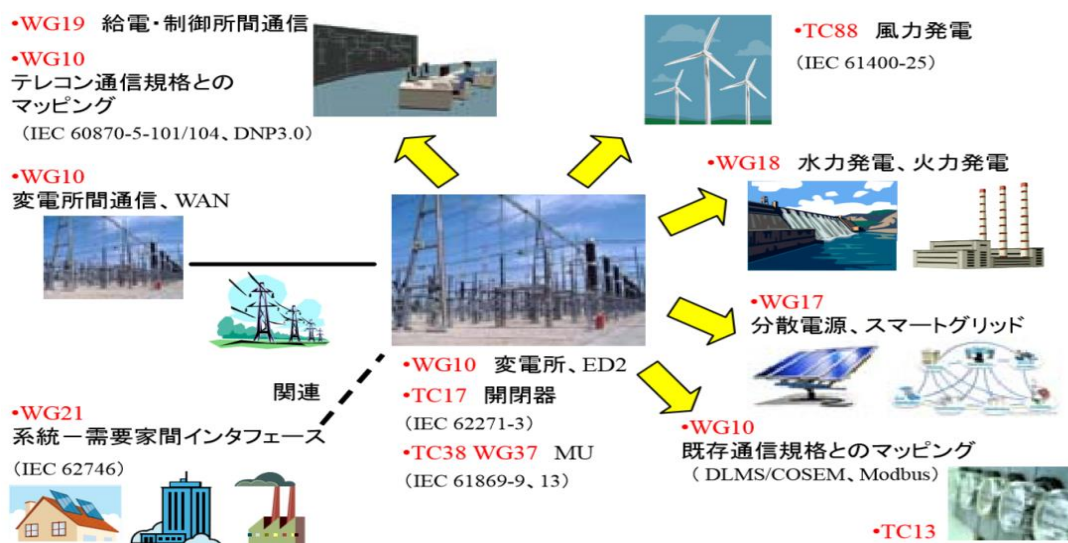


Fig. 2.7. Expansion of IEC 61850 application areas.

出典：平成 26 年電気学会電子・情報・システム部門大会講演集⁽⁴⁾

また、IEC 61850 を扱う WG を横断した活動として、IEC 61850 の UML (Unified Modeling Language) モデル化や、新たな SCSM としての Web サービスへのマッピングの検討、IPv6 の導入、ユーザから規格適用上の課題などを収集した改善検討を行うユーザフィードバック活動なども行われているところである⁽⁴⁾。

(3) IEC 61850 と配電自動化システム

わが国の配電自動化システムは、各電力会社の配電系統や配電業務に合わせた組織体系によりそれぞれシステムが構築され、運用されている。これらシステムで利用されている通信プロトコルには独自の方式が採用されている。

一方、国際標準として、IEC 61850 を配電自動化システムに適用することが検討されている⁽⁵⁾。米国では、NIST が主導し SGIP (Smart Grid Interoperability Panel) を組織して、第 1 章で述べてきたように 2010 年 1 月に Frame Work & Road Map (release 1.10) を発表した。その後、75 の関係規格を洗い出し、16 の優先検討項目 (PAP: Priority Action Plan) を決めている。そのうち、PAP08、PAP14 では、配電自動化システムの検討がなされている。そこでは、配電系統の系統認識と動的運用最適化、電力ネットワークサービスの信頼性や電力品質、電力ネットワーク効率の向上およびサイバーセキュリティの確保を目的に、Advanced Meeting Interface Infrastructure と再生可能エネルギーを含む分散電源、デマンドレスポンス、プラグイン電気自動車などを含んだエネルギー貯蔵、需要家へのタイムリーな情報と制御選択機能といった幅広い配電領域について、必要なデータ収集、判断・解析、送電、発電システム運用と協調した配電運転制御の実現に向けて検討がなされている (Fig.2.8 参照)。

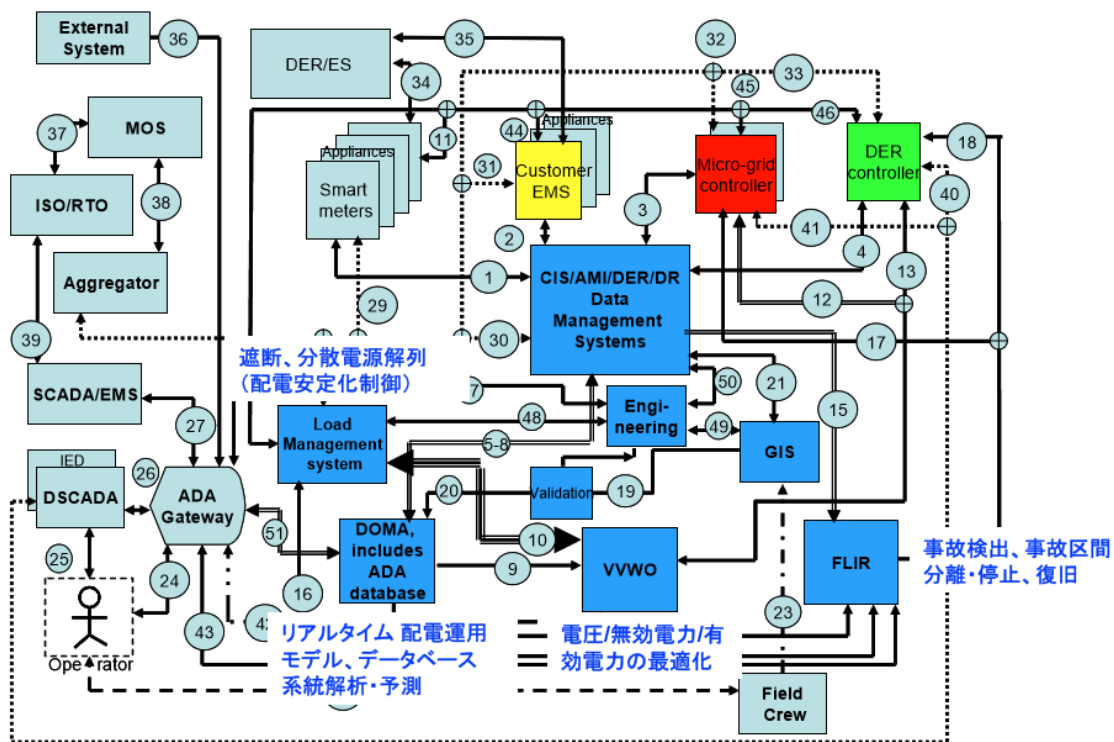


Fig. 2.8. Logical interfaces between the major actors for the Distribution Grid Management use case.

出典：Distribution Grid Management (Advanced Distribution Automation) functions Use Case Description の図を日本語に翻案⁶⁾

2. 4 国際標準を適用する社会的メリットとデメリット

国際標準に準拠するメリットには、汎用装置の利用が可能となり、設備調達の実施が広がり、低コスト化に寄与できることと、インタフェースや情報フォーマットの統一により、従来の専用システムの中でのみ活用されていた情報を他のシステムでも用いることが容易となる点がある。また、専用システムに比べて、拡張性や柔軟性を確保できる可能性が高いことがあげられる。

一方、従来の専用システムは国内電力各社ごとの独自方式であるため、特に通信プロトコルにおいて接続機器が制限され、セキュリティリスクが比較的小さいというメリットがある。加えて、機器に必要な要件を十分に検討した仕様で設計・製作されており、安定したシステム構築が可能である。ただし、専用仕様の特注品であるために、高コストで他システムとの連携が容易でないという問題がある。さらに、国際標準に準拠した機器が主流になる中で、専用仕様の機器の長期的な供給や保守対応の面で問題がある。

他方、国際標準に準拠した機器を用いることは、先述のようなメリットがある反面、汎用部品の使用による信頼性の低下や、接続可能な機器の増加によるセキュリティリスクが懸念される。その

Table 2.1. Advantages and disadvantages to conform to international standards.

出典：電気協同研究 第 69 巻第 1 号⁽⁷⁾

分類	メリット	デメリット
国際標準	<ul style="list-style-type: none"> ● コスト削減 ● 他システムとの連携の容易性 ● 最新技術の利用 ● 拡張性, 柔軟性向上 	<ul style="list-style-type: none"> ● 汎用機器による信頼性の低下 ● セキュリティリスクの増加
独自仕様	<ul style="list-style-type: none"> ● 接続機器が制限され, セキュリティリスクが小さい 	<ul style="list-style-type: none"> ● 高コスト ● 他システムと連携が容易でない ● 長期的な機器供給や保守への信頼性低下

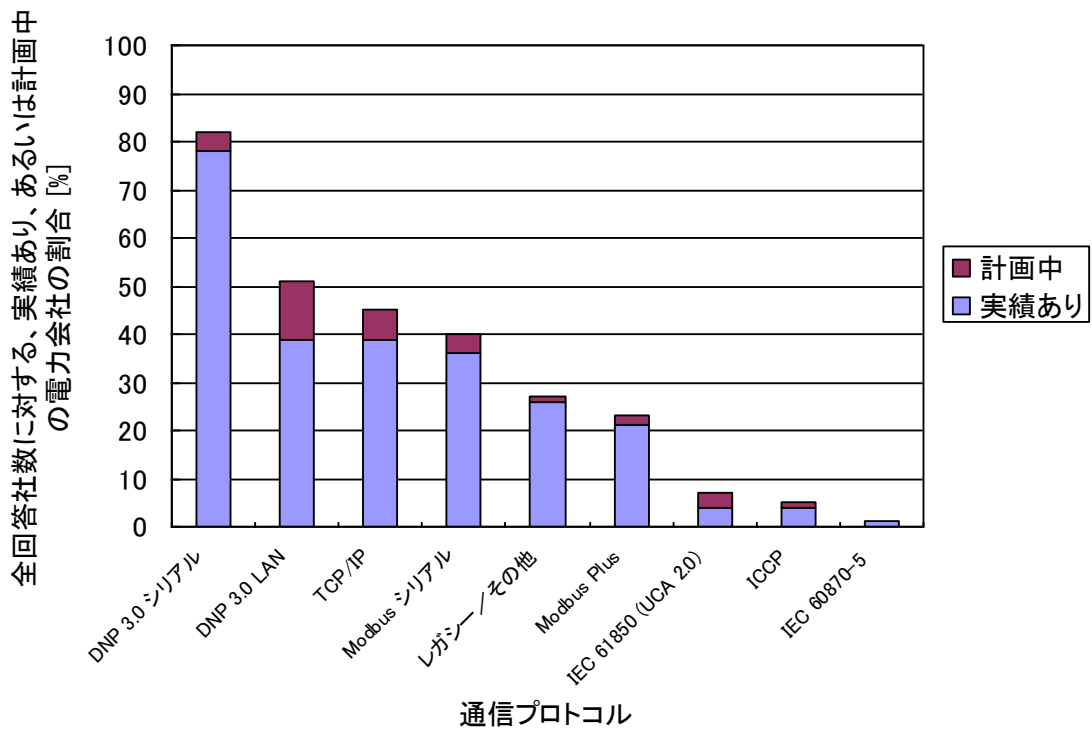
ため、特に通信に関する仕様やシステムの要件について、適切に設計し要件を満たした製品を選択すること、また、セキュリティの確保に留意した運用を行うことが、より一層重要になる。なお、セキュリティに関しては、電力ネットワークはイントラネットを構築し、専用線とすることで対応できると考えられる(Table 2.1 参照)。

2. 5 IEC 61850 の実態調査

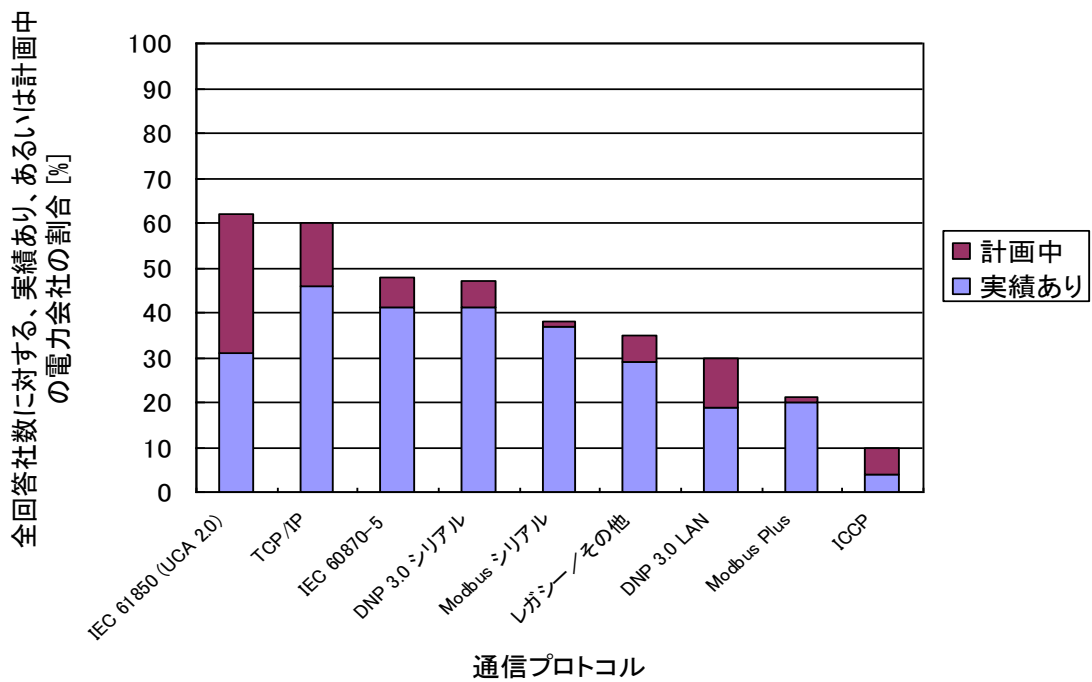
2.5.1 IEC 61850 の適用状況

IEC 61850 の適用状況は、米国 NEWTON-EVANS RESEARCH COMPANY による全世界の電力会社を対象とした調査結果が報告されている⁽⁸⁾。このうち、2008 年 5 月に CIGRE ワーキング活動用に公開されている調査報告書を参考にしてまとめた文献⁽⁹⁾によれば(Fig.2.5 参照)、北米では、約 80%が DNP 3.0 シリアルを、約 50%が DNP 3.0 LAN の実績がある、あるいは計画中である。IEC 61850 の適用は、3%と非常に少なく、2010 年までの適用計画数も少ない。この他には Modbus シリアルの適用が多い。北米以外では、既適用および適用計画中の規格として、IEC 61850, DNP 3.0 シリアルと IEC 60870-5 の割合が多い。IEC 61850 の適用率は、北米と比べて高い数値となっている。

一方、国内では、一部の電力会社において、IEDを適用しているものの、各社独自の通信方式が適用されてきたが、近年、イーサネットを適用したシステムが増加している。海外では独自の通信方式よりも DNP3.0 や IEC 61850 など統一した通信方式が適用されており、さらにイーサネットの適用を前提とした IEC 61850 の適用が増加する傾向がある。



(a) Answer of about 150 companies in North America.



(b) Answer of about 70 companies outside of North America.

Fig. 2.5. Application status of the communication protocol in SAS (2008).

出典：「変電所監視制御システム技術」電気学会技術報告，第 1203 号⁽¹⁰⁾

2.5.2 IEC 61850 関係論文のサーベイ

海外の論文では、IEEE の論文誌・国際会議予稿集に IEC 61850 関連で取り上げられた論文が 2008 年から 2013 年間だけで約 630 件掲載されており、うち 2012 年だけで 113 件、2013 上期だけでも 45 件あり、活発な議論がなされている。特に本研究に参考となる文献調査を行うため IEC 61850 の GOOSE 通信サービスをはじめ信頼性について調査した。

本研究に関して、IEC 61850 に関する文献調査結果を以下に示す。

文献(11)は GOOSE 通信サービスを用いた peer to peer 通信を基本とした保護機能検証を行っていることが明記されているが、主として GOOSE 通信サービスについての規格・概要が前半部分を占めており、後半部分に試験環境の説明が記載されている。この文献は、次章以降で述べる実験環境とはほぼ同じで、LAN アナライザで GOOSE を観測はしているものの、規格概要と試験環境に留まっており、実験結果は記載されていない。

文献(12)は IEC 61850 に準拠した SAS アーキテクチャデザインの紹介をしている。SAS はステーションレベル、ベイレベル、プロセスレベルの 3 つの階層で呼ばれることが一般化されつつあり、ステーションレベルには上位の給電・制御所への伝送装置や集中監視制御装置 (SCADA: Supervisory Control and Data Acquisition)があり、ベイレベルでは各送電線に対応する IED が、プロセスレベルでは主回路機器とその端末がある。そこで、ステーションレベル、ベイレベルで装置間を接続する際にリング型やスター型などを紹介し、それぞれのメリット・デメリットが記載されている。その中で IEC 61850 に準拠し、SAS に適する構成としては、拡張、保守に柔軟で信頼性があるハイブリッドスター形リング構成が考えられている。ネットワークのパフォーマンスなどをテストし、検証する必要があることを明記している。しかしながら、この文献では、汎用的なネットワークにおける GOOSE の振る舞いをシミュレーション上での検証に留めており、実機検証までには至っていない。

文献(13)は IED の一般的なモデルと、OPNET Modeler を使用した SAS 用通信網の性能と拡張性の問題を解決するためのプラットフォームが提案されている。その中でシミュレータソフトを用いて小規模・大規模構成の変電所を模擬し、各模擬構成における GOOSE 通信サービスの伝送時間の遅延を算出している。文献(11)と同様にシミュレーションによる検証に留まっているため、実際の変電所や開閉所を模擬、または実機を使用して検証しているわけではない。

文献(14)は IEC 61850 とシーケンス制御のための国際標準である IEC 61499 の相互作用および IEC 61850-7-2(通信サービス)を使用して IEC 61499 に準拠した異なるインタフェース間を接続するロジックである「glue logic」と IEC 61850 に準拠したデバイスのアプリケーションの組み合わせ方法を提案している。この文献は、IEC 61850 および 61499 についての規格の説明が主となっている。

文献(15)は保護・制御向け IED を IEC 61850 に適用した場合、信頼性の高い情報交換が実現できると明記されている。特に GOOSE 通信サービスの利点や SAS を実現させるために必要な事柄が述べられている。この文献は成果報告や提言ではなく、基本的な規格・概要説明に終始しており、検証結果の報告や提言ではなく、GOOSE の利点について述べているに過ぎない。

文献(16)はデジタル保護システムにおける各要素の重要度解析について述べられている。Birnbaum's measure と Criticality Importance と呼ばれる二つの手法を用いて、信頼性指標を確立することに焦点を当てている。2つの手法とも原子炉をはじめシステムの安全重要度評価に用いられている。Birnbaum's measure とは、Mathematica の信頼性計算にも取り込まれており、安全重要度評価の機器重要度の算出に用いられている。Birnbaum's measure では、システムの弱点を見きわめるための解析を行い、Criticality Importance では保護リレーの正動作を優先させるために用いられている。さまざまなシステム構成を例に、それに対する信頼性および重要度解析を実施しているため、具体的なシステムについて応用できる点が多い。

文献(17)は SAS の信頼性について、コスト面や実現可能性などの現実的な制約を考慮したうえで、最小費用分配法に基づく信頼性最適分配法を提案している。故障率から機器の信頼性を導出し、等価冗長係数を使用して、システムの信頼性が高くなるよう最適化計算、二重化すべき要素の特定に関する計算などを行っている。しかし文献(15)(16)(17)ともに物理的な SAS トポロジーにのみ着目しており、ひとつひとつの部品故障による SAS の一部機能不全には言及していない。

文献(18)は IEC 61850 規格に基づいた SAS の機能的な試験方法や相互運用性の試験方法についての論文である。実機を用いて複数メーカーの IED の能力などを分析・評価を行っている。基本的なシステムを構築し、ネットワーク負荷をかけて伝送時間の測定も行っている。この文献は、システムのベンチマークの構築と、そのシステムの性能評価という点では本研究と共通点が多い。文献のシステムでは、5つの異なるメーカー製の IED を使用している。そして、それぞれの IED の処理能力を間接的に測定する方法を提案している。また、ネットワーク負荷を模擬するパケットジェネレータには tcpreplay を使用し、リアルタイムでの帯域幅計測とネットワークの総トラフィックフローを監視するソフトとして、iperf というネットワーク監視ソフトを使用している。ネットワークパケットとして TCP/IP を 71.7%、UDP/IP を 3.1%、GOOSE を 24.9%、そのほかのデータを 0.3% 含め検証している。

文献(19)は SAS の信頼性を定量的に評価するための総合的な手法を説明している。その手法とは、イベントツリー手法に基づいており、条件付き確率を用いた手法となっている。変電所を構成する要素およびネットワーク構成も含むシステム構成の信頼性を変電所の開閉動作機能に落とし込んでいる。また、構成要素の感度分析を行うことで、変電所の中でどの IED 内のモジュール

ルなどが重要なのかの解析も行っている。ただし、保護機能についてはあまり考慮されていない。この文献については、次章のイベントツリーを用いた信頼性評価手法を提案する際に、参考にして信頼性評価法を考えた。

文献(20)では SAS は、障害が発生した場合に、常時監視回路が SAS の見張りとしての重要な役割を果たしているとして、これらの見張りの完全性と有効性は、SAS を構成する部品の信頼性に大きく依存しているとしている。SAS の主要な構成要素の一つは、適切な保護および障害発生時の復旧操作のために運転者に意思決定判断の要素を提供することである。IED の故障は、SAS のすべてのパフォーマンスに影響を与え、電力系統保護の信頼性を低下させる。このため、この文献では IED のこれまでの重大事故のデータを使用して、132kV の伝送オーバーヘッドライン SAS の信頼性と可用性を評価するため、信頼性ブロック図を適用し、議論している。

文献(21)は、原因修復が信頼性のモデリングに重要な役割を果たしていることに着目して、信頼性、可用性上、装置の修復への影響を調査している。その後、定量評価し、SAS の信頼性と可用性指数の大幅上昇に寄与するような部品修理が有効であることを示している。加えて、修復可能なこのモデルは、他のシステムと比較しても信頼性の高い SAS であることを確認している。重要度を測定することによって、修復可能な SAS を設計し、その性能を向上しようとする設計者のために、この提案は有益であるとしている。

文献(22)は SAS の定量的な信頼性評価を行い、電力ネットワークの信頼性に対して SAS が及ぼすさまざまな影響を評価している。イベントツリー手法、信頼性ブロック図のアプローチに基づいており、提案するアプローチは、8 つの基本的な SAS の構成に適用され、SAS の利点を定量的評価している。定量的アプローチとして、1) 自動操作時間における変電所の信頼性評価をすること、2) 高速自動切替動作に信頼性指標の改善度が高いこと、3) さまざまな SAS で、最も信頼性の高い変電所の構成をランク付けするため効果的なツールを提供すること、4) 定量的分布の信頼性指標にさまざまな SAS の効果を評価したこと、の 4 点が挙げられる。

文献(19)~(22)では、いずれも SAS のネットワーク構成および主回路構成に関する信頼性評価方法を提案している。しかし、IED の具体的配置や保護制御機能には言及していない。

文献(23)において、マルコフモデルは、SAS に適用される IED の unreadiness 確率と、IED が不稼働率を決定するため、以前のモデルを拡張し、改善したものであると紹介されている。unreadiness 確率およびその改善手法では、新しいマルコフモデルに基づいて提案されており、新しいモデルでは、unreadiness より直接的かつ物理的に重要な定義を提供しており、信頼がおけるとしている。このモデルを使用して、IED の試験時間の最適値を推定している。

文献(24)において IED は、過去数年間にわたり、多機能デジタルリレーに進化し、SAS の信頼性レベルを維持するうえで重要な役割を果たしているとしている。中でも自己診断機能の信頼性を評価されるべきであるとしており、1)リレーのハードウェア、2)リレーのソフトウェア、3)補助リレー類、および 4)ヒューマンエラーなど、新たな信頼性モデルは、この 4 つの主な原因に保護システム障害を関連付けることを提案している。また、このモデルでは、そのような自動診断、リレー点検、さらに誤操作など、保護システムの信頼性に重大な影響を与えるようなさまざまな機能について、ケーススタディにより明らかにしている。しかしながら、文献(23)(24)ともに SAS を構成するうえで IED の設置数やそれに伴う IED 内部の構成部品までは考慮していない。

2. 6 IED 適用における課題

IED は、通信機能には前節に示したように DNP3.0 や IEC 61850 を備え、多機能で柔軟性に富んだ保護・計測・記録一体型装置で欧米のメーカ(GE,ABB,SIEMENS,SEL など)が開発し、現在では欧米の電力会社はもとより、中国・韓国・東南アジア・中近東諸国などで標準的に採用され⁽²⁵⁾、スマートグリッドを構成する保護制御ユニット情報端末として位置づけられている。

この技術開発の背景には、保護・計測・記録一体型装置のコストを急激に低減できる ICT の高度な発展、保護リレー用ソフトウェア技術の高度化、マイクロプロセッサの性能向上がある。わが国は、世界に先駆けてデジタルリレーの採用を進め、保護機能を大幅に向上させることにより、電力ネットワークの信頼性向上に寄与してきた。しかし、海外で開発された IED を国内で保護リレーとして適用することについては、これまで国内の規格や各電力会社の仕様に特化した製品が開発適用されてきたため、その適用が遅れているのは否定できない。IED の大きな特長は、①低コスト、②多機能(保護対象のリレー要素がすべて1ユニットに内蔵されているほか、自動オシロ機能も内蔵)、③プログラマブル(ユーザがシーケンス・保護特性を製作可能)、④コンパクトであり、タイマーを含むシーケンスをソフトウェアで構築できるなど、保護リレー盤に組み立てた際の裏面配線が少なくなり、IED リレーユニットのコンパクト性とあいまって、従来の保護リレー盤から大幅な盤面数の削減が期待できる。また、IED は欧米メーカで製作されているため、性能については性能については IEC 61850 に基づく試験が行われている。

2.4 節で示したように、国際標準に関するデメリットとして、IED が汎用機器であり、部品レベルでは信頼性の低下が一部懸念される。IED は標準化された製品ではあるものの、汎用品であり、そのハードウェアが故障する頻度などと、GOOSE 通信サービスに代表される遮断指令や重要な高速伝送について、信頼性の評価が必要である。文献調査において、SAS の設計に関して IED のハードウェア構成や GOOSE 通信サービスにおける信頼性確認について、さらに実機を中心に展開すべき事項があるように思われる。

2. 7 結言

本章では、日本型スマートグリッドとして、東日本大震災以降の新しい電力ネットワークでは、発電所から家電機器までが一つの ICT ネットワークで繋がり、相互に通信可能な環境を整備することの必要性を明らかにした。

次に、IEC 61850 は、日本型スマートグリッドを実現するための中核的な規格として位置づけられているとともに、現在も規格の拡張が検討されていることを述べた。さらに、こうした国際標準を適用する社会的メリットとデメリットを論じ、メリットを生かすために補わなくてはならない IEC 61850 に準拠した IED のハードウェアや GOOSE 通信サービスの信頼性の 2 つの課題について示した。また、信頼性に関する IEC 61850 の文献調査を行い、実機ベースの実験や、変電所全体に言及していないなどの課題を明らかにした。

次章以降では、この課題の解決のため、1 つめに IED のハードウェアの信頼性評価を行う。2 つめに GOOSE における信頼性評価を行う。

第2章参考文献

- (1) http://www.meti.go.jp/policy/energy_environment/smart_community/, 経済産業省, 「スマートコミュニティのイメージ」(閲覧日 2014.11.9)
- (2) <http://www.enecho.meti.go.jp/about/whitepaper/2014html/3-6-1.html>, 「エネルギー白書 2014, 第6章 新たなエネルギー社会の実現, 第1節 次世代エネルギー・社会システムの構築」(閲覧日 2014.9.28)
- (3) “Substation Control and Monitoring System Technology”, Technical Report No1203, IEE Japan, (2010-10) (In Japanese)
「変電所監視制御システム技術」, 電気学会技術報告, 第1203号, 第4章 海外の実態調査, 4.4 IEC 61850 の概要と特徴, pp.84-87 (2010-10)
- (4) K. Hamamatsu, Y. Serizawa, Y. Nakanishi, N. Kawakami, and M. Kitayama : “Outline and Trends of the Standardization Activities on IEC 61850 Standard”, 2014 Proc. of EIS Conference, 2014, IEE Japan, OS2-1 (2014-9) (in Japanese)
浜松浩一・芹澤善積・中西要裕・川上紀子・北山匡史:「IEC 61850 の概要と標準化動向」, 平成26年電気学会電子・情報・システム部門大会講演集, OS2-1 (2014-9)
- (5) N. Senke, T. Otani, H. Yusa, and E. Ohba : “Preliminary Calculations concerning Communication Performance of IEC 61850-based Feeder Automation”, 2014 Proc. of EIS Conference, 2014, IEE Japan, OS2-7 (2014-9) (in Japanese)
千家雅之・大谷哲夫・遊佐博幸・大庭英二:「IEC 61850 を適用した配電線自動化の通信性能に関する試算」, 平成26年電気学会電子・情報・システム部門大会講演集, OS2-7 (2014-9)
- (6) http://www.smartgridinformation.info/pdf/5344_doc_1.pdf, “Distribution Grid Management (Advanced Distribution Automation) functions Use Case Description”, Figure 1. Interface diagram for DGM use case , p38 (2010-02)
- (7) “Efficiency of the operation and maintenance of power equipment by utilizing ICT”, Electric Technology Research Association No.69-1 (2013-07) (In Japanese)
「ICT 利活用による電力設備保守・運用業務の効率化」電気協同研究会 平成25年7月 電気協同研究 第69巻第1号, ICT 利活用に関する技術調査, 3-4 標準化動向, pp112-117 (2013-7)
- (8) <http://www.newton-evans.com/> (閲覧日 2014.11.22)

- (9) Newton-Evans Research Company: Worldwide Market Trends on Adoption of Control Center Security Measures and Use/Plans for IEC 61850 Implementation (2008-2010), Report to CIGRE WG B5.38, 2008
- (10) “Substation Control and Monitoring System Technology”, Technical Report No1203, IEE Japan (2010-10) (In Japanese)
「変電所監視制御システム技術」電気学会技術報告. 第 1203 号, 第 4 章 海外の実態調査, 図 4.13 変電所構内における通信プロトコルの適用状況, p77 (2010-10)
- (11) I. Ali and M. S. Thomas : “GOOSE based Protection Scheme Implementation & Testing in Laboratory”, Proc. IEEE PES Conf. on Innovative Smart Grid Technologies (ISGT) 2011, pp.1-7 (2011)
- (12) J. Tan and W. Luan : “IEC 61850 Based Substation Automation System Architecture Design”, Proc. IEEE Power and Energy Society General Meeting 2011, pp.1-6 (2011)
- (13) T. S. Sidhu and Y. Yin : “Modelling and Simulation for Performance Evaluation of IEC 61850-Based Substation Communication Systems”, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol.22, Issue 3, pp.1482-1489 (2007)
- (14) N. Higgins, V. Vyatkin, N.C. Nair and K. Schwarz : "Distributed Power System Automation With IEC 61850, IEC 61499, and Intelligent Control", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol.41, Issue 1, pp.81-92 (2010)
- (15) L. Sevov, T. Zhao, and I. Volohh : “THE POWER OF IEC 61850 FOR BUS TRANSFER AND LOAD SHEDDING APPLICATIONS” , Record of Conference Papers Industry Applications Society 58th Annual IEEE Petroleum and Chemical Industry Conference (PCIC) 2011, pp.1-7 (2011)
- (16) Peichao Zhan, Levi Portillo, and Mladen Kezunovic: “Reliability and Component Importance Analysis of All-Digital Protection Systems” , Power Systems Conference and Exposition, 2006. PSCE '06. 2006 IEEE PES, pp.1380-1387 (2006)
- (17) Yuzhou Hu, Peichao Zhang, Yongchun Su, and Yu Zou: “An optimal reliability allocation method for digital substation systems”, Transmission and Distribution Conference and Exposition(T&D), 2012 IEEE PES, pp.1-5 (2012)
- (18) G. Manassero, E. L. Pellini, E. C. Senger and R. M. Nakagomi : “IEC 61850 based systems – Functional testing and interoperability issues”, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol.9, Issue 3, pp.1436-1444 (2013)

- (19) Hamze Hajian-Hoseinabadi: “Impacts of Automated Control Systems on Substation Reliability”, IEEE JOURNALS & MAGAZINES, vol.26, pp.1681-1691 (2011)
- (20) Ridwan M.I., Yen Kerk Lee, Musa I.A., and Yunus Bahisham: “ Reliability and availability assessment of transmission overhead line protection system using reliability block diagram”, Power and Energy (PECon), 2010 IEEE International Conference on, pp.964-969 (2010)
- (21) Hajian-Hoseinabadi H. and Golshan M.E.H: “ Availability, Reliability, and Component Importance Evaluation of Various Repairable Substation Automation Systems”, IEEE JOURNALS & MAGAZINES, vol.27, pp.1538-1367 (2012)
- (22) Hajian-Hoseinabadi H., Hasanianfar M., and Golshan M.E.H: “Quantitative Reliability Assessment of Various Automated Industrial Substations and Their Impacts on Distribution Reliability”, IEEE JOURNALS & MAGAZINES, vol.27, pp.1223-1233 (2012)
- (23) Anderson P.M. and Agarwal S.K.: “An improved model for protective-system reliability”, IEEE Transactions on Reliability, IEEE JOURNALS & MAGAZINES, vol.41, pp.422-426 (1992)
- (24) Hossein Etemadi, A. and Fotuhi-Firuzabad, M.: “New Considerations in Modern Protection System Quantitative Reliability Assessment”, IEEE Transactions on Power Delivery, IEEE JOURNALS & MAGAZINES, vol.25, pp.2213-2222 (2010)
- (25) http://www.meti.go.jp/meti_lib/report/2014fy/E004155.pdf (閲覧日 2014.11.30)
「電力システム管理共通情報モデル(CIM)及び変電所通信プロトコル標準普及事業 報告書」, 電気学会・三菱総合研究所, pp.5-40 (2014-3)

第3章 変電所自動化システムにおける信頼性評価

3.1 緒言

前章で述べたとおり、国内外において、SAS のデジタル化が進む傾向にあり、近年では一部の電力会社にて同規格に準拠した装置が採用され始めている⁽¹⁾。IEC 61850 は、今後の普及が期待される分散電源との通信にも拡張されつつあり⁽²⁾、また、IEC TC 57 WG10 においても変電所構内のステーションバスおよびプロセスバスを対象として通信ネットワーク(以下、ネットワーク)構成・冗長化・性能・高精度時刻同期などネットワーク全般に関するエンジニアリングガイドラインが制定されている⁽³⁾。

SAS の構築にあたっては、SAS トポロジーに基づき、システムの性能、信頼性、拡張性、保守性、経済性を評価し、要件を満足するか判定する必要がある。これまで、SAS トポロジーの決定には主に定性的評価が用いられてきたが、近年の研究では定量的評価が試みられている。例えば文献(4)は、デジタル保護システムにおける各要素の重要度解析について述べており、Birnbbaum と臨界重要度と呼ばれる二つの手法を用いて、信頼性指標を確立することに焦点を当てている。Birnbbaum 法では、システムの弱点を見きわめるための解析を行い、臨界重要度は保護アクションを優先させるために用いられる。さまざまなシステム構成を例に、それに対する信頼性および重要度解析を実施しており、具体的なシステムについて応用できる点も多い。また、文献(5)では、コスト面や実現可能性などの現実的な制約を考慮した最小費用分配法を用いた新しい信頼性最適分配法を提案している。機器の物理的な繋がりを視覚的に表現する信頼性ブロック図、各機器の故障率から SAS の信頼性を導出し、システムの信頼性が高くなるよう最適化計算を行うことで二重化すべき個所の選定を行っている。しかし、文献(4)(5)いずれの論文も物理的な SAS トポロジーにのみ着目しており、ひとつの部品故障による SAS の一部機能不全には言及していない。一方、文献(6)~(9)では、SAS の信頼性を定量的に評価するための総合的な手法を説明している。その手法とは、イベントツリーに基づいており、条件付き確率を用いて導いている。これらの論文では、SAS のうち、遮断器や開閉器などの開閉動作機能を考慮したネットワーク構成および主回路構成に関する信頼性指標の導出並びに定量的評価が重点的に行われている。しかし、主回路に対する IED の配置や保護機能は考慮されていない。文献(10)~(11)では、マルコフモデルを用いた信頼性評価法を提案している。この評価法は、SAS と主回路が正常、故障、機器検査の状態に陥る確率の導出、および検査周期がシステムに与える影響について述べているが、IED の配置や IED 内部の構成部品を考慮していない。

以上のように、SAS の信頼性評価に関する研究が行われてはいるが、考慮されるべき点が多く残っている。SAS トポロジーが変化すれば IED の数量、各 IED が担う役割も変化する。どういっ

た役割をどの IED に分担させるのかは設計者に委ねられるため、設計結果に応じて各 IED に搭載される部品の種類や点数が変化する。このため、SAS の設計ごとに、故障する部品によって陥る機能不全の状態は異なる。部品一つ一つの稼働率とイベントツリーを用いれば、このような状況でも、信頼性評価が可能となる。このことから、本章では、これまでの例えば ESW (Ethernet Switch) をどこに置くかなど、ネットワークの接続関係に基づく SAS トポロジーに着目した評価とは違った観点で、ベイレベル IED の役割に着目した SAS の信頼性評価方法を提案する。

本章では、IED の適用における課題である信頼性評価として、まずは、システムの基本構成をなす IED の役割に着目したシステムの信頼性評価方法を提案する。続いて、提案方式の効果が分かりやすい構成の 2 回線送電線モデルに対し、IED 内部のモジュールも考慮した SAS 構成 4 種類に対する適用結果とその有効性を示す。

3. 2 SAS の信頼性評価法

3.2.1 ベイレベル IED の構成分析

SAS のレイヤは前章でも示したとおり、変電所全体の監視制御を行うステーションレベル、送電線や変圧器1つ1つの単位に関する中間位置のベイレベル、主回路との接続に関する現地機器位置のプロセスレベルに分けられる。IED はベイレベルに使用される。IED を構成する部品は、ハードウェアとソフトウェアに分かれる。どちらも機能単位、部分交換可能な構成としたモジュール化が進められている。ハードウェアは基板単位に量産される。ハードウェア・ソフトウェアともに、追加注文をすれば容易に追加や削除ができるようになっている。ソフトウェア上の故障は、未完成のソフトウェアとしてデバックされる。したがって、完成されたソフトウェアの故障は CPU ハードウェア故障に付随して発生するものとして捉えられ、ソフトウェア単独での故障はないと仮定する。一方、ハードウェアの故障は、例えば、一枚の基板やカードが故障の場合、その基板やカードの機能のどの部分が喪失したかを限定できないため、基板単位に修理する。以上のことから、ここでは故障は、ハードウェアモジュール(基板)単位で発生すると定義する。故障は、例えば基板に搭載された部品レベルで発生するが、その故障によって、どの機能が喪失するか限定できないため、基板全体の故障とする。

また、モジュールは、機能全体(Function)あるいは一部の機能(以下、サブ機能:Sub-function)を実現するために必要となるハードウェアとソフトウェアを組み合わせた 1 単位と定義する。IED は、収納されるスロットに電源(D/D:Direct current/Direct current), CPU, AI (Analog Input), DI/O (Digital Input/Output), DI (Digital Input), DO (Digital Output) などの基板またはカードと呼ばれるハードウェアを実装する。各基板またはカードにソフトウェアを内包して機能を実現するため、この基板またはカード単位がここで定義したモジュールに相当することになる。IED は各モジ

ジュールの組み合わせによって構成される。一般的には、各ジュールの収納スロット数並びに 1 枚あたりの DI, DO, AI 点数は IED の型式ごとに定められている。例えば、遮断器(CB : Circuit Breaker)制御機能は電源, CPU, DI/O モジュールの組み合わせで機能を実現する。また、計測機能は電源, CPU, AI モジュールの組み合わせで実現する。

3.2.2 イベントツリー

SAS は、複数 IED 並びに ESW などを組み合わせて実現する。SAS 全体の機能は、各 IED に実装する各ジュールのサブ機能を OR・AND 条件などの論理条件によって組み合わせで構築される。さらに各サブ機能を実現するためにも、同様にいくつかのサブ機能を組み合わせで構成する。さらに展開し続けると、最後にはデータ項目としてこれ以上展開できない単位での組み合わせにより構成することになる。この展開できない最小の単位を、ここでは要素(Element)と呼ぶ。これらの機能の構成方法は設計者に委ねられる。

Fig. 3.1 には二重母線形態から送電線を 2 回線引き出した変電所(開閉所)のモデルを示す。

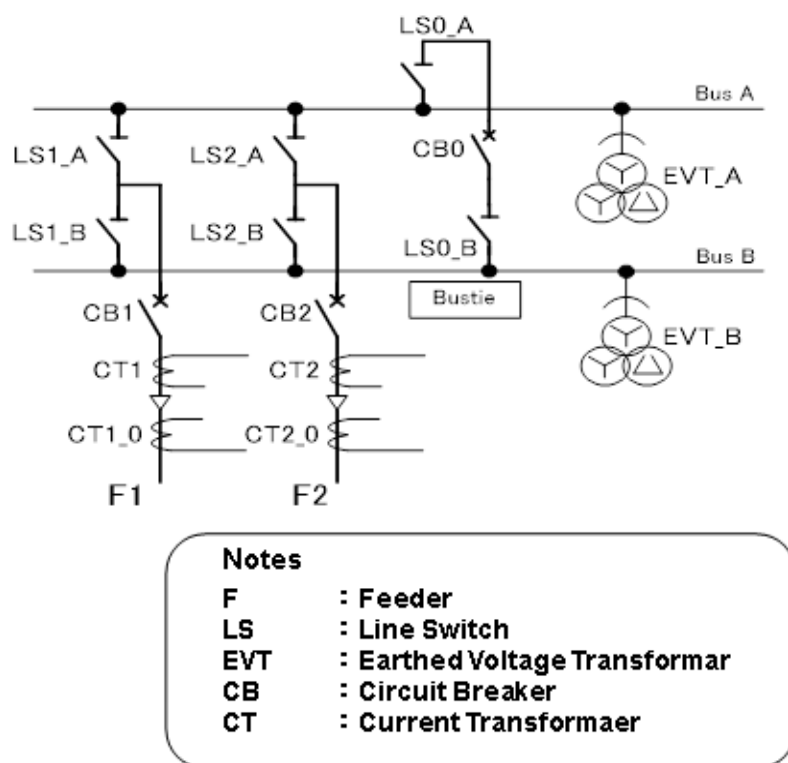


Fig. 3.1. A model of double bus bars and two transmission lines.

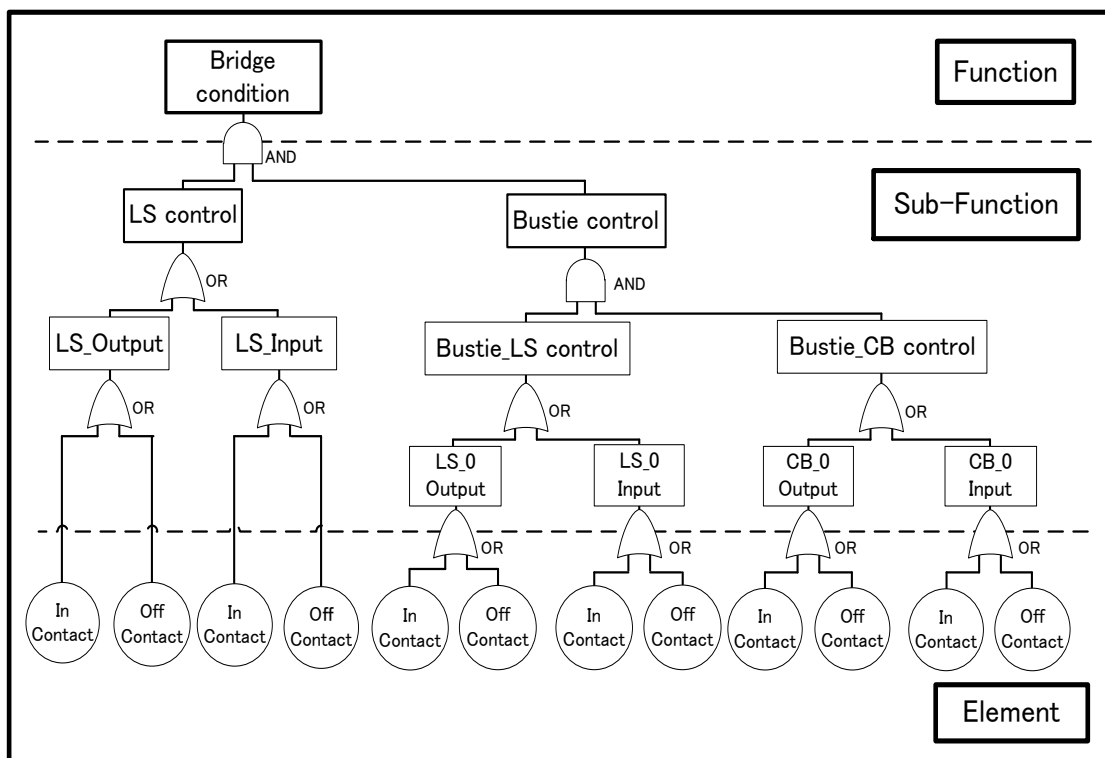


Fig. 3.2. The relationships between sub-functions and function about bridge condition detection.

Fig. 3.2 には「ブリッジ条件検出」機能の例に、機能とサブ機能、要素の関係を示す。「ブリッジ条件検出」機能とは、Fig. 3.1 に示す A 母線 B 母線に接続される同一送電線の線路開閉器(LS : Line switch) 双方とも「入」となった場合をいう。その機能を実現するためのサブ機能には、「送電線の LS 状態」(すべて「入」) やブスタイ条件(CB, LS がすべて「入」) の状態などがある。サブ機能を構成する要素としては、機器の表示接点情報、あるいは機器への操作出力などがある。

モジュールの故障によって陥るイベントを、イベントツリーをたどることで特定する手順について、Fig.3.3 により説明する。あるモジュールが故障する確率 F_{a1} を導入する。次に、故障したモジュールによって喪失する機能を、後述する影響を受ける範囲(送電線単位および機能単位)を表すマトリックス(以下、影響範囲マトリックスと呼ぶ)として用意する。Fig.3.3 の例では、送電線 1 は短絡地絡事故検出が不能となる一方、送電線 2 に関する機能喪失はない。影響範囲マトリックスからイベントツリーに展開するには、Fig.3.2 のような機能とサブ機能の関係図を用いる。これにより送電線 1 の遮断器操作は可能であるが、短絡検出はできないイベントに陥る。

イベントツリーを作成するには、必要となる機能を最初に考える。まず Fig.3.4 のように左から CB 制御、保護リレー要素、表示・計測の順に着目して、陥るイベントまでを記載する。重要な機能ほどイベントツリーの左側に配置する。また、モジュール故障が他回線に影響を与えるイベントも考慮する。各送電線が同一のイベントツリーを持っており、送電線単位でイベントの発生確率が

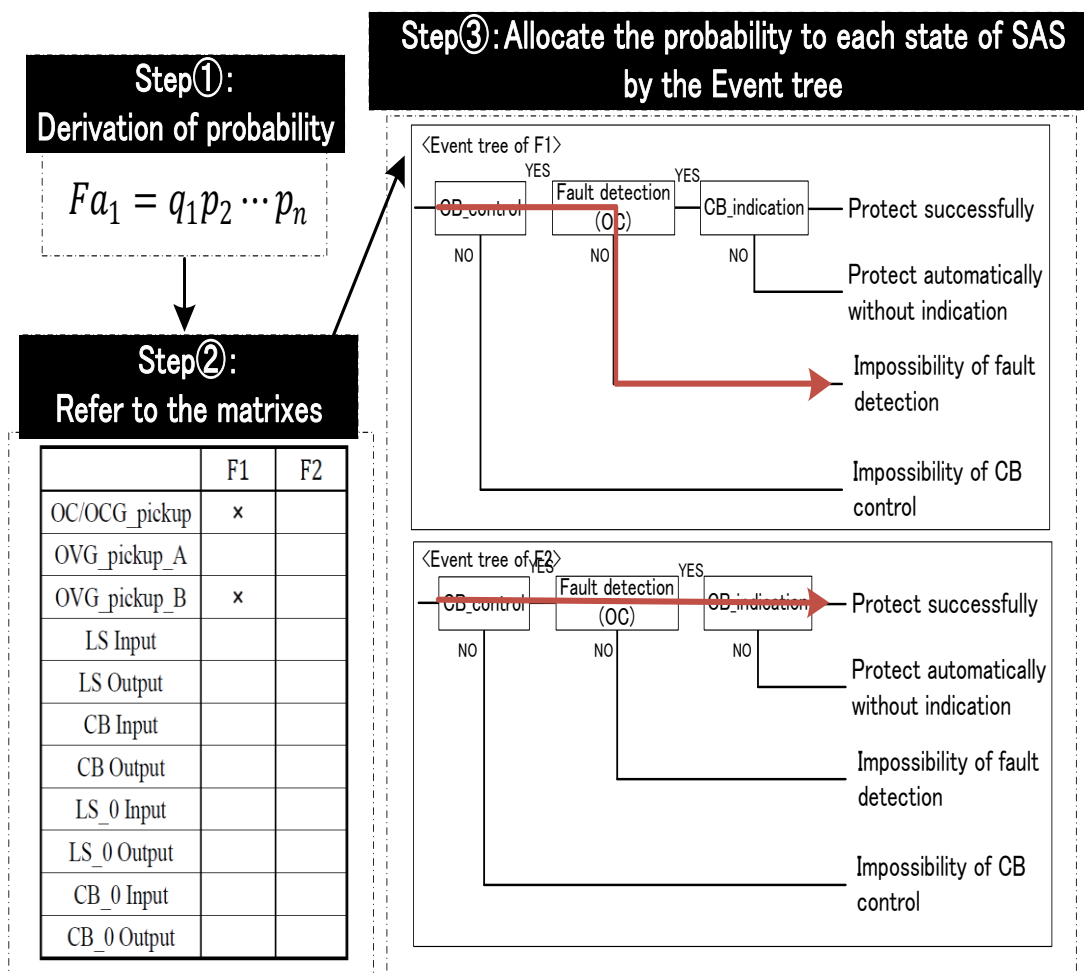


Fig. 3.3. Procedure of the proposed method.

合計される。

以上のことに留意してイベントツリーを作成する。どの送電線(F1~n)も陥るイベントパターンは全く同じであるため、送電線ごとに同じ構成のイベントツリーが用意される。

3.2.3 影響範囲マトリックスとモジュール故障の関係

上述したイベントの発生確率がSAS全体の信頼性評価となる。このイベントを決定するために、故障したモジュールがどの機能に影響するかを把握することが重要である。すべてのモジュール(Module 1~n)に対してFig.3.5に示すような影響範囲マトリックスを用いることにより、モジュール故障が機能に与える影響の把握を支援する。

この影響範囲マトリックスは、各モジュールがどういったサブ機能の集合なのかを把握しながら作成する必要がある。このためには先のFig.3.2のような設計図が必要である。Fig.3.2をもとに、影響範囲マトリックスFig.3.5が完成する。Fig.3.5の各行は各サブ機能を示しており、各列はすべての送電線を示している。故障したモジュールによって、影響のあるサブ機能に対して影響を与

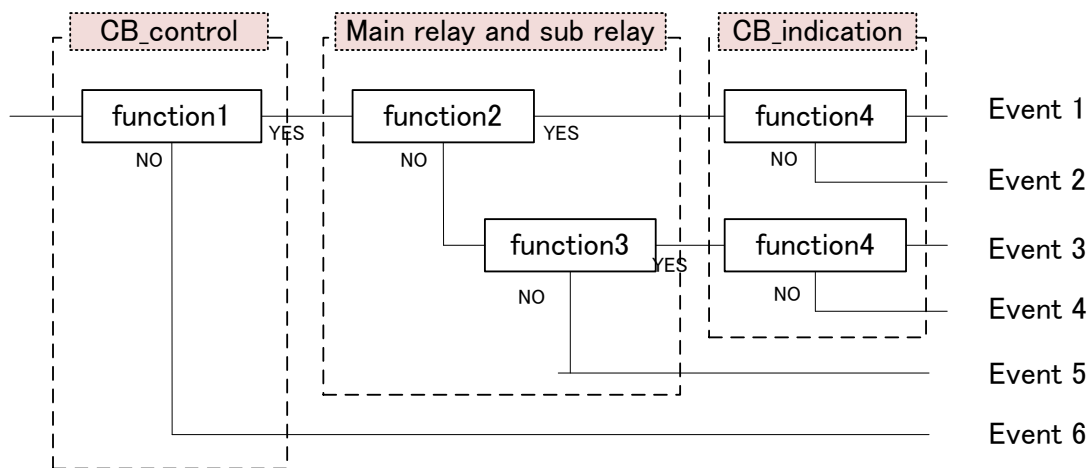
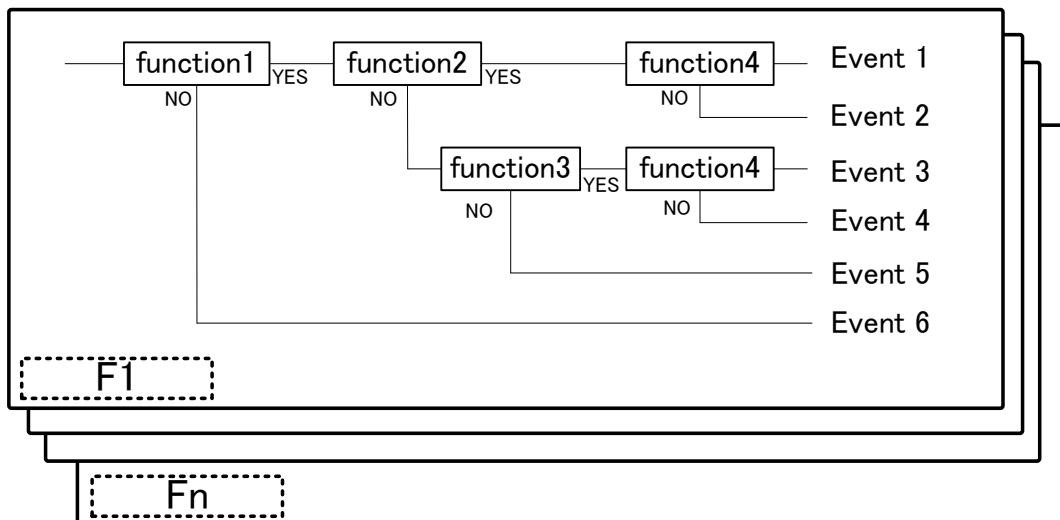


Fig. 3.4. Event tree for Feeders.

える特定の送電線を Fig.3.5 のようにチェックする。万一複数のモジュール故障が発生した場合は、対象モジュールの OR 条件として影響範囲マトリックスを重ね合わせることでシステム全体の故障箇所を決定する。これによりモジュール故障によってどのサブ機能が使用できなくなるのか、ないしはどの機能に影響があるのかを把握する。

3.2.4 システム全体の稼働率導出

提案する評価法では、IED を構成する各モジュールに独立な不稼働率を与える。ここでは、IED が 3 つのモジュールで構成された場合を例に示す。各モジュール名を Module1, Module2, Module3 とする。Table 3.1 により与えられた場合を示す。各モジュールが故障する確率に基づき、全モジュールの組み合わせについて算出する。これを、Table 3.1 に示した確率変数を用いて表すと、以下の式に示すとおりとなる。

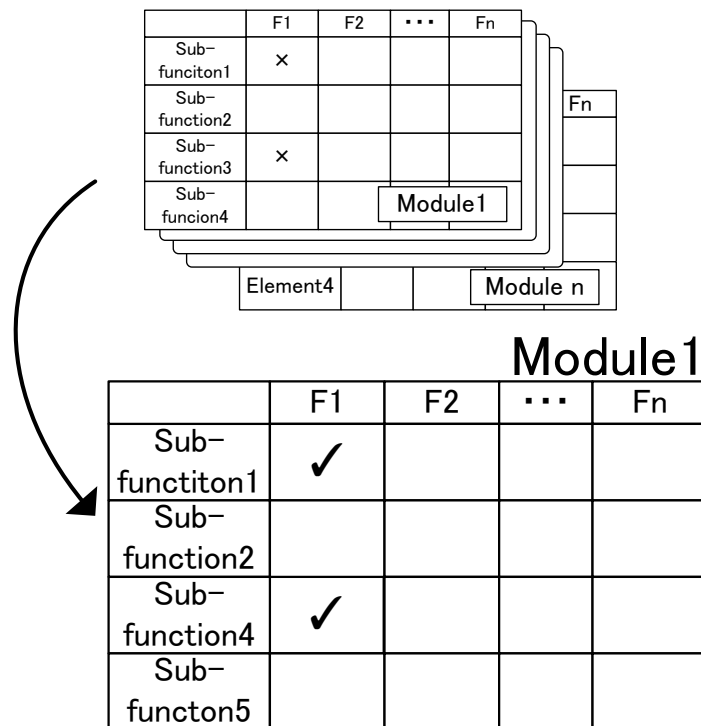


Fig. 3.5. Impact matrix.

Table 3.1. Unavailability of each module.

Module Name	Unavailability	Availability
Module1	q_1	$p_1 (=1 - q_1)$
Module2	q_2	$p_2 (=1 - q_2)$
Module3	q_3	$p_3 (=1 - q_3)$

①1つのモジュールが故障した場合、故障する確率 Fa は、

$$Fa_1 = q_1 \times p_2 \times p_3$$

$$Fa_2 = p_1 \times q_2 \times p_3$$

$$Fa_3 = p_1 \times p_2 \times q_3$$

②2つのモジュールが故障した場合

$$Fa_4 = q_1 \times q_2 \times p_3$$

$$Fa_5 = q_1 \times p_2 \times q_3$$

$$Fa_6 = p_1 \times q_2 \times q_3$$

③すべてのモジュールが故障した場合

$$Fa_7 = q_1 \times q_2 \times q_3$$

④故障がない場合

$$R = p_1 \times p_2 \times p_3$$

すべての発生事象の確率の和については,

$$R + \sum Fa_n = 1$$

の関係が成り立つ。したがって、システム全体の稼働率は、IED を構成するモジュールの不稼働率の組み合わせの乗算によって計算される。すべての組み合わせを考慮した後、イベントツリーで割り当てられた確率をイベントごとに合計する。イベントツリーの各結果の確率の合計は 1 となる。

3. 3 ケーススタディ

本節では、前節で述べた提案手法をケーススタディとして簡単な送電線モデルに対して適用する。短絡保護および地絡保護に関して SAS の信頼性評価を行い、その結果について述べる。

3.3.1 比較検証モデル

前節の提案法の有用性を確認するため、2つの IED を用いて 2 回線送電線モデルの信頼性を比較する。比較する 4 つの SAS 構成を Fig.3.6 に示す。

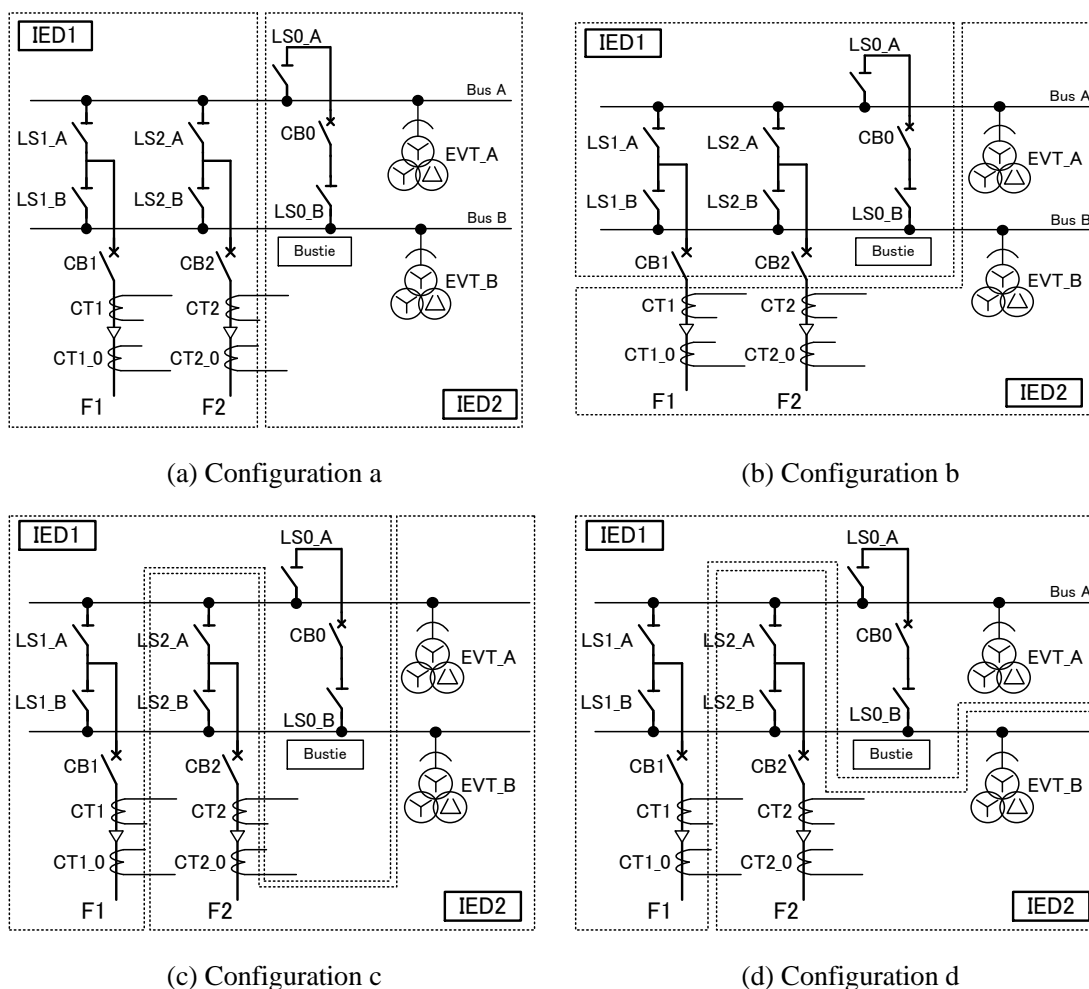


Fig. 3.6. Configurations of SAS.

構成(a)では、IED1 に2つの送電線の情報を取り込み、IED2 に母線電圧とブスタイ情報を取り込む。構成(b)では、IED1 にブスタイ並びに送電線に関する開閉機器情報を取り込み、IED2 に送電線に関する VT・CT 情報を取り込む。構成(c)では、各送電線単位に各 IED が対応するが、IED1 には、ブスタイ情報を IED2 には母線電圧情報を取り込む。構成(d)では、各送電線情報に IED を対応させ、各々が別々の母線電圧情報を取り込む。構成に依るが、2つの IED は電流・電圧値など互いに情報をやりとりしていると仮定する。4つの構成モデルとも2つの IED が与えられ、各 IED モジュールは、電源、CPU、AI、DI/O、DI、DO モジュールのいずれかの組み合わせから構成される。また、変電所の主回路構成は、構成(a)から構成(d)の4つの構成モデルとも全く同じ変電所モデルである。このため、IED に接続される AI や DI、DO の点数の合計は、どの構成モデルにおいても同一である。

3.3.2 パラメータの設定

各モジュールには不稼働率を与える必要があり、Table 3.2 のごとく与えられた場合を考える。

Table 3.2 Unavailability of each module.

Module	Unavailability
D/D	50×10^{-4}
CPU	10×10^{-4}
AI	40×10^{-4}
DI	20×10^{-4}
DI/DO	35×10^{-4}
DO	30×10^{-4}
Communication	20×10^{-4}

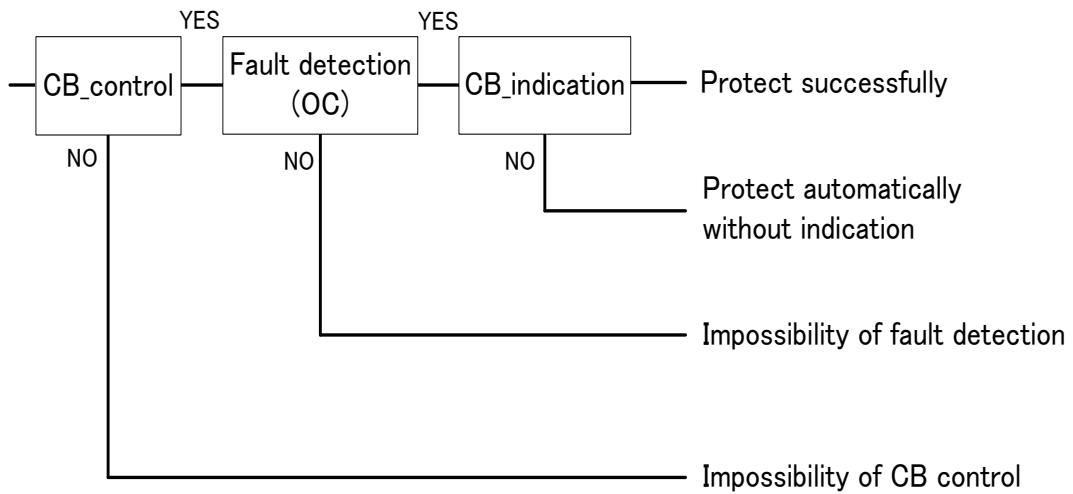
IED の不稼働率については、IED の構成部品について過去の不具合実績を調査し、それぞれの部位ごとに不稼働率を算出した文献⁽¹²⁾もあるが、ここでは便宜上各不稼働率を高めに設定した。

3.3.3 イベントツリー

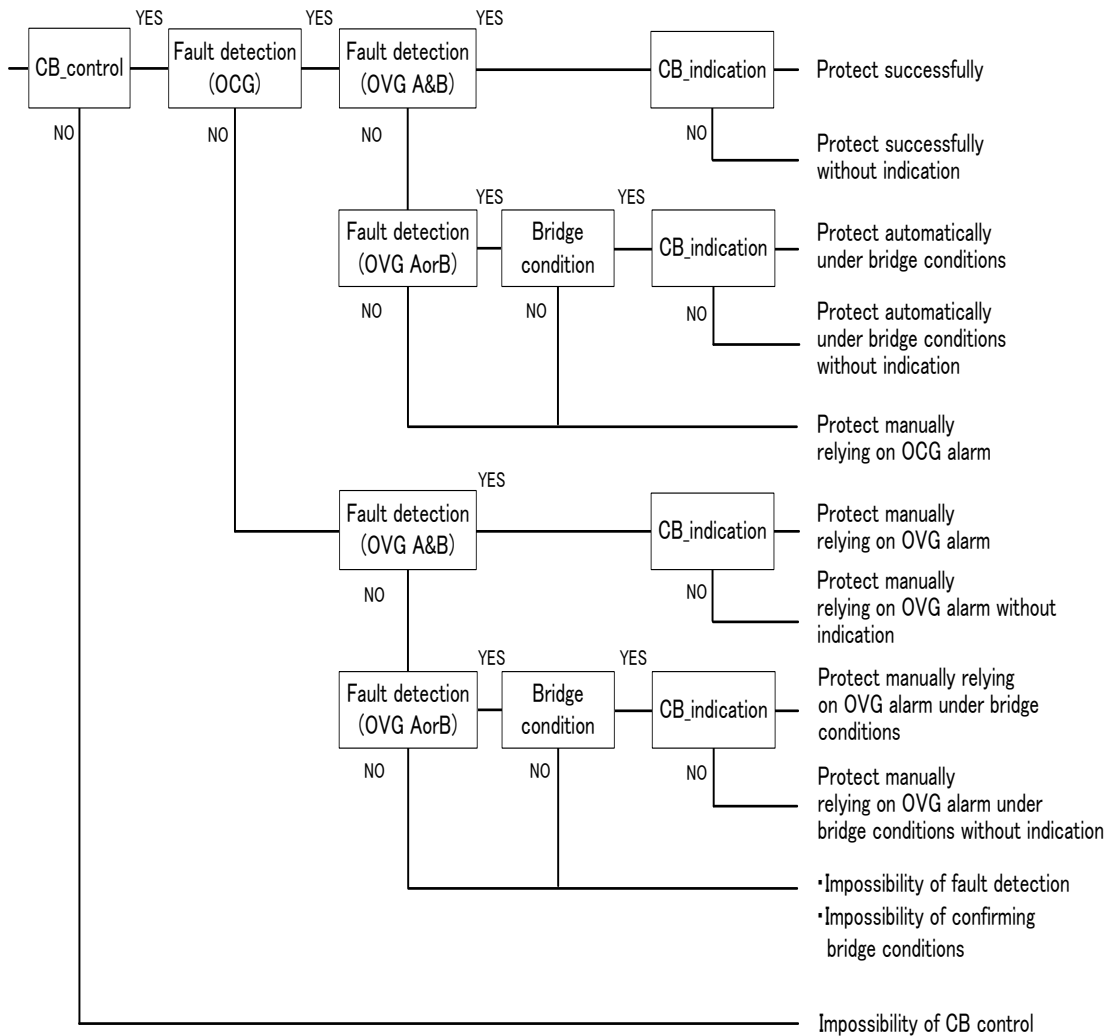
イベントツリーは、先に述べた CB 制御、保護リレー要素、表示・計測の順に記載するルールに則り作成する。短絡保護については過電流保護リレー（以下、OC）による保護を行い Fig.3.7 (a)のごとく、地絡保護については地絡過電流保護リレー（以下、OCG）と過電圧保護リレー（以下、OVG）による保護を行い Fig.3.7(b)のごとく記載することができる。モジュールが故障となったとき、一部の機能不全によって陥るイベントは構成モデルにより相違する。前述のごとくシステム全体の稼働率は、IED を構成するモジュールの不稼働率の組み合わせの乗算によって計算され、イベントツリーによってイベントごとに合計され、すべての結果の確率合計は 1 となる。

3.3.4 影響範囲マトリックス

影響範囲マトリックスを Table 3.3 に示す。影響範囲マトリックスは先に述べたように各行は各サブ機能、各列は 2 つの送電線を示しており、故障したモジュールによって、どの送電線のどのサブ機能に影響を与えるかチェックする。これを元に、Fig.3.7 の送電線保護リレーシステムのイベントツリーのどの故障ランクに該当するのか確認する。



(a) Event tree for OC protection



(b) Event tree for OCG protection

Fig. 3.7. Event trees.

Table 3.3 Impact matrix used in the case study.

Sub-function	F1	F2
OC/OCG pickup	✓	
OVG pickup_A		
OVG pickup_B		✓
LS_DI	✓	
LS_DO		
CB_DI		
CB_DO		✓
LS0_DI		
LS0_DO		
CB0_DI		
CB0_DO		

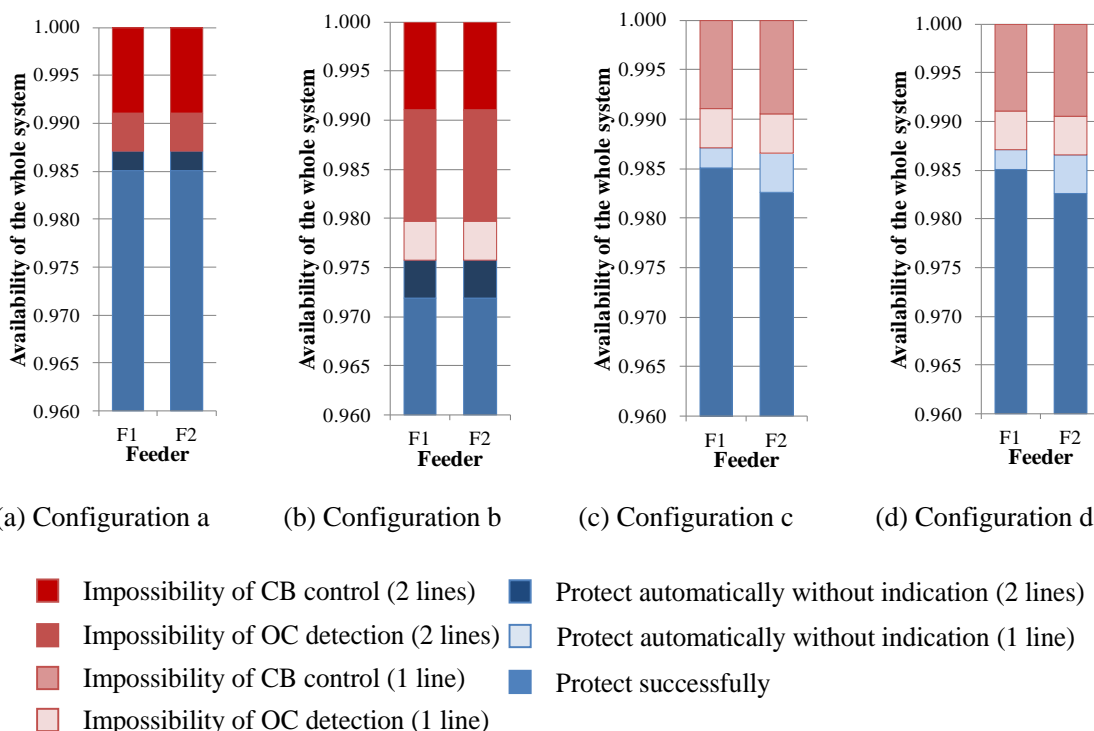


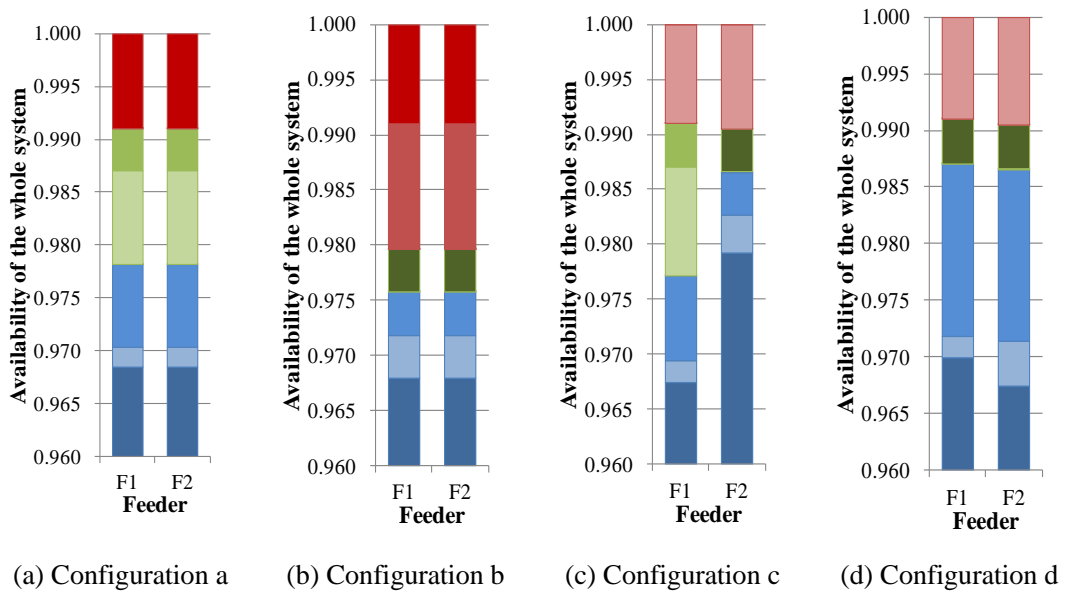
Fig. 3.8. Availability of the whole system in each SAS configuration (OC protection).

3.3.5 検証結果

Fig.3.8 には短絡, Fig.3.9 には地絡の信頼性評価について構成(a)から(d)までの結果を示す。

構成(a)(b)では, 1つのモジュール故障により2回線同時に遮断器制御が不可能になる確率が(a)(b)ともに約0.01存在する。(a)(b)とも差異はそれほどない。しかし, 2回線同時に短絡事故検出または地絡事故検出が不可能となる確率は(a)は0.005に対して(b)は0.01を超える。このため(b)が(a)に比べ, 不稼働確率が高い。構成(c)(d)では, 1つのモジュール故障により2回線とも故障になる確率はない。その理由として構成(a)(b)では IED1 は2回線分のCB制御を担っており, IED2 は2回線分のVT・CTを担っているからであると考えられる。一方構成(c)(d)では各IEDが各々の回線のみを担当しているため, 1つのモジュール故障により2回線とも故障になる確率はない。

構成(c)(d)では, 短絡保護の信頼性は同値であるものの, 構成(c)における地絡保護の信頼性を送電線F1とF2で比較すると, 故障するモジュールによってOVGやOCGのみ不全となるケースが送電線F1にのみ存在し, 送電線F2とは異なるイベントが異なる。また, 送電線F1の不稼働率が約0.97に対し送電線F2は約0.98となる。システム全体のバランスをみると送電線F1, F2各送電線が同様の動きをする(d)の方がよいが, (c)では送電線F2の信頼性が高いため, 送電線F2には重要回線を取り込み差別化も図ることが可能である。



- Impossibility of CB control (2 lines) ■ Protect manually under bridge condition without indication ■ Protect automatically under bridge condition without indication
- Impossibility of fault detection (2 lines) ■ Protect manually under bridge condition ■ Protect automatically under bridge condition
- Impossibility of CB control (1 line) ■ Protect manually relying on OVG alarm without indication ■ Protect automatically without indication
- Impossibility of fault detection (1 line) ■ Protect manually relying on OVG alarm ■ Protect successfully
- Protect manually relying on OCG alarm

Fig. 3.9. Availability of the whole system in each SAS configuration (OCG protection).

3. 4 提案法の有効性

本節では、3.2 節の提案法によるケーススタディを考察するとともに、提案法の有効性を確認するために定性的評価と提案法である定量的評価の比較を行う。また、提案法の拡張性についても述べる。提案法の有用性を分かりやすくするため、複数回線での検証は結果が複雑になる可能性があった。このため、まずは単純モデルを実際の汎用 IED を例にして、検証することにした。

3.4.1 提案法による利点

従来の定性的評価では、ある IED またはモジュールが故障した場合のケースをひとつひとつ説明し、そのうえで総合判断する。ケーススタディの 4 構成について、IED 単位に故障が発生した場合の定性的評価を行うと、構成(a)(b)ともに IED1 が故障時に 2 回線 (F1, F2) の全保護、制御、表示機能が停止する。一方、構成(c)(d)では、どちらの IED が故障となっても片方の送電線は運転可能である。このため、構成(c)(d)の方が構成(a)(b)より信頼性はよいという評価結果になる。こうした定性的評価では、構成(c)(d)間における信頼性の差がわからないが、提案法による定量的評価では、構成(c)(d)間における信頼性の差が定量的にわかる。

従来の定性的信頼性評価で設計すると、先に述べたような Fig.3.9 における構成(c)のように、同じモジュール故障の条件下において、各送電線の稼働率に差が生じる場合がある。設計者には、こうした認識が不足する場合がある。この認識不足の明確化が必要であり、それを解決すれば、SAS の設計の自由度が大幅に改善されることが期待できる。

3.4.2 提案法の拡張性

今回は 2 回線送電線モデルについて検証したが、このような簡単なモデルでは、定性的評価でも十分である。しかし、さらに複雑な SAS では、定性的な評価では、より詳細な検討が不足する可能性がある。このため、今回提案した影響範囲マトリックスとイベントツリーを用いた信頼性評価手法により評価をすれば、モジュール故障時に陥るイベントを定量的に評価することが可能となり、これまでの定性的評価よりも一層、設計に柔軟性・自由度が増し、与えられた環境下において最適な SAS 構成を採用できる。

本章は 2 回線の SAS 構成に提案法を適用したが、他にもさまざまな SAS 構成が考えられる。また、変圧器はじめ送電線の本数を増加させた場合においても影響範囲マトリックスを適正に扱うことによって容易に対応することができる。さらに、ESW や IED に接続されるケーブルなどに対しても不稼働率を与えれば SAS 構成を考慮した SAS の信頼性評価を行うことが可能である。より詳細な SAS 構成の信頼性に対して評価を行いたい場合は、AI, DI, および DO をどのように接続するかを考慮すればよい。

以上のことから、提案した SAS 構成の信頼性評価法はどのような変電所の主回路構成に対しても適用可能であると考えられる。

3. 5 結言

従来、IEC 61850 を適用することを前提とした SAS におけるシステムの信頼性評価について、定性的評価が判断材料とされてきたが、本章では影響範囲マトリックスとイベントツリーを用いて、IED を構成する各モジュールのハード構成による定量評価法を提案した。また、提案法を用いて、ベイレベル IED の構成の違いが不稼働率に与える影響を明らかにした。本論文では 2 回線送電線モデルを対象にして評価結果を示したが、複数回線の複雑な SAS については、文献(13)において 8 回線で検証を実施し、良好な結果を得ている。これらの検証結果を通じて、本提案の有用性が確認された。

さらに SAS の適用範囲を拡大することによって、これまで主として定性的評価により決定してきたシステム設計について、定量的な評価が可能となったことで、システム構築における新たな指標を提供できることになると考えられる。次章では、IEC 61850 を適用する際に、もうひとつの課題である GOOSE 通信サービスについて信頼性評価を行う。

第3章参考文献

- (1) S. Matsumoto, T. Ohno, K. Sato, and K. Tomizawa : “Practical Application of IEDs to the Protection of Distribution Substations”, The Papers of Technical Meeting on Power Protective Relaying, IEE Japan, PPR13-29, pp.77-81 (2013-9) (in Japanese)
松本忍・大野照男・佐藤賢・富沢和弘「汎用型保護・制御装置(IED)の配電用変電所受電回線保護, 変圧器保護等への実適用について」, 電気学会保護リレーシステム研究会, PPR-13-29, pp77-81 (2013-9)
- (2) 山岡和雄ほか:「スマートグリッド関連の国際標準規格と電力用 ICT システムとの対応関係」, 平成 25 年電気学会電子・情報・システム部門大会講演論文集 OS1-2 (2013)
- (3) IEC: “Communication networks and systems for power utility automation – Part 90-4: Network engineering guideline,” IEC/TR 61850-90-4 edition 1.0 (2013)
- (4) Peichao Zhan, Levi Portillo, and Mladen Kezunovic: “Reliability and Component Importance Analysis of All-Digital Protection Systems”, Power Systems Conference and Exposition, 2006. PSCE '06. 2006 IEEE PES, pp.1380-1387 (2006)
- (5) Yuzhou Hu, Peichao Zhang, Yongchun Su, and Yu Zou: “An optimal reliability allocation method for digital substation systems”, Transmission and Distribution Conference and Exposition(T&D), 2012 IEEE PES, pp.1-5 (2012)
- (6) Ridwan M.I., Yen Kerk Lee, Musa I.A., and Yunus Bahisham: “Reliability and availability assessment of transmission overhead line protection system using reliability block diagram”, Power and Energy (PECon), 2010 IEEE International Conference on, pp.964-969 (2010)
- (7) Hamze Hajian-Hoseinabadi: “Impacts of Automated Control Systems on Substation Reliability”, IEEE JOURNALS & MAGAZINES, vol.26, pp.1681-1691 (2011)
- (8) Hajian-Hoseinabadi H. and Golshan M.E.H: “Availability, Reliability, and Component Importance Evaluation of Various Repairable Substation Automation Systems”, IEEE JOURNALS & MAGAZINES, vol.27, pp.1538-1367 (2012)
- (9) Hajian-Hoseinabadi H., Hasanianfar M., and Golshan M.E.H: “Quantitative Reliability Assessment of Various Automated Industrial Substations and Their Impacts on Distribution Reliability”, IEEE JOURNALS & MAGAZINES, vol.27, pp.1223-1233 (2012)
- (10) Anderson P.M. and Agarwal S.K.: “An improved model for protective-system reliability”, IEEE Transactions on Reliability, IEEE JOURNALS & MAGAZINES, vol.41, pp.422-426 (1992)
- (11) Hossein Etemadi, A. and Fotuhi-Firuzabad, M.: “New Considerations in Modern Protection

- System Quantitative Reliability Assessment”, IEEE Transactions on Power Delivery, IEEE JOURNALS & MAGAZINES, vol.25, pp.2213-2222 (2010)
- (12) <http://www.kepco.co.jp/corporate/info/rd/news/pdf/rd466.pdf>, “R&D NEWS KANSAI (関西電力) ”, 2012 January Vol.466, 濱田和宏:「電流差動搬送保護継電装置の主保護信頼度向上に関する研究」, pp.2-3, 図 1 (2012) (閲覧日 2014.11.23)
- (13) Takahiro Oyabu, Yasutaka Saka, Kouichi Nishiwaki1, Toru Amau, Mutsumi Aoki, Hiroyuki Ukai, Yuichi Saiki, and Tetsuo Otani: “An Evaluation Method of Reliability of IEC 61850 System by using Impact Range Lists and Event Trees”, Proc. The International Conference on Electrical Engineering 2014 (IECC2014), Jeju, Korea (2014-06)

第4章 GOOSE 通信サービスの信頼性評価

4.1 緒言

これまで述べたとおり、欧米をはじめとする諸外国では、SAS の国際標準である IEC 61850 に準拠したネットワークが普及している。一方、国内では、これまで変電所間システムや変電所構内で独自の伝送システムを用いて高品質な電力を安定して供給してきたが、近年では一部の電力会社でも IEC 61850 に準拠した装置の導入も始まっているため、今後これら国際標準に準拠した SAS の普及が期待されている⁽¹⁾。しかし、システムの構築法や信頼性評価法など、適用に当たっての課題が多く残されている。

IEC 61850 に準拠した IED 間の通信に GOOSE が用いられている。GOOSE とは、IED 間伝送を通じて、保護制御機能上、重要なトリップ指令やインタロック情報のやりとりを実現する通信サービスである。仮に GOOSE のパケット喪失により、トリップ指令やインタロック情報の欠落、あるいは伝送遅延が生じると、重大な供給信頼性の低下に結びつく恐れがある。このため IED 間の伝送データ欠落や遅延時間の管理について十分な配慮が必要となる。

GOOSE 通信サービスに関する論文の中で、peer to peer 通信を基本として保護機能検証を行っているものがある⁽²⁾。しかし、規格概要と試験環境の説明に留まっており、試験結果の考察がない。また、IEC 61850 準拠の IED を適用した場合に信頼性の高い情報交換が実現できるとした論文がある⁽³⁾。GOOSE の利点や SAS の実現に必要な事柄が述べられているが、基本的な規格や概要説明に終始しており、検証結果の報告や提言はない。また、汎用的なネットワークにおける GOOSE の振る舞いについて、シミュレーションを用いた検証を行った論文がある⁽⁴⁾。ただし、実機検証までには至っていない。他にも、IED の一般的なモデルとモデル化手法の OPSET Modeler を使用して IED 間の相互運用性について明記した論文がある。その中では、シミュレータソフトを用いて小規模・大規模構成の変電所を模擬し、各模擬構成における GOOSE の伝送遅延時間を算出している⁽⁵⁾。しかし、この論文も、あくまでシミュレーション上での複数の変電所構成を模擬して GOOSE の伝送遅延時間を測定しており、実機ベースではない。いずれの論文も実機データの検証が乏しい。

このような背景から、本章では特に GOOSE を用いた保護機能を検証するうえで、実機ベースでの実測を想定しており、IED と SCADA を用いて基本的な送電線保護・監視制御システムを構築した。前述のごとく、GOOSE に関する信頼性確保が重要であると考え、遮断器の転送遮断を例として検証を行ったところ、ある一定以上の通信負荷が存在する条件下では、転送遮断時間が大幅に増加した。また、ある条件下では、GOOSE のパケット喪失事象も観測された⁽⁶⁾⁽⁷⁾。

このため本章では、IED にあらかじめ設定されている GOOSE をそのまま使用するのではなく、

使用者側が設定可能な範囲での信頼性向上方法を提案する。

4. 2 GOOSE 通信サービスの実験

4.2.1 IEC 61850 ベンチマークテストシステムの概要

検証に用いたシステムの構成図を Fig.4.1 に示す。IED には GE 社製の保護ユニット F35 Multiple Feeder Management Relay(以下, F35)を使用した。IED は 2 台用いて, ESW を介して送電側と受電側の SAS を構成している。一方の IED には送電線保護リレーの機能と転送遮断送信機能を, 他方の IED には, 転送受信制御機能を搭載した。送電線保護リレーのシーケンスには Fig.4.2 のごとく, 短絡には OC を, 地絡には OCG を, それぞれ組み合わせて作成している。これらの IED は, SCADA に状態信号を送信するとともに, SCADA から遮断器の遮断・開放操作が可能となっている。なお, 遮断器は, PLC (Programmable Logic Controller) で模擬している。システムの動作概要は, 以下のとおりである。

まず, 短絡事故や地絡事故を想定した故障電圧・電流を入力した際に, OC, OCG が動作する。その後, リレーシーケンスにしたがってトリップ指令を遮断器 (CB1) に送信する。このユニットを「保護ユニット 1 (IED1)」と呼ぶこととする。CB1 への指令信号を送信すると同時に, もう一方の保護リレーユニット(以下, 「保護ユニット 2 (IED2)」)に, GOOSE により転送トリップ指令を送信する。IED2 では, この転送遮断信号を受信して, 遮断器 (CB2) にトリップ指令を送信する。これらの指令により, 2 つの遮断器が開放される。その後一定時間が経過すると, IED1 は再閉路指令を CB1 に送信すると同時に, 再閉路指令の GOOSE を IED2 へ送信する。これらの通信信号は, ESW のミラーリングポートを介して LAN アナライザにより確認した。ESW には GE 社製 Multilink ML800 を用いた。仕様を Table 4.1 に示す。

F35 では, トリップ指令など, type1A[®](付録参照)の信号を伝送する場合, 「Aggressive」モードを選択する。F35 の GOOSE のモードは Table 4.2 のように分類されている。4 つのモードはそれぞれ送信間隔が異なる。GOOSE は, 受信端からの受信確認を行っていないことから, Table 4.2 に示すように, 信号伝送の確実性を増すために, 最初の信号を送信した直後, 同じ内容の GOOSE を連続して複数回送信する。また, 遮断器の転送遮断のように突発的な信号伝送の他に, 機器の状態値などの GOOSE を定期的を送り, 通信状態や機器状態などの情報確認を行っている。そのほかの 3 つのモードは, type1 に対応している。これらのモードは, GE 社特有のものであるが, 他社では type1A のみとしているものもある。

4.2.2 実験の方法

SAS では, 通常時に SCADA との間で定時計測・表示情報や操作に関するデータ交換が行わ

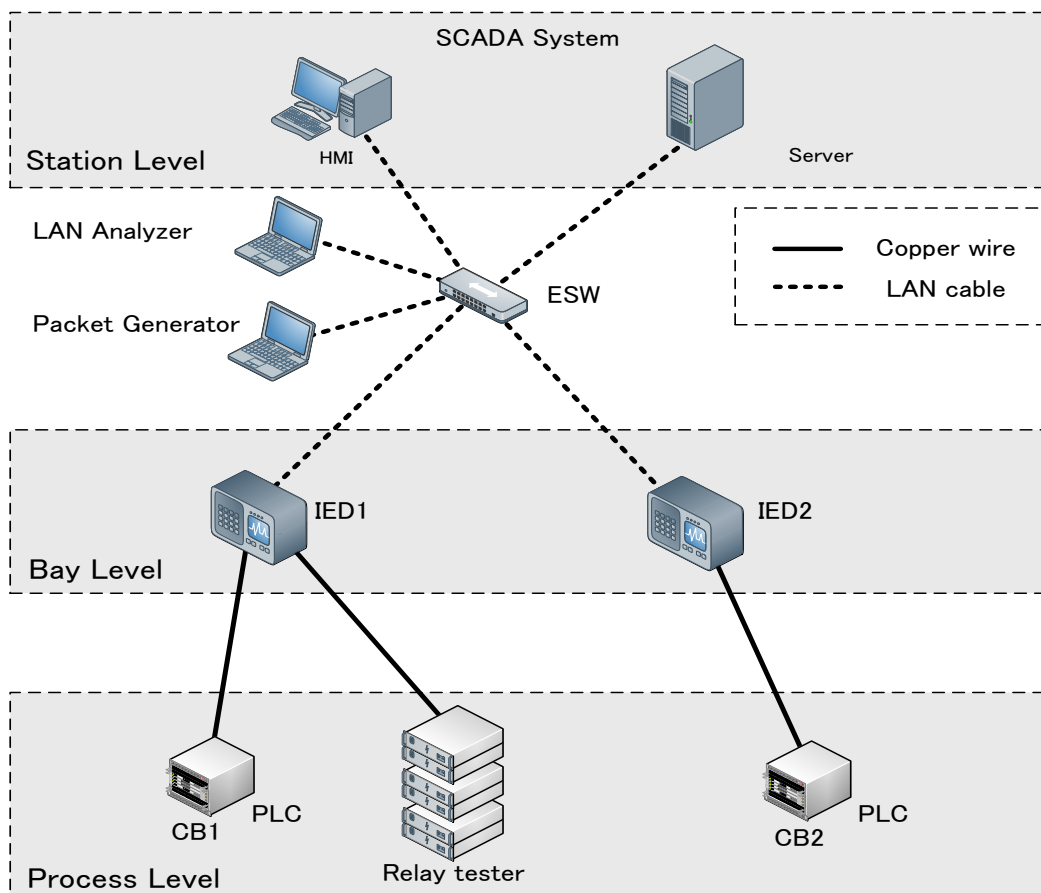


Fig. 4.1. The configuration diagram of the test system.

れる。しかし、複雑な系統故障時には、多重の状態表示変化や、電流・電圧・周波数の擾乱など、複数の事故情報データが、通信回線上で輻輳することが予想される。このため、パケットジェネレータにより、ネットワーク上に通信負荷をかけることによって LAN 上に多量のデータが通信される状態を模擬する。LAN 上のトラフィックを一定に保つため、煩雑なフロー制御を行わない UDP (User Datagram Protocol) /IP を採用する。なお、使用するパケットジェネレータの能力については、LAN アナライザにより生成したパケットのサイズと送出タイミングを直接測定したところ、94Mbps の通信負荷条件で、1 パケットあたり 1,514 bytes、1 ミリ秒あたり 7~8 パケット生成されるのを確認した。GOOSE による信号の伝送時間を測定するため、IED1 のトリップ指令出力と、IED2 のトリップ指令出力間の時間を測定した (トリップ転送時間)。再閉路指令に対しても同様に測定を行った (再閉路転送時間)。なお、今回作成した GOOSE の情報量は、イーサネットフレーム全体で 143bytes であった。また、今回は GOOSE の挙動について調べるため、SCADA-IED 間でのポーリングによる情報のやりとりは停止した状態で検証を実施した。パケットジェネレータによる負荷をかけない状態で、IED1 から IED2 へのトリップ転送時間と再閉路転送時間をそれぞれ測定した

結果, Table 4.2 に示す 4 つの GOOSE のモードすべてにおいて,トリップ転送時間および再閉路転送時間ともに平均 1.6[ms]であった。

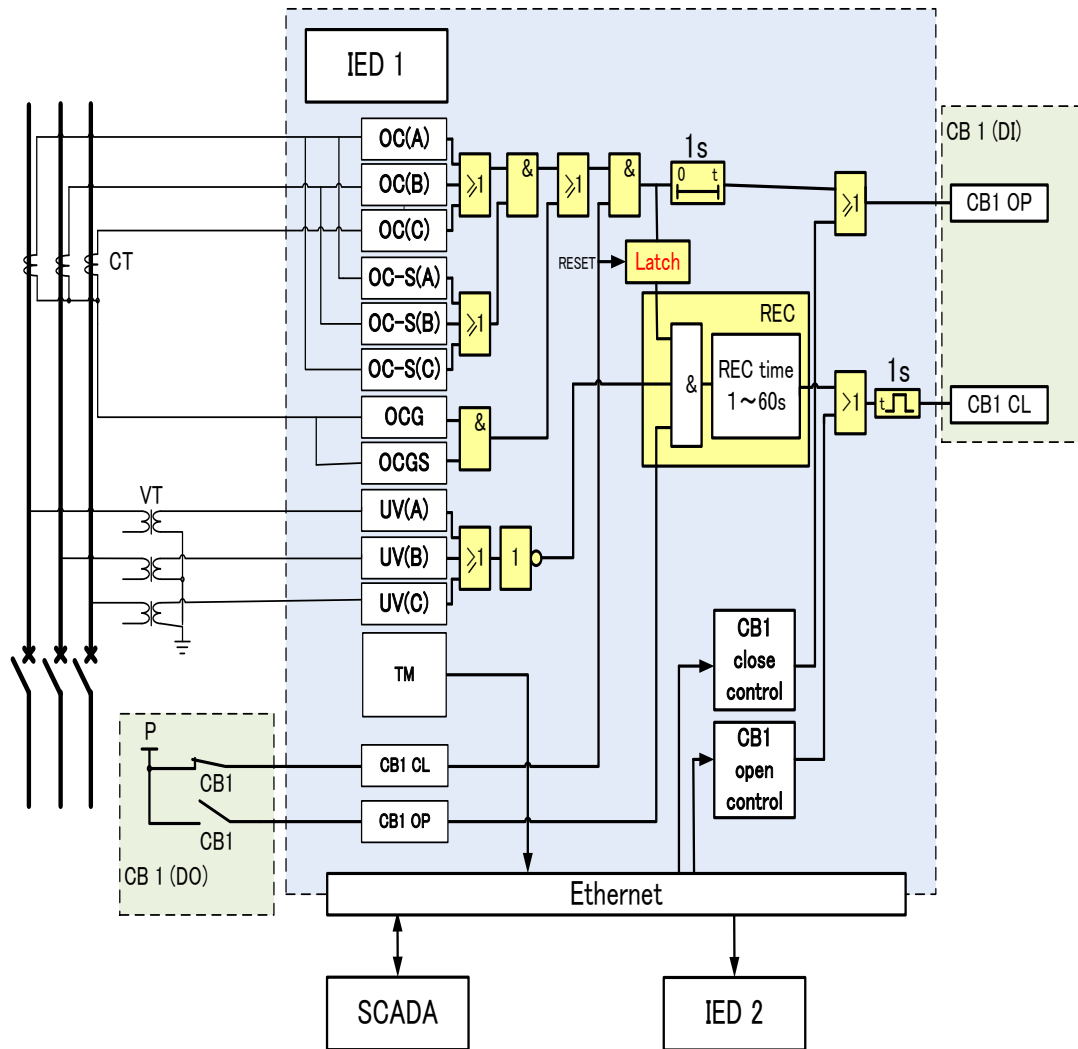


Fig. 4.2. The relay sequence of IED1.

Table 4.1 Specifications of ESW.

Performance	Content
Filtering/Forwarding Rate	Fast Ethernet (100 Mbps): 148,800 pps
Switching Processing Type	Store and Forward with IEEE 802.3x Full-duplex flow-control, non-blocking
Address Table Capacity	4K node, self-learning with address aging
Packet buffer size	240 KB
Latency	5 μ s + packet time
Throughput	4.17 Mpps
Back plane	2.66 Gbps

Table 4.2. GOOSE type mounted on F35.

	GOOSE mode			
	Heartbeat	Aggressive	Medium	Relaxed
Num.	Message transmission interval			
0 th	Immediately			
1 st	Settling time	4ms	16ms	100ms
2 nd		4ms	16ms	100ms
3 rd		8ms	32ms	500ms
4 th		Settling time		
5 th		Settling time		

4.2.3 IEC 61850 ベンチマークテストによるネットワーク負荷時の GOOSE 伝送特性
 転送遮断信号は、実機ベースでは GOOSE を IED2 に対して前述 Table 4.2 のとおり type1A・
 Aggressive モードにより送信する。

Table 4.3. Success rates of communication.

[Mbps]	0	20	40	60	80	94
Success [%]	100	100	99.7	90.9	87.2	80.5
Average [ms]	1.94	5.38	6.58	7.49	12.0	13.5

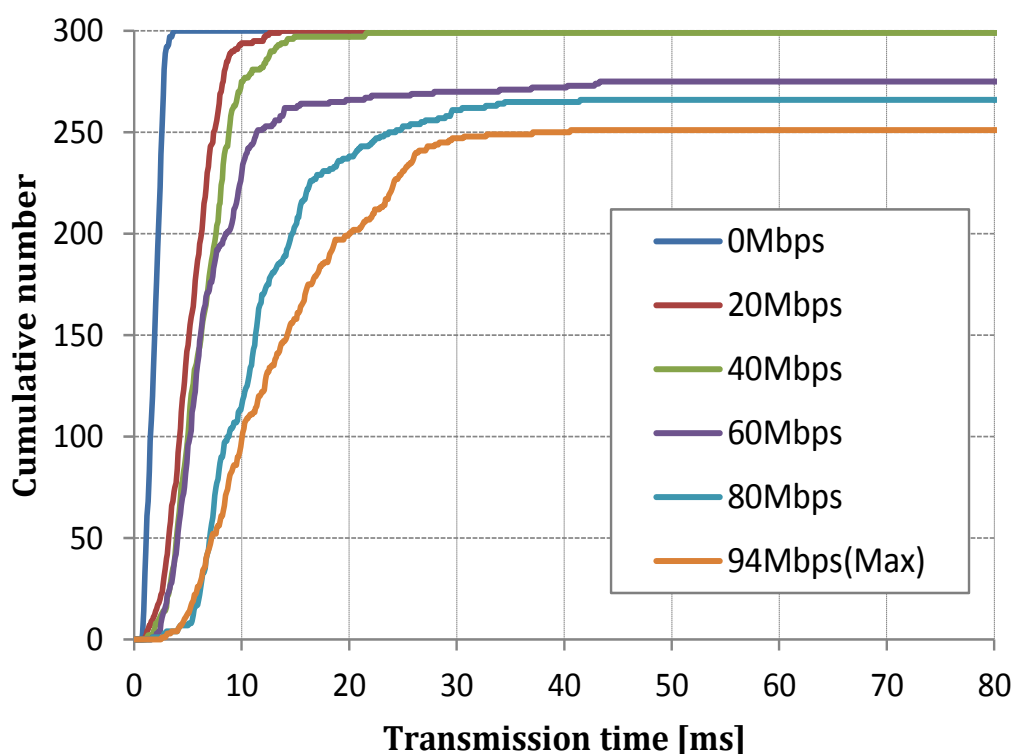


Fig. 4.3. Variation diagram due to an increase in network load.

この状態において、ネットワーク負荷を増加させた場合の通信成功率と転送時間の関係を Table 4.3 に示す。なお、検証には1条件あたり 300 回実施し、300 回成功したものを成功率 100%としている。測定結果を Fig.4.3 に示す。縦軸に GOOSE による転送遮断が成功した累積回数を取り、横軸に転送時間をとったグラフである。ネットワーク上に通信負荷をかけると転送時間に遅れが生じるとともに GOOSE の通信成功率は低下する。以下、ネットワーク負荷 94Mbps における GOOSE 単発送信を「基準」とする。

4. 3 GOOSE 通信サービスの信頼性向上方法

4.3.1 提案法の概要

今回の提案法では、F35 に実装されている GOOSE をそのまま使用し、製造者があらかじめ用

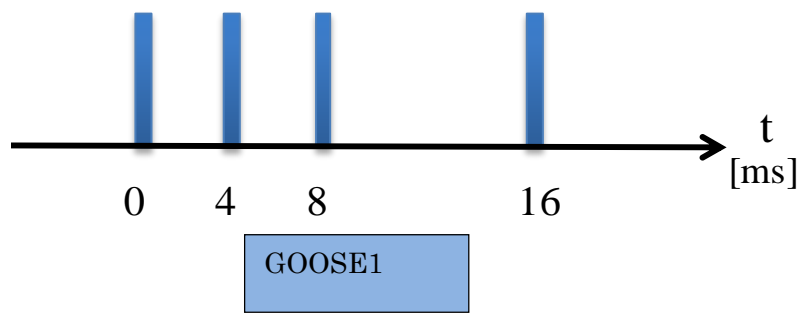


Fig. 4.4. The original pattern of sending GOOSE.

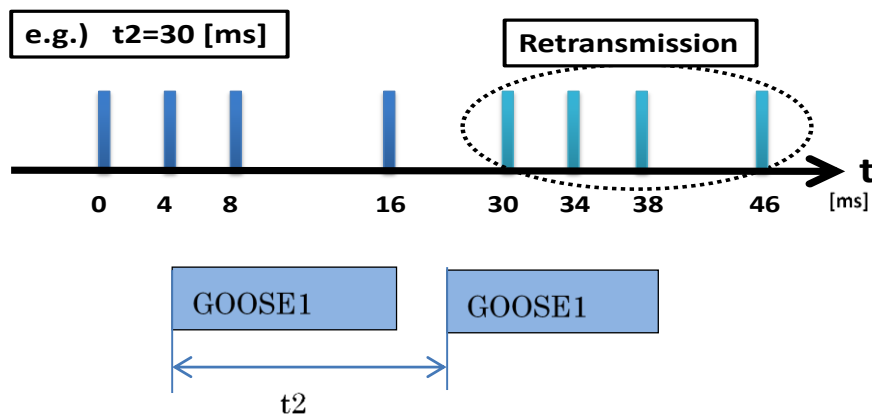


Fig. 4.5. The retransmission pattern of sending GOOSE.

意したツールを用いて使用者側で設定することにより、GOOSEの信頼性を向上させる。今回使用した汎用IEDはGOOSEタイミングがTable 4.2のtype1AとしてFig.4.4のごとく用意されている。GOOSEデータは、高速メッセージのtype1Aであれば、トリップ指令のタイミングで送信側IEDから受信側IEDに伝送される。そこで、通信成功率を向上させるために、同じGOOSEデータを何度も受信側IEDに送信する方法として、同じメッセージを再送信する方法や同じメッセージを2つ用意して送信する方法を採用する。

4.3.2 単発再送信法

単発再送信法とは、同一GOOSEを2つ用意するものである。このメッセージをGOOSE1とする。用意した2つのGOOSE1メッセージの送信タイミングを任意の時間(ここでは t_2 とする)にずらすことで、ちょうどFig.4.4に示したGOOSE1のメッセージが t_2 後に再送信されてFig.4.5のごとくなる。これにより送信側IEDから送信されるメッセージ回数を、これまでの4回から8回に増やすことができる。この変更は使用者側でプログラム設定が容易にできる。

4.3.3 二重化送信法

二重化送信法とは、異なる2つのプログラムシーケンスを用いて、同じ情報のGOOSEを用意

す

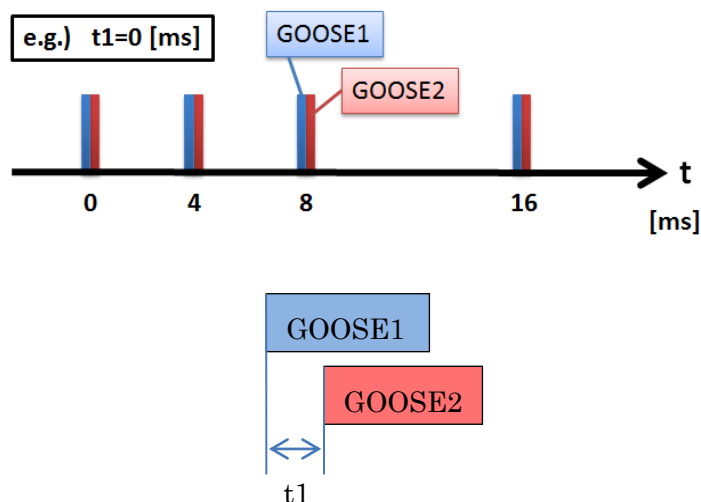


Fig. 4.6. The redundant pattern of sending GOOSE.

る。用意した2つのGOOSE (GOOSE1, GOOSE2) の送信タイミング(ここでは t_1 とする)をわずかにずらすことで、GOOSE2 のメッセージが GOOSE1 の t_1 後に送信され、Fig.4.6 のごとく、送信側IED から送信されるメッセージ回数をこれまでの4回から8回に増やすことができる。また、全体の仕上がり時間は、前述の単発再送信法より短くなることが期待できる。

4.3.4 二重化再送信法

二重化再送信法とは、4.3.2 の方法と 4.3.3 の方法の組み合わせである。前述 Fig.4.6 のようにGOOSEをGOOSE1, GOOSE2の2つを用意し、この2つのGOOSEの送信タイミングを t_1 ずらしたものを一組とする。さらにその送信タイミングを t_2 ずらすことで、ちょうど Fig.4.6 に示したGOOSE1とGOOSE2のメッセージが t_2 後に再送信され、Fig.4.7 のごとく、送信側IEDから送信されるメッセージ回数をこれまでの4回から二重化再送信により16回に増やすことができる。

4. 4 実験結果と考察

4.4.1 信頼性向上方法の実験結果

4.3 節にて提案した信頼性向上方法をベンチマーク IEC 61850 検証システムに適用し、検証を行った。以下にその結果を示す。

- (1) GOOSE 単発再送信について、前述 Fig.4.5 のようにプログラム設定し、 t_2 を F35 の時限設定値の下限である 30[ms]並びに「40[ms], 50[ms]とした場合の結果を、Fig.4.8 に示す。この結果、 $t_2=30[ms]$ の条件下で転送時間が短くなり、到達する成功率が高いことがわかる。

- (2) GOOSE 二重化送信について、前述 Fig.4.6 のようにプログラム設定し、 t_1 を 0[ms], 2[ms], 4[ms], 8[ms], 12[ms]とした場合の結果を Fig.4.9 に示す。この結果、 $t_1=0$ [ms]の成功率が高いことがわかる。
- (3) GOOSE 二重化再送信について前述 Fig.4.7 のようにプログラム設定し、上述(1), (2)の結果から t_1 並びに t_2 は各々成功率の高い $t_1=0$ [ms], $t_2=30$ [ms]とした。その結果を Fig.4.10 に示す。この結果から、基準に比べて通信成功率がおよそ 18%向上する。
- (4) GOOSE 二重化再送信の前項(3)と同様に $t_1=0$ [ms], $t_2=30$ [ms]として、ネットワーク負荷を減少させた場合の通信成功率と転送時間の関係を Table 4.4 に示す。測定結果を Fig.4.11 に示す。通信成功率が 100%となる通信負荷は 56.8Mbps であった。

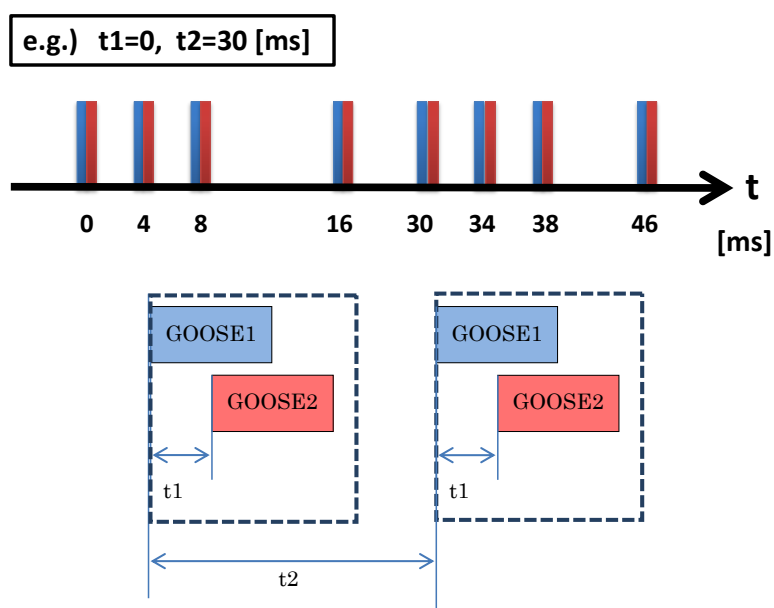


Fig. 4.7. The redundant and retransmission pattern of sending GOOSE.

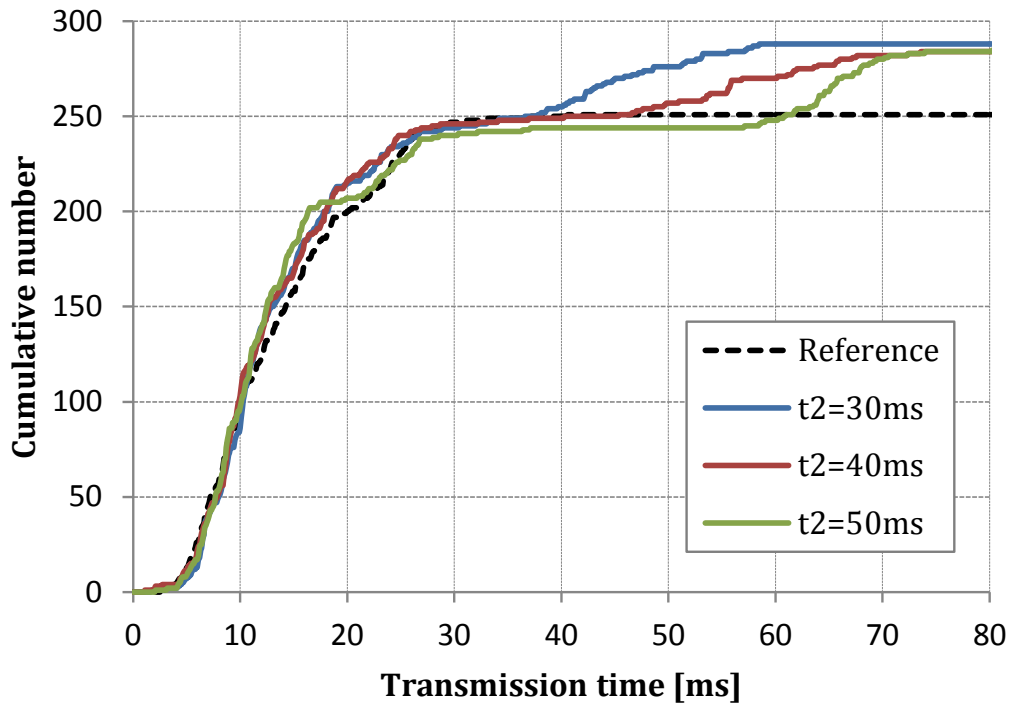


Fig. 4.8. Cumulative number of successful trips using the retransmission pattern (94Mbps).

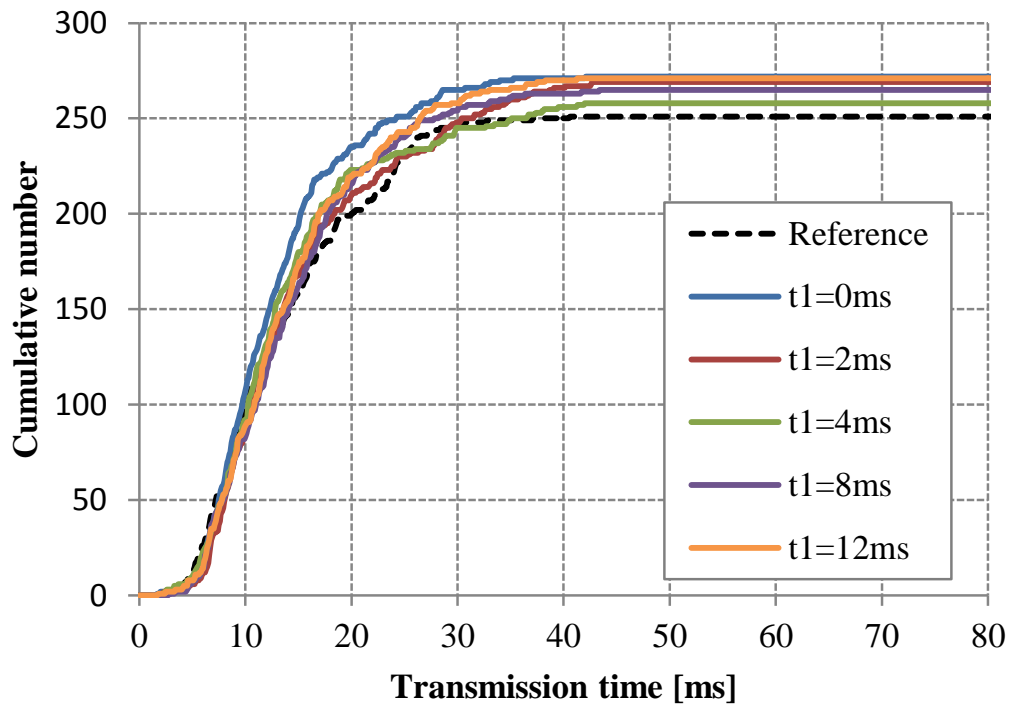


Fig. 4.9. Cumulative number of successful trips using the redundant pattern (94Mbps).

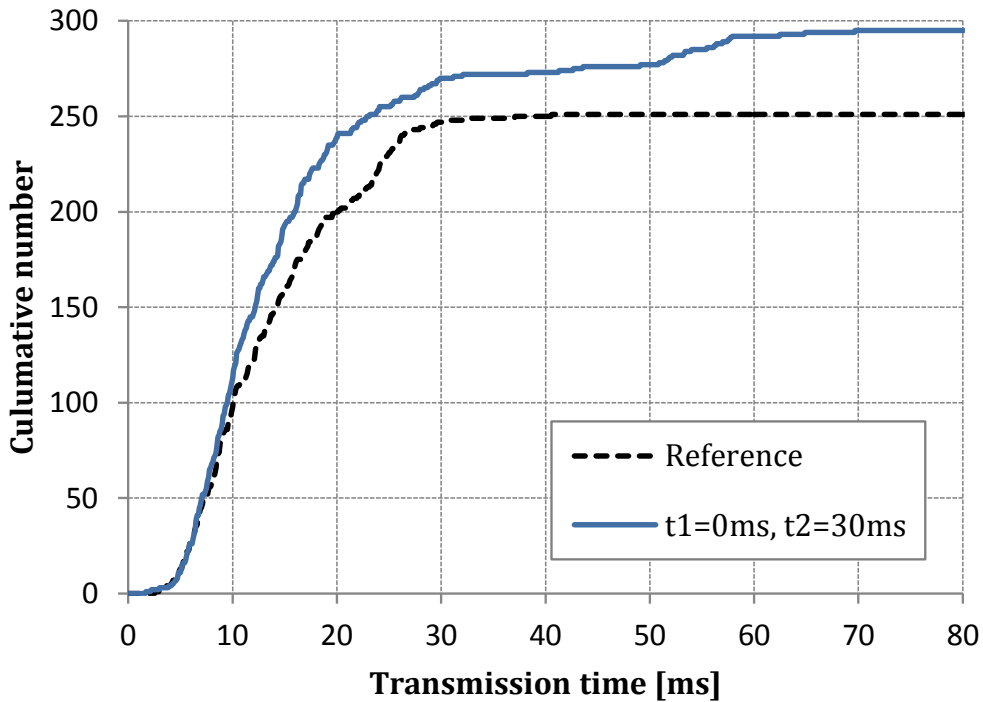


Fig. 4.10. Cumulative number of successful trips using the redundant and retransmission pattern (94Mbps).

Table 4.4. Success rates of communication using the redundant and retransmission pattern.

[Mbps]	56.8	60	70	80	94
Success [%]	100	99.3	99.0	98.6	98.3
Average [ms]	9.02	9.43	11.9	12.6	14.3

4.4.2 実験結果に基づく考察

パケットジェネレータによる通信負荷が発生する状況下において、GOOSE のパケット喪失事象を確認した。一般に通信パケット喪失の原因は、通信経路において、通信バッファがオーバーフローすることといわれている⁹⁾。今回の実験では GOOSE を用いた通信は、IED1 から ESW を介して IED2 という経路となる。このことからパケット喪失事象の原因は、下記の 2 点が挙げられる。

- (1) ESW の処理能力不足およびパケットバッファのオーバーフロー
- (2) IED2 受信口の処理能力不足およびパケットバッファのオーバーフロー

(1)項については、4.2.2 のパケットジェネレータの仕様確認のため、ESW を介して LAN アナライザを接続し、喪失パケットの有無を計測した。ESW の仕様は Table 4.1 のごとく 148,800pps の能力を有している。一方、パケットジェネレータの能力は 7,760pps である。実際に計測を行ったと

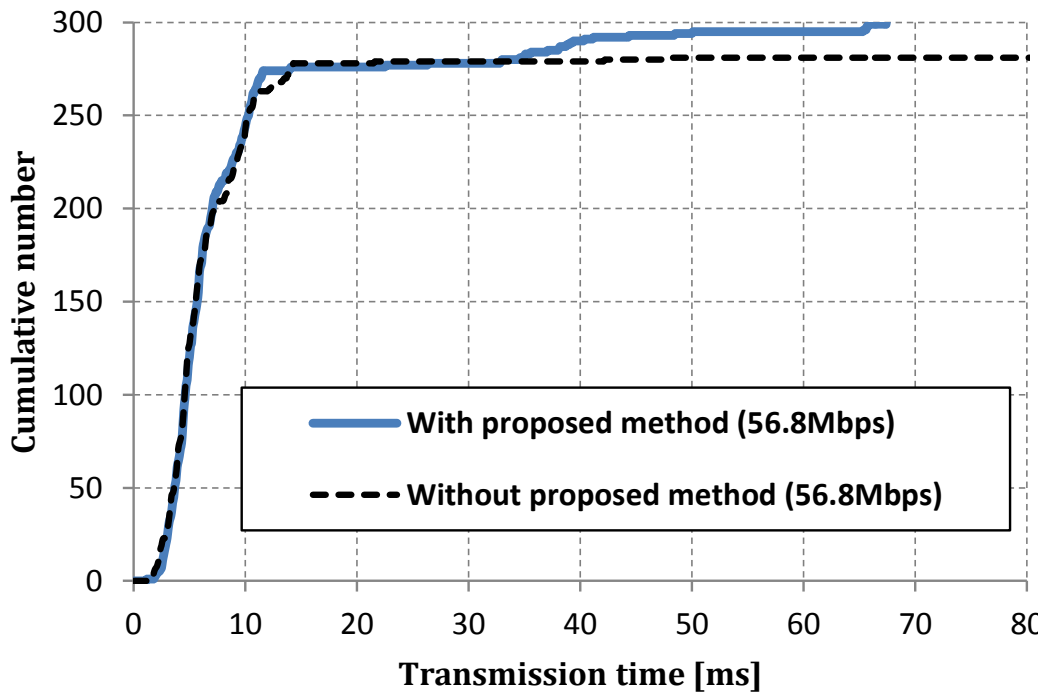


Fig. 4.11. Cumulative number of successful trips using the redundant and retransmission pattern (56.8Mbps).

るパケットジェネレータの最大出力 94Mbps において、約 100ms 間継続で合計 780 パケット出力を LAN アナライザで欠損なく取得することを確認した。このことから、ESW によるパケットバッファのオーバーフローはないことが確認できたため、パケット喪失の原因は(2)項と考えられる。

(2)項については、IED 受信口の処理能力は主に CPU 処理能力に依存すると思われる。処理能力は系統現象に追従できるだけの高速応答が要求されているが、信頼性の観点から IED には可動部を持つ冷却ファンは使用できない。このため、自然冷却で使える CPU を用いており、処理能力に制限がある。実験では、F35 を用いて実施したが、類似製品について仕様を確認した。SEL 社の Axion 2240 シリーズは、CPU クロックスピードが 533MHz であった⁽¹⁰⁾。一方、GE 社の 9N タイプのユニットでは 32-Bit RISC CPU「50 MIPS, up to 120 MIPS」であった⁽¹¹⁾。また、F35 をはじめとする GE 社の Multilin シリーズは、Ver 7.0 において CPU クロックスピードは 400MHz という報告⁽¹²⁾があった。Siemens 製では、0.1, en 命令(10MIPS)であった⁽¹³⁾。いずれの IED も組み込みコンピュータを用いており、処理能力に大きな差は現れないと考えられる。よって今回の実験結果についても、一般性を持つことが期待できる。

IED 受信口での喪失パケットの中には、パケットジェネレータから送信されたものの他に

GOOSE を用いた重要なパケットが含まれることで、結果として IED からの GOOSE のパケット喪失が発生すると思われる。また将来、現状の処理能力より高性能な IED が登場しても、そのパケットバッファの大きさは有限であり、無限の処理能力を持つものではない。このため、GOOSE のパケット喪失は発生し得る要素である。こうした場合に本提案における二重化再送信法は、重要パケットの喪失による影響を回避するための手段として、効果を発揮すると考えられる。

今回提案した方法は、IED の汎用性を補完しつつ、製造者に仕様変更を求めることなく、使用者が編集できる範囲でプログラム設定が可能である。これにより規格である GOOSE の手法や製品の仕様を変更することなく、通信成功率が向上する。

4. 5 結言

本章では、実機に近い検証に重点を置いた。検証に用いた装置は、コンピュータなどによる模擬ではなく、実際に IEC 61850 に準拠した IED を用いた。そのうえで GOOSE による転送遮断システムを構築し、パケットジェネレータにより、ネットワーク上に転送遮断以外の通信負荷を模擬した。そこで、GOOSE の二重化や送信タイミングの変更、再送信を行うシーケンスの組み込みなど、使用者側で改善し GOOSE の信頼性向上を考察した。その結果、あらかじめ用意された GOOSE メニューに対して、GOOSE 二重化再送信法を用いることで、成功率が従来に比べ 18% 向上したことを確認した。

以下に主な結果を述べる。

- (1) ネットワーク上に通信負荷をかけると転送時間に遅れが生じるとともに GOOSE の通信成功率は低下する。
- (2) GOOSE 単発再送信を行うと、再送信時に成功する確率が高くなることから転送時間に遅れが生じるものの、通信成功率は高くなる。その際、送信タイミングは早ければ成功した場合の転送時間は短くなる傾向を示す。
- (3) GOOSE 二重化送信を行うと、通信成功率は高くなる。その際、送信タイミングは二重化するタイミングに遅れ時間を設けるより、遅れ時間をゼロとし重ねた方が成功した場合の転送時間は短くなる傾向を示す。
- (4) 上述(2)(3)のごとく GOOSE 二重化と再送信の利点を合わせることで、通信成功率が約 18% 向上する。
- (5) 100% 成功する状態の上限として通信負荷を測定したところ、56.8Mbps であった。したがって、56.8Mbps 以下であれば、この提案方法で通信成功率は 100% となる。

今回提案した信頼性向上方法のうち、特に「二重化再送信」を行えば、従来に増して、GOOSE の信頼性が向上する。本提案法の普及により、今後実用化に貢献できるものと期待して

おり、国際標準 IEC 61850 の普及が促進されると考える。ただし、実際に運用するシステムに適用する場合は、電力安定供給の信頼性確保のためには、転送時間は 50ms 以下とし、GOOSE 通信サービスは 100%成功が必要条件となる。このため、常に通信負荷が、一定の水準以下となるよう監視する必要がある。

第 3 章、第 4 章において IED 適用によるシステム全体の信頼性定量評価と、GOOSE 通信サービスの信頼性向上方法を提案した。提案法により、IED を採用しても信頼性の低下を招くことなく、システム全体の定量評価と GOOSE 通信サービスの信頼性が向上することが確認できた。

第4章参考文献

- (1) S. Matsumoto, T. Ohno, K. Sato, and K. Tomizawa : “Practical Application of IEDs to the Protection of Distribution Substations”, The Papers of Technical Meeting on Power Protective Relaying, IEE Japan, PPR13-29, pp.77-81 (2013-9) (in Japanese)
松本忍・大野照男・佐藤賢・富沢和弘「汎用型保護・制御装置(IED)の配電用変電所受電回線保護, 変圧器保護等への実適用について」, 電気学会保護リレーシステム研究会, PPR-13-29, pp77-81 (2013-9)
- (2) I. Ali and M. S. Thomas : “GOOSE based Protection Scheme Implementation & Testing in Laboratory”, Proc. IEEE PES Conf. on Innovative Smart Grid Technologies (ISGT) 2011, pp.1-7 (2011)
- (3) L. Sevov, T. Zhao, and I. Volohh : “THE POWER OF IEC 61850 FOR BUS TRANSFER AND LOAD SHEDDING APPLICATIONS” , Record of Conference Papers Industry Applications Society 58th Annual IEEE Petroleum and Chemical Industry Conference (PCIC) 2011, pp.1-7 (2011)
- (4) J. Tan and W. Luan : “IEC 61850 Based Substation Automation System Architecture Design”, Proc. IEEE Power and Energy Society General Meeting 2011, pp.1-6 (2011)
- (5) T. S. Sidhu and Y. Yin : “Modelling and Simulation for Performance Evaluation of IEC 61850-Based Substation Communication Systems”, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol.22, Issue 3, pp.1482-1489 (2007)
- (6) T. Amau, Y. Saka, Y. Yoshioka, M. Aoki, H. Ukai, and Y. Saiki : “A study on Construction of Protection and Control System based on IEC 61850 for Substation No.1”, The Papers of Technical Meeting on Power Protective Relaying, IEE Japan, PPR12-36, pp.65-70 (2012-9) (in Japanese)
天雨徹・坂泰孝・吉岡勇樹・青木睦・鵜飼裕之・齋木優一:「IEC 61850 保護監視制御総合システムの構築に関する検討 (その1) —海外製保護リレーユニットの評価—」, 電気学会保護リレーシステム研究会資料, PPR-12-36 pp.65-70 (2012-9)
- (7) T. Amau, Y. Saka, Y. Yoshioka, M. Aoki, H. Ukai , and Y. Saiki : “A Study on Construction of Protection and Control System based on IEC 61850 for Substation No.2”, The Papers of Technical Meeting on Power Protective Relaying, IEE Japan, PPR13-13, pp.63-66 (2013-2)

(in Japanese)

天雨徹・坂泰孝・吉岡勇樹・青木睦・鵜飼裕之・齋木優一：「IEC 61850 保護監視制御総合システムの構築に関する検討 (その2) —海外製保護リレーユニットの評価—」, 電気学会保護リレーシステム研究会資料, PPR-13-13 pp.63-66 (2013-2)

- (8) IEC: “Communication networks and systems for power utility automation - Part 8-1: Specific communication service mapping (SCSM) - Mappings to MMS (ISO 9506-1 and ISO 9506-2) and to ISO/IEC 8802-3,” IEC 61850-8-1 Ed.2 (2011)
- (9) http://www.ieice-hbkb.org/files/03/03gun_05hen_02.pdf, 北辻佳憲:3群 - 5編 - 2章「2-1 ネットワーク層の通信品質」, 電子情報通信学会, pp.6-7 (2011) (閲覧日 2014.4.26)
- (10) SEL-2240 Axion Rugged Digital I/O, Analog Inputs, Current and Voltage Measurements and Control for Your Toughest Applications, p.26
- (11) http://www.l-3.com/private/levine/GE_multilin-g30_training_050908.ppt, p.18 (閲覧日 2014.4.26)
- (12) スマートコミュニティ Japan 2013, 「送配電におけるインダストリアルインターネット ～ビッグデータを活用した資産とネットワークの最適化～」(2013.5.29 ワークショップ講演より)
- (13) SIEMENS SIMATIC Automation System S7-400 CPU Specifications Reference Manual, p.126

第5章 配電自動化システムへの IEC 61850 準拠 IED の適用

5.1 緒言

近年、低炭素化社会の実現に向けた取り組みの一つとして、太陽光発電の急速な導入が進められている⁽¹⁾。こうした分散電源の導入が集中する配電用変電所では、電圧調整・逆潮流監視・再送電逆圧監視など、さまざまな監視制御機能に影響が生じることが懸念されており、対策として次世代送配電技術の開発が喫緊の課題となっている⁽²⁾。

特に、配電用変電所変圧器の逆潮流については従来、逆潮流制約を設けていた。しかし、太陽光発電導入促進の制約条件となることから、2013年5月31日に電気設備の技術基準の解釈第228条で規定する配電用変電所の変圧器における逆潮流の制限(バンク逆潮流制限に係わる規定)が改定され、その制約が解消された⁽³⁾⁽⁴⁾。この対応により、太陽光発電などの分散電源大量導入に伴う配電線保護リレーの感度低下が問題となってきている。すなわち、分散電源からの事故電流供給により、変電所で検出できる事故電流が減少するため、保護リレーの事故不検出や検出の遅延が懸念される。

一方、現在の配電自動化システムは、配電用変電所の変圧器や配電線遮断器(以下、FCB)などの状態、負荷電流や母線電圧の計測値、および6.6kV配電線路上の配電線区分開閉器の入切などの情報を取り込んで、配電線の充停電、負荷量、および事故などの監視を行うとともに、遠隔操作により系統切替や事故復旧操作を行っている。さらに最近では、公衆保安のための配電線の断線検出や配電線事故原因の早期発見、分散電源の系統連系を考慮した電力品質、および系統運用の管理精度向上のニーズが高まっている。また、半導体やセンシングなどの技術進歩に伴い、配電系統設備保守の高度化が図られており、配電系統内の事故区間判定や状態管理などの目的からセンサ区分開閉器の導入も進んでいる⁽⁵⁾。各センサ区分開閉器から得られた情報は親局に収集され、断線検出をはじめ迅速な復旧に活用されている⁽⁶⁾。また、センサ区分開閉器情報の活用については、地絡事故の標定方法に関する研究がなされている⁽⁷⁾⁽⁸⁾。しかし、配電用変電所保護リレーシステムと一体となって事故除去を行うシステムの提案ではない⁽⁹⁾。

配電線の保護については、配電線区分開閉器を制御する自動化子局の順次送電リレーと、配電用変電所が具備する配電線保護リレーおよび再閉路リレーの組み合わせにより、健全区間と事故区間の判別と切り離しを行う。このために、事故発生時には、健全区間も一度停電してしまう。また、先に述べた分散電源の大量導入に起因する配電線短絡時の電流感度の低下をはじめ、配電線地中化に伴う対地静電容量の増大などの課題があり、現状のシステムでは解決できない。

本章では、これらの課題に対応するため、センサ区分開閉器情報を利用した新しい配電線保護リレーシステムを提案する⁽¹⁰⁾。この提案のシステムでは、自動化子局同士が自局の保護リレー

の動作に関する情報を隣接局と交換する。それぞれの子局が自律的に動作することで、事故区間の迅速な切離しと健全区間に対する電力供給の継続ができる。

本論文では、提案システムを実現するために、子局間通信を行うための機能と自律的な動作機能を有する IEC 61850 に対応した IED を活用する。IEC 61850 は、これまでの章で述べてきたとおり、もともと変電所自動化システムのための国際標準であり、欧米をはじめとする諸外国では同規格に対応した IED の導入が進んでいる⁽¹¹⁾。わが国においても一部の電力会社で実用化されており、今後ますます導入が進むと予想される⁽¹²⁾。また、IEC 61850 を配電自動化に適用するための規格化が進められている⁽¹³⁾。IED 間の通信には前章で述べたように IEC 61850 内で規定された伝送方式である GOOSE が使用される。GOOSE はイーサネットフレームに伝送すべきデータを直接埋め込むため、高速にデータをやりとりできる。この IED を配電自動化に活用できれば、海外で広く適用されていることから、マルチベンダ化と量産効果によるコストダウンを期待できる⁽¹⁴⁾。

はじめに、従来の配電自動化システムの課題について検討する。分散電源の大量導入に起因する配電線短絡時の電流感度の低下をはじめ、配電線地中化に伴う対地静電容量の増大などの課題について明らかにし、これらの課題に対応するため、新しい配電線保護リレーシステムを提案する。すなわち、センサ区分開閉器情報を利用し、自動化子局同士が自局の保護リレーの動作に関する情報を隣接局と交換する配電線区間保護リレーについて、そのシステムの動作原理について述べる。そして提案手法を実験により確認したうえで、机上のシミュレーションにより従来の配電線保護システムが持つ課題を解決できることを明らかにする。

なお、ここで述べる新しい配電自動化システムは、配電用変電所が所管する配電線保護リレーシステムの機能を内包している。

5. 2 現状の配電線保護システム

5.2.1 短絡・地絡事故時の配電線保護

従来の配電線保護は、配電用変電所配電線引出口において、短絡事故の場合には OC が、地絡事故の場合には OVG と地絡方向リレー（以下、DG）が事故検出をした後、FCB が事故電流を遮断する。その後、変電所の再閉路リレーにより一定時間後に FCB を再投入する。配電線区分開閉器は、順次、次区間への送電を行うが、事故が継続していれば事故区間への送電と同時に変電所引出口の保護リレーが事故を検出し、FCB を再度遮断させる。一方、配電線区分開閉器は次区間への送電後、配電線自動化子局に内蔵されるリレーにより一定時間（例えば 6 秒）内に無電圧を検出すると、自身の配電線区分開閉器に対して切状態のままロック（以下、切ロック）する指令を与える。配電線区分開閉器の切ロックにより、事故区間は健全システムから切り離されるため、FCB が再度、閉路すれば、健全区間への送電を完了する。

5.2.2 従来の配電線保護システムの課題

従来の配電線保護リレーシステムでは、次に掲げる三つの課題がある。

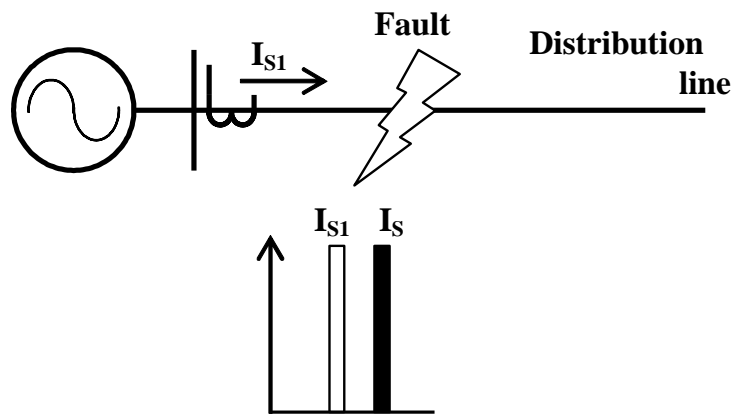
(1) 健全区間の復旧時間 従来の配電線保護リレーシステムでは、配電線の短絡・地絡事故に対して、配電用変電所引出口の保護リレーにより事故検出した後、FCB が事故電流を遮断し、変電所からの再閉路リレー起動により各区間の復旧を行う。このため、健全区間の不要な停電、事故区間に応じた復旧時間が長くなる、といった課題が挙げられる。配電線の区間は、各配電線の亘長や負荷密度により、1 フィーダあたりおおむね 3 ～ 8 区間を構成する。例として第 7 区間での地絡および短絡事故時に、健全区間である第 6 区間の復旧までに要する時間は(1)式より、219 秒となる。

$$\text{Recovery time} = \text{Reclosing (60 sec)} + \text{Reboot time (9 sec)} \times \text{Number of section (6)} + \text{Second reclosing (60 sec)} + \text{Reboot time (9 sec)} \times \text{Number of section (5)}$$

.....(1)

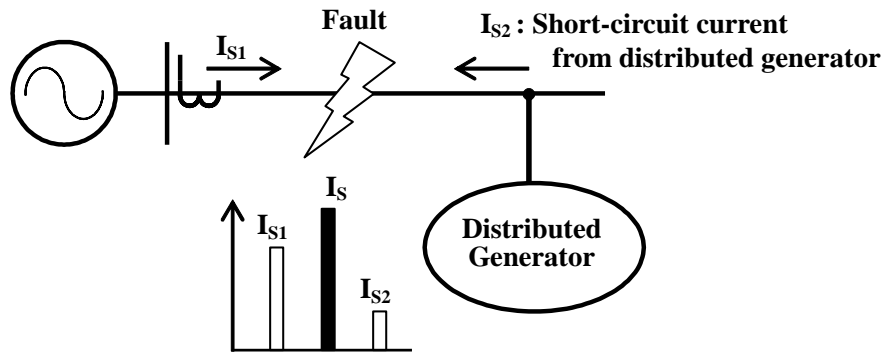
(2) 配電線短絡保護リレーの感度低下 分散電源が大量に導入された場合、これらの電源からも事故電流が供給され、変電所引出口の OC に入力される電流が減少する⁽¹⁵⁾。これにより、OC の不検出や検出の遅延が懸念される。短絡事故が発生したときを例にした、引出口配電線保護リレー並びにセンサ区分開閉器の短絡電流の大きさの関係を Fig.5.1 に示す。図中には、事故点の短絡電流(以下、 I_s)、変電所引出口から供給される短絡電流(以下、 I_{s1})、事故点よりも負荷側に設置された分散電源から供給される短絡電流(以下、 I_{s2})を示す。

(3) 配電線地絡保護リレーの感度低下 配電線の地絡事故検出には、OVG と DG が用いられている。OVG と DG は、配電用変電所母線の接地形計器用変圧器(以下、EVT)の三次側制限抵抗 R_n から零相電圧(以下、 V_0)が入力される。また、DG には、各配電線の零相変流器(以下、ZCT)から零相電流(以下、 I_0)が入力される。地絡事故検出感度は、地絡時の I_0 に依存する。Fig.5.2 に地絡事故時の零相回路を示す。郡部など配電線引出口が少ない配電系統など、対地静電容量($C_1+C_2+\dots+C_n$)が著しく小さい場合では、(2)式から I_0 が小さくなり、DG の動作が困難となる恐れがある。逆に都市部など配電線引出口が多く、地中配電線の布設などにより対地静電容量が大きい場合では、事故点抵抗 R_g が 0 でない限り(3)式から V_0 が小さくなるため、OVG の動作が困難となる恐れがある。これらの課題には、配電用変電所母線の EVT の三次側制限抵抗 R_n の値を小さくとり、 I_0 を大きくする方法や、OVG や DG の高度化⁽¹⁶⁾により対処してきた。しかしながら、さらなる都市開発などにより、ますます充電電流が増大する傾向にあり、従来の高度化では対処できない恐れがある。



Short-circuit current : $I_S = I_{S1}$

(a) Before introducing the distributed generator



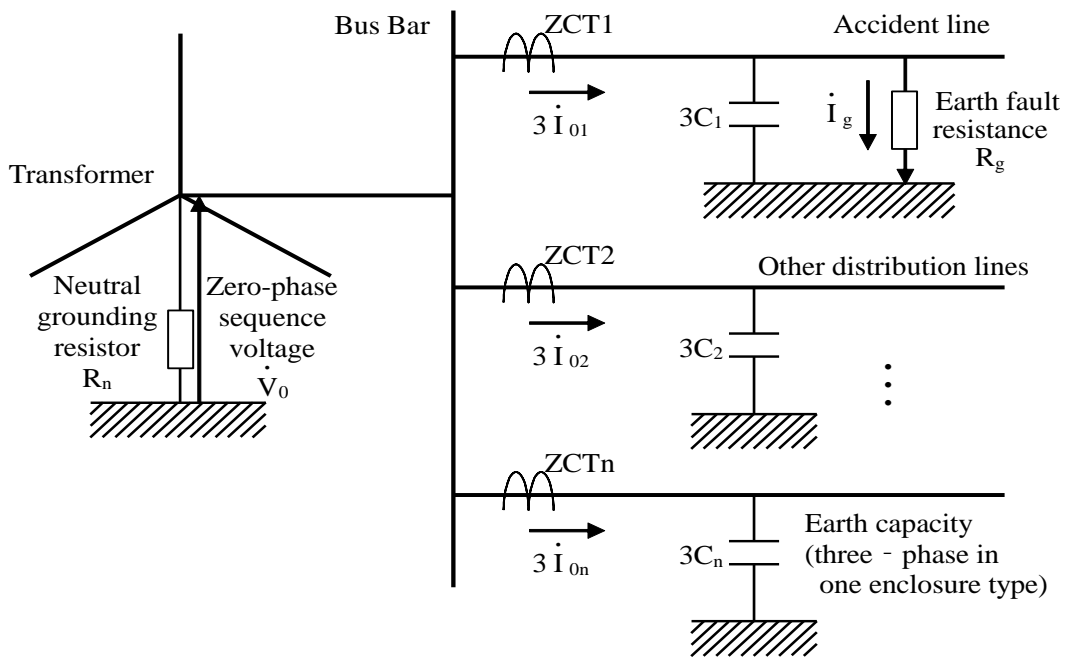
Short-circuit current : $I_S = I_{S1} + I_{S2}$

(b) After introducing the distributed generator

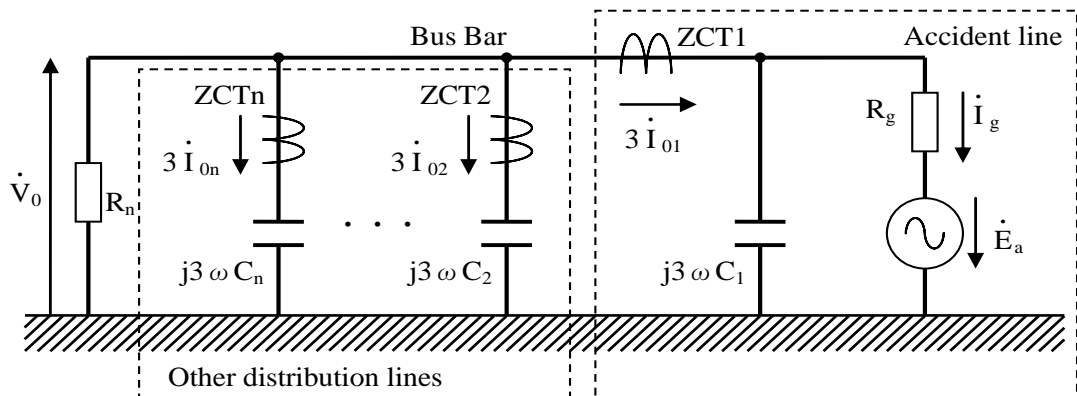
Fig. 5.1. Change of the short-circuit current due to distributed generator.

$$3\dot{I}_{01} = -\dot{V}_o [j3\omega(C_2 + \dots + C_n) + 1/R_n] \dots\dots\dots (2)$$

$$\dot{V}_0 = \frac{-\dot{E}a}{1 + R_g [1/R_n + j3\omega(C_2 + \dots + C_n)]} \dots\dots\dots (3)$$



(a) Figure of zero-phase sequence power distribution system



(b) Figure of an equivalent circuit

Fig. 5.2. Distribution of the earth fault current.

5. 3 IEC 61850 準拠 IED を適用した新しい配電線保護システムの提案

提案するシステムを Fig.5. 3 に示す。配電線の保護には、各区間に設置する配電線自動化子局を用い、センサ区分開閉器の電圧・電流情報を利用して事故を検出する。子局には、順次送電リレーの代わりに配電線区間保護リレーとして IED を用意する。事故区間内外部判定には、子局に内蔵される IED 同士の通信を用いる。この通信には、IEC 61850 で規定された GOOSE を用いる。また、変電所引出口についても、事故区間内外部判定のため、同様に FCB 用 IED (以下、IED-FCB) を用いる。IED-FCB には、各区間保護リレー (IED1~n) と同じ機能を備えることに加え、事故区間内部判定した IED から受信した転送信号に基づき、FCB に遮断指令を出力する機能も

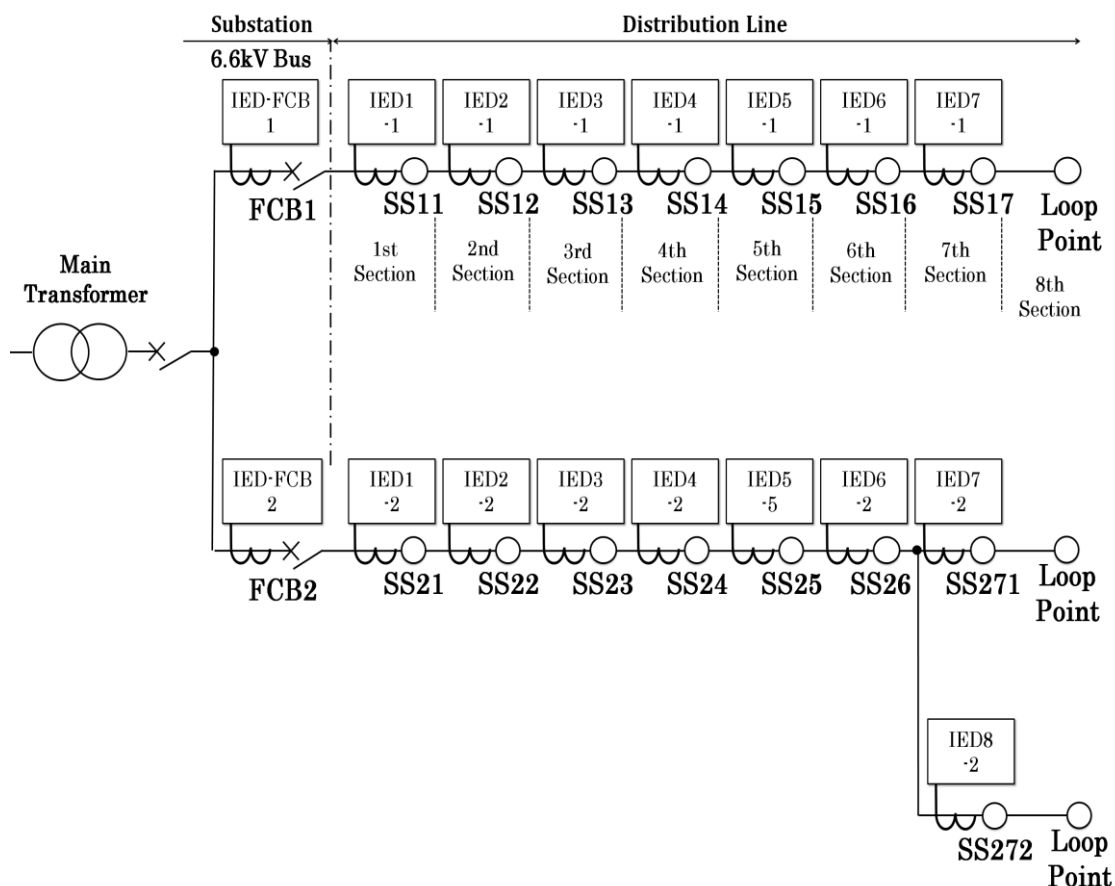


Fig. 5.3. Configuration of the proposed system.

付加する。さらに、この IED-FCB には、変電所構内の母線保護並びに配電線路保護のバックアップ機能として、時限付短絡過電流リレーと微地絡事故検出リレーを具備する。

5.3.1 配電線区分保護リレーシーケンス

Fig.5.3 における IED の配電線区分保護リレーシーケンスとして、各交流回路(電流・電圧)、直流回路、制御回路を説明する。

(1) 電流回路 IED の交流シーケンスを Fig.5.4 に示す。電流情報は、センサ区分開閉器から、CT を介して取り込む。短絡事故検出のために、変化幅過電流リレー(以下、 ΔOC)を用いる。 ΔOC とは、事故前後の電流変化幅を検出して、短絡検出を行うものである。また、短絡事故時の事故区間の残り電圧が小さい場合、電圧と電流の位相が確認できず、短絡事故の点が電源側か負荷側か判別できない恐れがある。このため、事故直前の電圧に対して事故後の電流方向を比較して方向を判別する差分方向判別過電流リレー(以下、 d^2OC)を各相用いる。Fig.5.5 により $d^2OC(A)$ の動作を説明する。図は短絡事故の代表例として三相短絡事故の A 相の動きについて説明する。IED1 の A 相では事故の $2\pi rad$ 前の線間電圧 V'_{AB1} に対して、 $2\pi rad$ 前の線電流 I'_{A1} と事故後の線電流 I_{A1} の位相と大きさを比較し判別する。 I'_{A1} と I_{A1} は同方向であることから事故

は負荷側にあることがわかる。IED2 の A 相では $2\pi\text{rad}$ 前の線間電圧 V'_{AB2} に対して、 $2\pi\text{rad}$ 前の線電流 I'_{A2} と事故後の線電流 I_{A2} の位相と大きさを比較し判別する。 I'_{A2} と I_{A2} が反対方向であることから、事故は電源側にあることがわかる。一方、地絡事故検出には、DG 並びに OCG を用いる。非接地系統の地絡電流が負荷電流に対して非常に小さく、CT 残留回路では検出が困難であることから、配電線区分開閉器に内蔵する電流センサには、ZCT を備え付ける必要がある。この ZCT 二次回路を介して電流情報を取り込む。

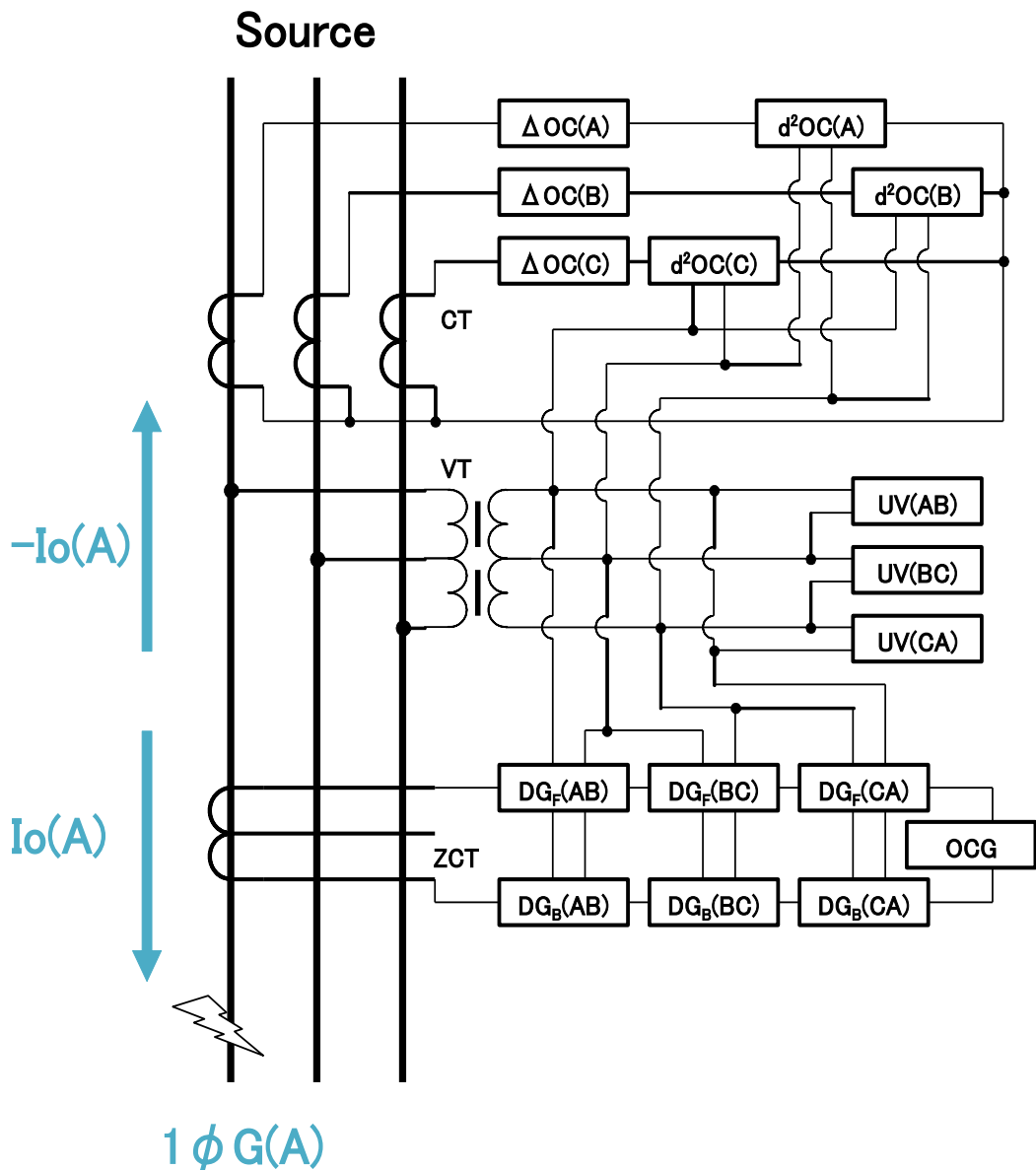


Fig. 5.4. Overview of AC sequence.

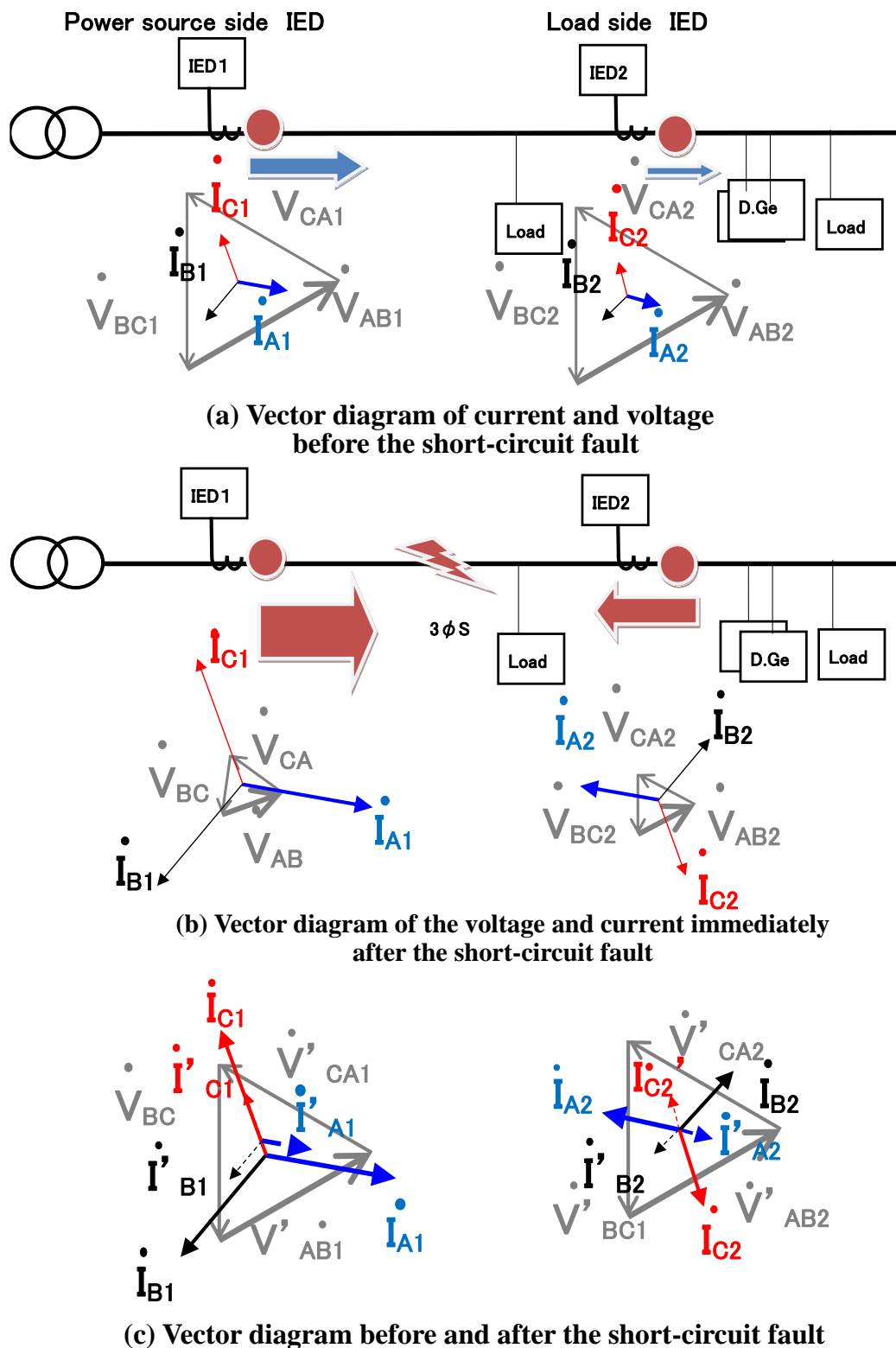
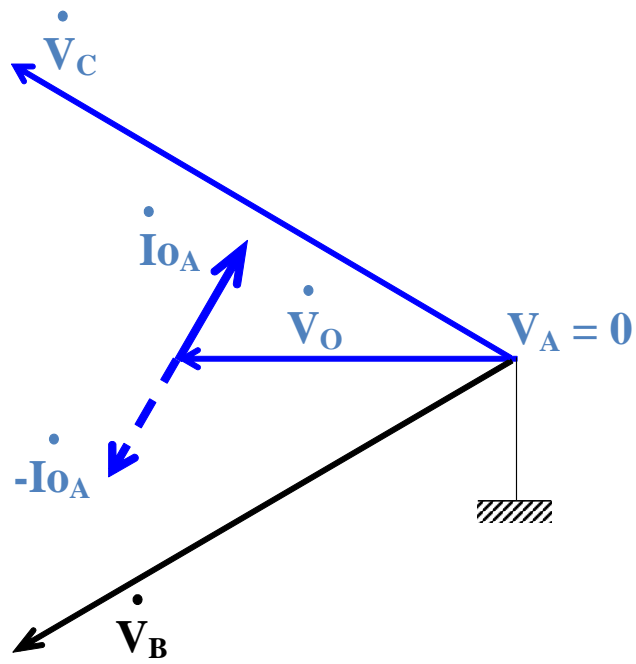


Fig. 5.5. Overview of d²OC relay.

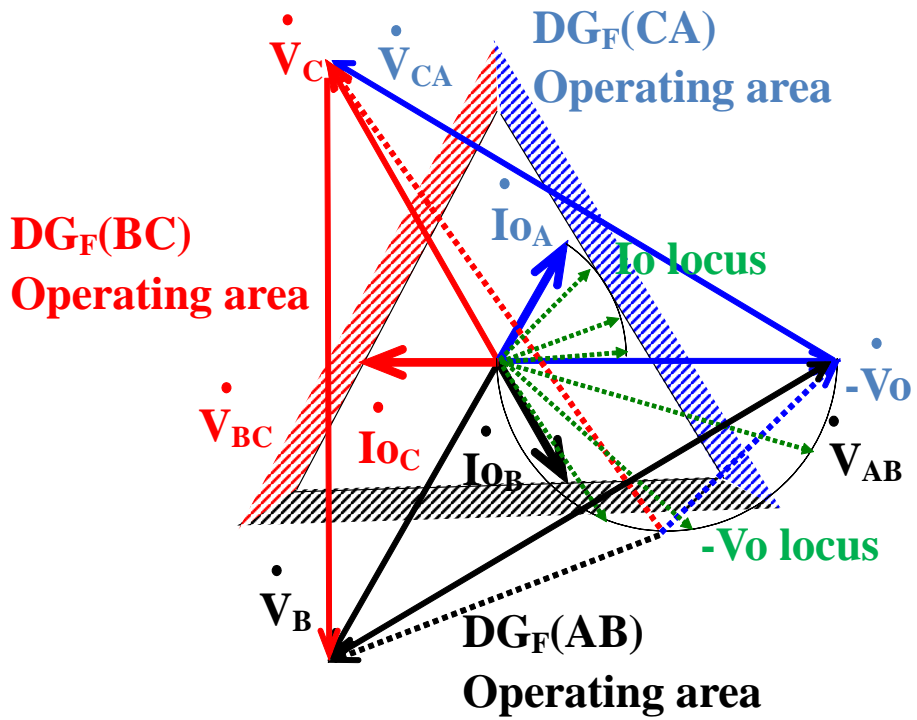
(2) 電圧回路 電圧情報は、センサ区分開閉器から VT を介して取り込む。短絡事故検出用に二次回路を介して不足電圧リレー(以下、UV)を用いる。一方、地絡事故検出用には従来の配電用変電所では EVT 三次回路に制限抵抗を取り付け、DG の地絡過電圧要素を取り入れている。わが国の配電系統は非接地系であるため、地絡による事故電流は他回線充電電流となり、FCB に頼らなくとも負荷電流を配電線区分開閉器で遮断できる。このため事故発生後、要求時間内に地絡事故区間が判定できれば、変電所側の地絡保護リレーが事故検出し、FCB を遮断させる前に直接、配電線区分開閉器による事故区間の切離しが可能となる。

非接地系統における地絡事故検出として、DG により事故回線の選択遮断が行われているが、欧米で開発された汎用 IED は、直接接地系統を主な対象としているため、非接地系統ではそのまま利用することはできない。非接地系の地絡事故検出方法は、事故時の V_0 と I_0 となる事故回線以外の対地充電電流との位相と大きさを用いるため、IED のフェーザ計測機能を利用して、方向判別を行う。IED を用いた DG シーケンスはすでに国内での実用化が進んでおり、適用可能となっている⁽¹⁴⁾。しかし、センサ区分開閉器には、配電用変電所のように EVT 三次回路から地絡過電圧情報を取り入れることは、三次回路の制限抵抗が EVT の台数分必要となり、制限抵抗挿入による I_0 増大により、設置は困難となる。このため、従来の DG とは異なった特性を作る必要がある。そこで、VT 二次電圧と ZCT から取り入れる I_0 の方向判別を行う各相 DG を用いる。地絡事故時の電圧・電流ベクトル図を Fig.5.6 に示す。Fig.5.6 (a) に A 相地絡事故時の電圧と I_0 の位相の関係を示す。Fig.5.6 (b) に各相地絡事故時の電圧と I_0 の位相の関係並びに DG の位相特性を示す。 V_0 情報の検出をしなくとも、線間電圧と I_0 の位相関係から、地絡事故の相並びに事故点の方向が判断できる。VT 二次電圧を用いるため各相の地絡事故に対して DG の電圧入力異なる。このため、各相の地絡を検出するには合計 3 台の DG が必要となる。また、配電線は系統変更が頻繁に行われるため、配電系統が A 変電所から B 変電所へと変更となっても対処できる必要がある。電源端と負荷端が左右変更となっても対応できるよう、電源側と負荷側の方向判別に各相用意するため、電源側向けに DG_B と負荷側向けに DG_F の計 6 台の DG を用いる。事故検出用には、先に述べたように VT が非接地であることから OVG による起動はできないため、OCG により起動する。従来の地絡感度は、 V_0 により決定するため、充電電流が大きくなると地絡事故検出感度が低下する問題が発生し、リレー整定の運用が困難となる場合があるが、OCG 起動による検出では、 V_0 が著しく小さい場合でも、十分に地絡事故検出感度の確保が期待できる。

(3) 直流回路 センサ区分開閉器の VT, CT, ZCT を介して構成し、各リレーから得られた情報を元に、短絡・地絡事故の有無とその方向を判別する回路を Fig.5.7 に示す。短絡事故時には、2 相あるいは 3 相短絡事故電流により、事故相の UV 並びに ΔOC が動作するとともに、



(a) Vector diagram of earth fault on phase A



(b) Vector diagram of each phase DG

Fig. 5.6. Vector diagrams of current of ZCT and secondary voltage of VT in earth fault.

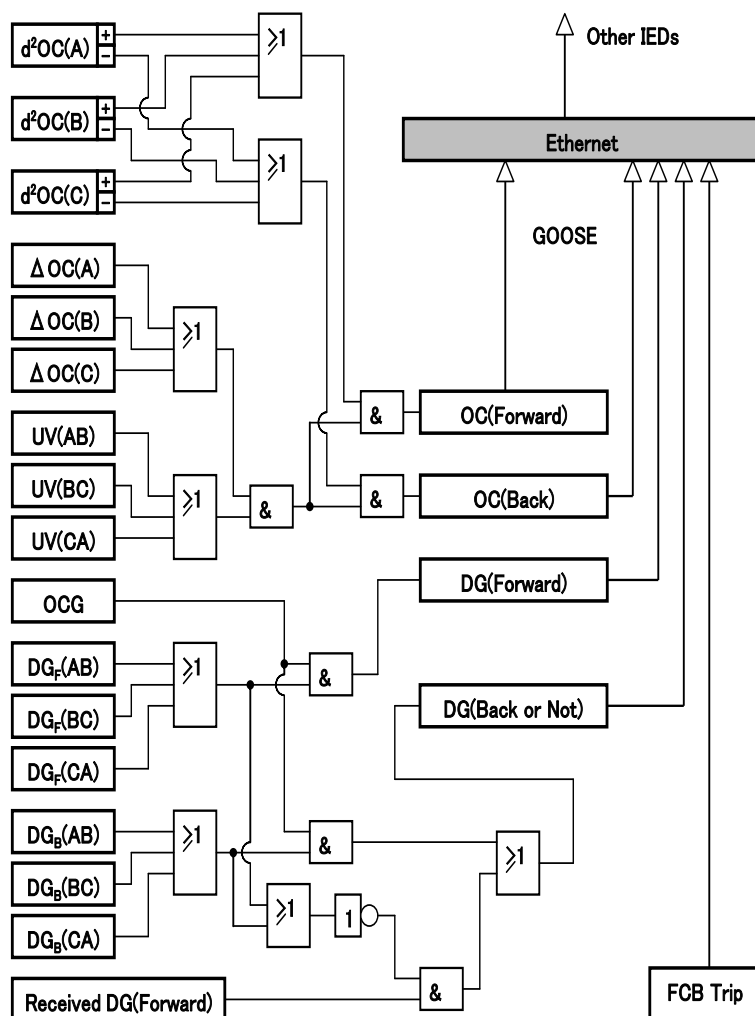


Fig. 5.7. Overview of DC sequence.

d^2OC が動作することで、事故点が電源側にあれば $OC(Back)$ が、負荷側にあれば $OC(Forward)$ がそれぞれ動作する。一方、地絡事故時には OCG 並びに事故相の DG が動作し、地絡事故点が配電線区分開閉器に設置されている IED の電源側にあれば $DG(Back)$ が、負荷側にあれば $DG(Forward)$ が動作する。配電線区分開閉器に設置されている IED から見て電源側に地絡事故点があるとした場合には、

- ① 変電所の EVT を介して対地充電電流が流れるため、常に EVT が変電所側のみにある場合には OCG と全 DG がともに不動作、かつ、電源側 IED からは $DG(Forward)$ 動作信号を受信する。
- ② EVT などを通じてごく小さな対地充電電流が流れる場合や両端に EVT がある場合、あるいは背後に大きな静電容量を有し充電電流が流れる場合には、 OCG 並びに $DG(Back)$ が動作する。

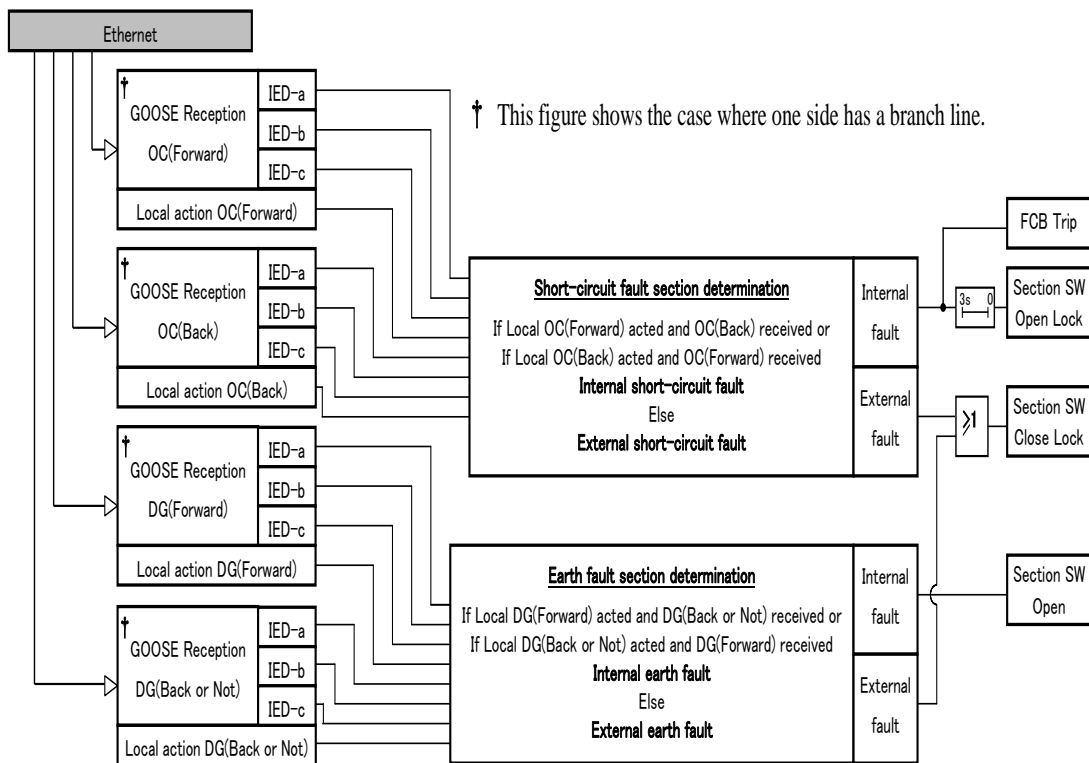


Fig. 5.8. Control Sequence of the section switch and FCB.

これらリレーの動作情報は隣接 IED に GOOSE を用いて送信される。

(4) 制御回路 制御回路を Fig.5.8 に示す。隣接 IED からイーサネットを介して得られたリレー動作情報と自局の IED のリレー動作情報を比較する。Fig.5.8 に示す IED-a,b は、自局の両端 IED の情報である。区間には分岐線がある場合があり、片端に分岐線が存在すれば、その局は IED-c となり、両端とも分岐線が存在すれば、自局に信号を送信する IED はそれぞれ-a,-b,-c,-d の 4 端子になる。Fig.5.8 は片端に分岐線が存在する場合を示している。隣接局から GOOSE により受信する内容を自局と比較した結果により、配電線区間内外部判定を行い、その後、配電線区分開閉器に対して切信号や入切ロックを行う。また配電用変電所引出口遮断器に対して、必要に応じて転送遮断信号を送信する。

配電線区間内外部判定方法について、第 7 区間の短絡事故並びに地絡事故を例に説明する (Fig.5.9 参照)。

(a) 短絡事故区間判別制御 短絡においては事故電流を配電線区分開閉器では遮断できないが、事故区間の高速判定を行うことで、FCB の遮断中に配電線区分開閉器により事故区間を切離す。これにより、すべての健全区間を一度に復電できるため、健全区間の停電時間短縮が実現できる。 Fig.5.9 のごとく第 7 区間の短絡事故が発生した場合には、IED1～6 は OC(Forward)が動作する。また、短絡事故発生により IED-FCB 並びに IED1～7 の UV が動作す

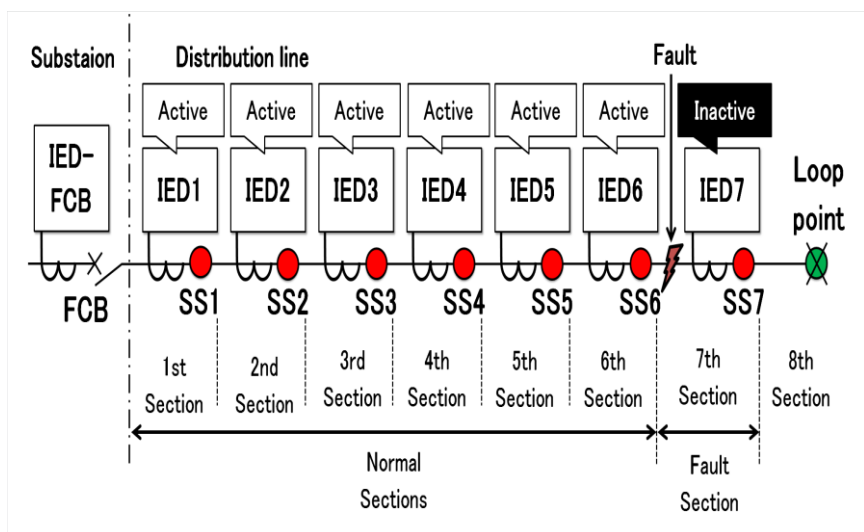
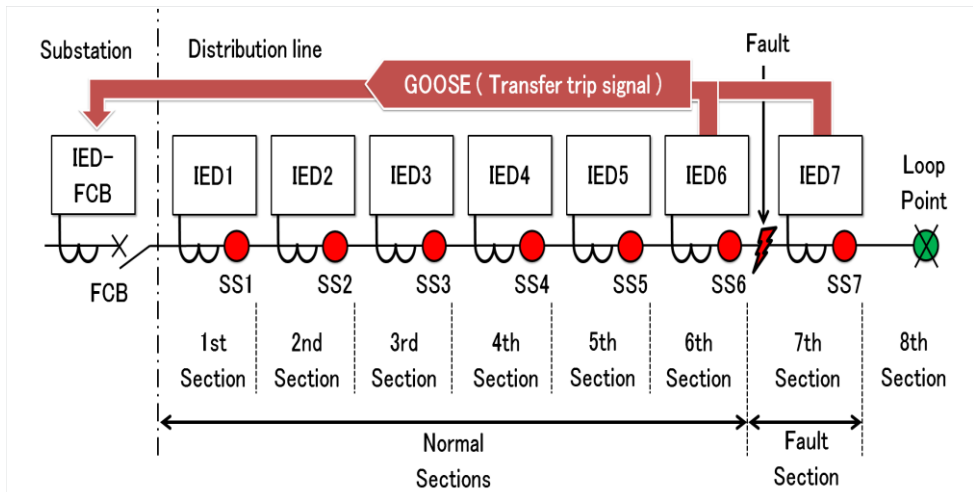


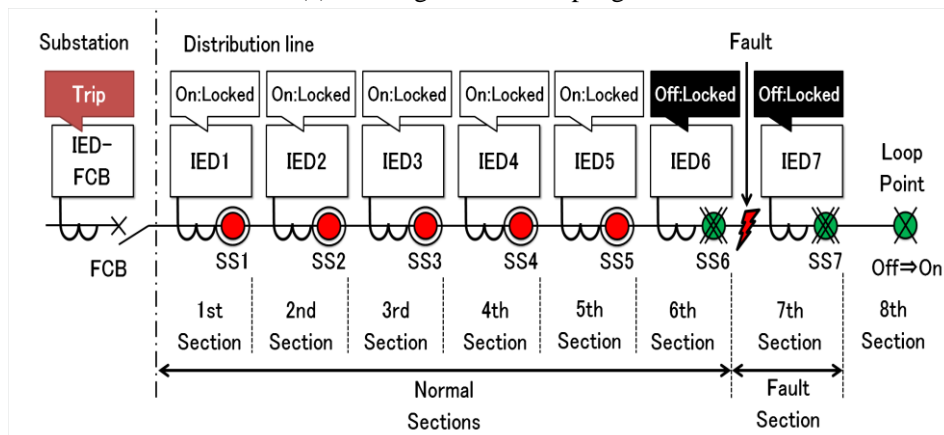
Fig. 5.9. Internal/external fault detection.

る。この UV 動作を条件とし UV が動作した IED が隣接 IED と相互通信を行う。IED-FCB および IED1～6 は先に示した直流シーケンスから ΔOC と d^2OC が動作することで OC(Forward)が動作という情報を GOOSE により隣接子局に送信する。第 7 区間の IED7 は、背後に分散電源がない場合は、OC(Back) と OC(Forward) がともに不動作となる。他方、分散電源などが事故点の背後にある場合は反対方向の OC(Back) が動作する。IED7 は OC(Back) または OC 不動作の情報を、隣接する IED6 へ GOOSE により送信する。IED7 は IED6 から OC(Forward)を GOOSE により受信する。受信した情報より IED6, 7 は第 7 区間の事故と判定する。このように、分散電源が大量導入された場合に懸念される配電線引出口の短絡電流の感度低下の問題は、子局同士による相互通信により解決される。内部判定したすべてのリレー（この場合は IED6 と IED7）から IED-FCB へ GOOSE を用いて転送遮断指令を出力する。その後、自身の配電線区分開閉器開放状態を維持する「切ロック」を設定する。ただし、引出口の遮断による電圧消失から 2 秒程度で区間の開閉器はすべて「切」状態となるため、「切ロック」は事故の内部判定より 3 秒後に行う。なお、区間外と判定したすべての IED は、再送電を目的とした配電線区分開閉器の「入ロック」を外部判定直後に設定して動作を終える。以上の動きを Fig.5.10 に示す。その後、FCB の再閉路リレーの動作により健全区間への送電が再開される。

(b) 地絡事故区間判別制御 Fig.5.9 のごとく第 7 区間の地絡事故が発生した場合には、IED1～6 は DG(Forward) が動作する。地絡事故発生により IED-FCB 並びに IED1～6 の OCG が動作する。この OCG 動作を条件とし隣接 IED と相互通信を行う。IED-FCB および IED1～6 は DGF(AB), DGF(BC), DGF(CA)のいずれかが動作することで DG(Forward) が動作という情報を GOOSE により隣接子局に送信する。IED7 は事故電流が動作値に達しないため、DG(Back) と



(a) Sending a transfer trip signal to IED-FCB



(b) Sending On-locked/Off-locked signals to each SS

Fig. 5.10. Sequence after locating a fault section for short-circuit.

DG(Forward)がともに不動作となる。あるいは IED7 の背後の静電容量や EVT によっては事故電流が逆方向となり、OCG と DG(Back) が動作する場合もある。IED7 は、OCG が不動作の場合、IED6 から DG(Forward) を GOOSE により受信したことを条件に、DG 不動作の情報を隣接する IED6 へ GOOSE により送信する。IED7 の OCG が動作した場合は、IED7 は IED6 からの GOOSE による受信を待つことなく、IED6 へ DG(Back) が動作という情報を GOOSE により送信する。受信した情報より IED6, 7 が第 7 区間の事故と判定する。内部判定した IED6 および IED7 は、自身の配電線区分開閉器に対して、直ちに切指令を出力するとともに切ロックを行う。このように FCB を遮断させることなく、事故区間の切離しが完了する。その動きを Fig.5. 11 に示す。

従来は、FCB と変電所引出口リレーにより保護してきたが、今回提案するシステムでは、従来の変電所側に具備したリレーに頼ることなく、子局に内蔵する IED により自己完結する。従来法における復旧時間と提案法における復旧時間を Table 5.1 に示す。

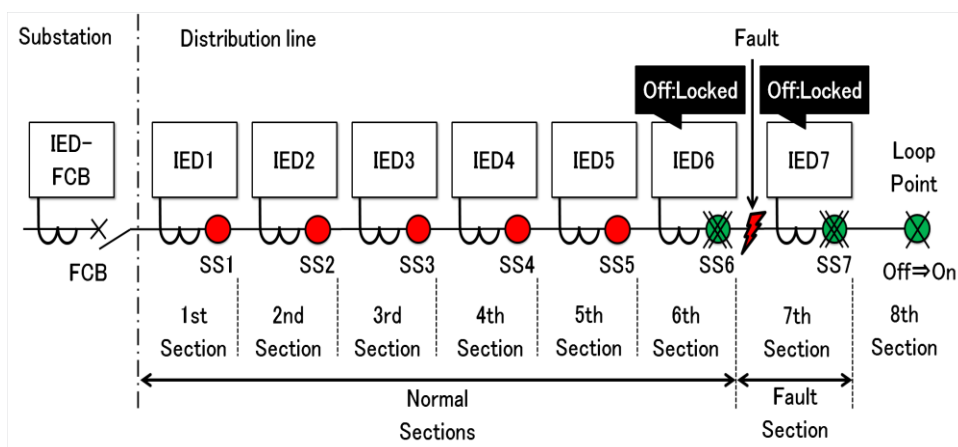


Fig. 5.11. Sequence after locating a fault section for earth fault.

Table 5.1. Comparison of Recovery Time.

Section	Recovery time [sec]		
	Conventional system	Proposed system	
		Short-circuit	Earth fault
1	174	60	※
2	183		
3	192		
4	201		
5	210		
6	219		

※Because FCB does not activate to cut off the earth fault current.

5.3.2 実現するための要求性能

このシステムは先に述べたように、短絡事故時には FCB による事故遮断を期待するため、各 IED による事故区間判定を行った後、判定を行った IED から変電所引出口の IED-FCB に対し、転送遮断指令を出力する。これにより、短絡事故電流の除去を行う。現在のシステムで短絡事故除去時間の要求性能は、最大短絡電流を迅速に遮断するリレー動作時間を 200ms としている。一方、地絡事故除去時間の要求性能は、地絡事故が発生した場合、1 秒以内に自動遮断することを条件に、低圧電路の対地電圧の上昇の限度を 600V としている。需要家の地絡検出時限の整定値は 200ms~400ms 程度であることから、変電所側では時間協調をおおむね 700ms とし、遮断時間を含め仕上がり1秒以内に高圧電路を切り離している。一方、提案するシステムでは、配電線路の切り離しには遮断器ではなく区分開閉器を用いる。区分開閉器の開放時間は、特に規定はないが、数社の製品の調査から、区分開閉器のコイル保持電圧無しから開放までの測定実績で 150ms~200ms であった。これらの結果から、区分開閉器についても遮断器同様

Table 5.2. Coordination between IED and IED-FCB.

(a) Short-circuit

No	Details	time [msec]
1	Fault occurs ⇒ Fault detection	50
2	Exchanging information among IEDs	10
3	Processing sequence(Internal/External)	60
4	Sending a transfer trip signal to IED-FCB	60
5	Sending a trip signal to CB	10
Sum		190

(b) Earth fault

No	Details	time [msec]
1	Fault occurs ⇒ Fault detection	50
2	Exchanging information among IEDs	10
3	Processing sequence(Internal/External)	60
4	Sending a trip signal to SS	50
Sum		170

300ms 程度と想定しても、十分に1秒以内に開放可能である。短絡および地絡の要求性能に基づく IED と IED-FCB の動作時間協調の目安について Table 5.2 に示す。いずれも短絡時は 200ms, 地絡時は 700ms 以下であり、その条件を十分に満たしている。

5.3.3 通信遅延対策並びに後備保護機能

GOOSE による通信の遅延誤差は通常 2~3ms であるが、通信負荷に過酷な負荷がある状態においては、数十 ms 程度での遅れであるため⁽¹⁷⁾、区間判定の制御シーケンスでは、伝送遅延時間を含めて 50ms の受信可能時間を設けることとする。この時間内に他の IED から保護リレー動作情報を有する GOOSE を受信し、事故発生の内外部判定を行う。区間判定を行った 2~3 局の複数の IED が、変電所側 IED-FCB に転送遮断信号用の GOOSE を送信する。IED-FCB は、複数の IED から 1 つ以上転送遮断信号を受信したら FCB を遮断する。なお、通信負荷に対しては 4章で提案した GOOSE 信頼性向上方法が有効である。

万一複数の IED からの GOOSE の送信不良または受信不良が発生した場合は、変電所側 IED-FCB により、短絡事故の場合は ΔOC , d^2OC がいったん動作したことを記憶し一定の時限を経過した後、GOOSE 送信不良または受信不良を確認して FCB を遮断する。地絡事故の場合は IED-FCB が DG(Forward)により地絡事故配電線を選択し、短絡時と同様に一定の時限を経過した後、GOOSE 送信不良または受信不良を確認して FCB を遮断する。加えて、IED-FCB が誤動作の場合を考慮して、短絡および地絡保護には変圧器二次の IED によるバックアップや従来の方法による保護を行う。

5. 4 実験結果と考察

5.4.1 ハードウェア構成

今回の実験システムでは、IEDとして4台のF35を用いた。1台目を変電所構内の配電線保護リレーとし、残りの3台を分岐のある配電区間を模擬するよう配置した。ESWには最高転送速度100MbpsのGE社製のものを用い、このスイッチを経由して自動化子局間のGOOSEを伝送した。配電線事故は、三相電圧／電流が出力可能な三相交流発生器を用いて模擬し、PLCを模擬遮断器とした。また、ESWにはミラーリングポートを設定し、ネットワークアナライザにより、IED相互間でやりとりされている情報を取得した。ネットワークアナライザとしてWiresharkを使用した。変電所から分岐配電線区間を模擬する実験システムのイメージと実際の構成をFig.5.12に示す。

5.4.2 試験条件

今回の実験システムではFig.5.7の配電線区分保護リレーシーケンス直流回路のうち、短絡・地絡回路の代表A相について作成し、Fig.5.12におけるCase 1～3について実験を行った。配電系統は、配電用変電所側の電源と負荷端、あるいは、配電用変電所側の電源と分散電源を含んだ負荷端を模擬し、Loop pointを常時「開」として放射状系統を想定した。各IEDのリレー整定値並びに配電線インピーダンスをTable 5.3に示す。

短絡事故電流は、配電線路インピーダンスと片端電源の背後短絡容量、加えてセンサ区分開閉器のCT比により決定される。CT比800/5Aとすれば、区間内末端二相短絡電流が最小設備容量が保護できる整定値でよいことになり、おおむね4ないし5Aに整定すれば保護できる。よって、短絡電流の整定値を5Aと設定した。また、DGの整定はZCT比200/1.5mAより2mAとし、起動用OCGの整定は、対地充電電流=10A、Fig.5.2における $R_g=4k\Omega$ から6mAとした。その設定の下、次項に示す机上シミュレーション並びにFig.5.12に示した事故Caseに対応するように電流・電圧を与えることで事故を模擬した実験を行った。

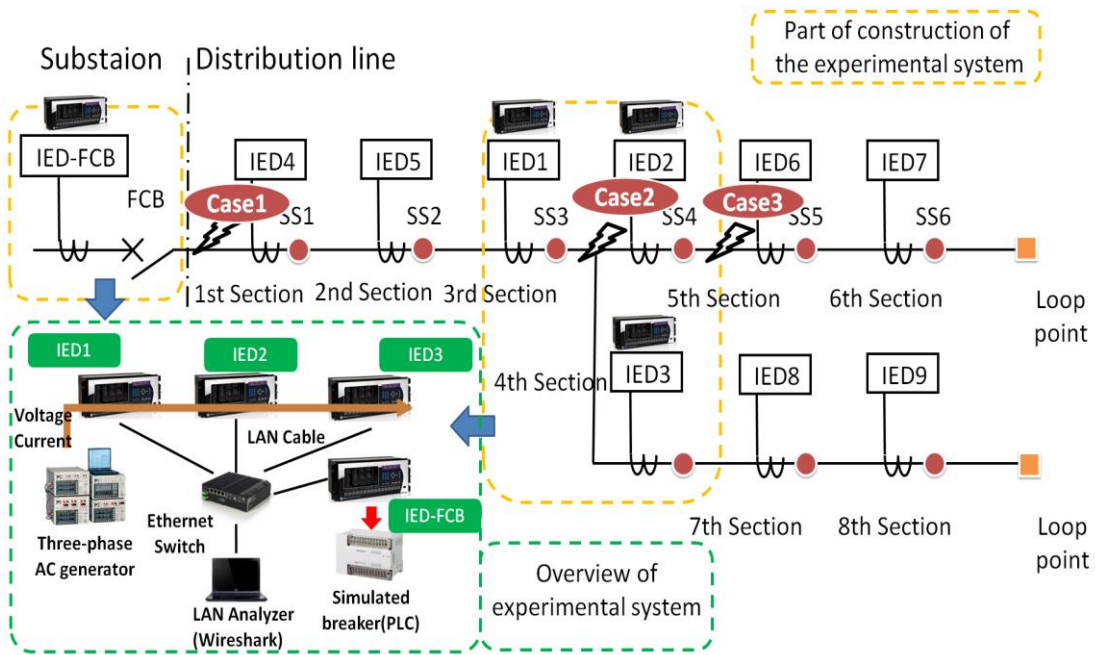


Fig. 5.12. Overview and configuration of the experimental system.

Table 5.3. Distribution line impedance and the relay setting.

Section	Distribution line Impedance [Ω]	Back source Impedance [Ω]	Minimum installed capacity [A]	End two-phase short-circuit current [A]	Setting value	
					UV [V]	OC [A]
1	0.017+j0.549	j0.382	540	1381	80	5
2	0.138+j0.151					
3	0.155+j0.169					
4	0.158+j0.173					
5	0.171+j0.187					
6	0.147+j0.162					
7	0.189+j0.207					
8	0.125+j0.142					

5.4.3 机上シミュレーションによる従来のシステムと提案システムの比較

5.2.2 で示した従来のシステムの課題について、従来システムと提案システム双方で、7 区間での短絡事故並びに地絡事故について比較した。

(1) 健全区間の復旧時間 7 区間事故時の 6 区間の復旧時間について、従来のシステムでは短絡事故、地絡事故ともに前述に示したごとく 219 秒必要であったが、提案システムでは短絡事故の場合に再閉路時間である 60 秒、地絡事故の場合に無停電すなわち 0 秒となる。

(2) 配電線短絡保護リレーの感度低下 5.4.2 に示した試験条件を変更し、配電線インピーダンスは長距離配電線を想定して Table 5.3 の 1.8 倍とする。また、8 区間に分散電源として電流源 100A をおく。この条件において、7 区間で 2 相短絡事故を模擬した。

事故電流は分散電源からの供給がなければ 7 区間までの線路インピーダンスを用いた算出により 892A である。分散電源があると、そこから事故点に向け 100A 供給されることから変電所引出口からの電流は 792A となり、5A 整定値では変電所引出口短絡保護リレー誤不動作の恐れがある。一方、提案システムでは、UV 検出により各区間の IED が起動し、 ΔOC 、 d^2OC が動作することで、自局の背後か前方かを判断し相互通信を行う。相互通信情報から 7 区間事故の判定を行い、IED-FCB が転送遮断信号を受信して、引出口遮断器が遮断され、短絡事故が除去される。

(3) 配電線地絡保護リレーの感度低下 5.4.2 に示した試験条件を変更し、対地充電電流を 10A から 30A とする。事故点抵抗の感度は $R_g=4k\Omega$ とする。この条件において、7 区間で一相地絡事故を模擬した。従来システムでは Fig.5.13 のごとく、充電電流が増大すると地絡電圧が低下する。このため充電電流が 30A の場合は、OVG 起動電圧が 5V 程度となり、変成器やリレー誤差により検出不可能な領域となる。したがって事故検出できず、迅速に事故遮断ができない場合が懸念される。一方、提案システムでは、OCG 起動により Fig.5.14 のごとく、事故点抵抗が $4k\Omega$ の時には充電電流の大きさに影響されず、6mA 以上で検出できることがわかる。これにより各区間の IED が起動し、各相 DG が動作することで、自局の背後か前方かを判断し相互通信により判定が可能である。したがって 7 区間事故の判定を行い、事故配電線引出口遮断器による遮断を行わずに事故区分である 7 区間の区分開閉器を開放する。これにより、地絡事故が除去される。

5.4.4 実験結果

Fig.5.12 に示した事故 Case1~3 における短絡・地絡事故の電流・電圧を与えて動作確認を行った。Fig.5.7 の各リレー出力表示に動作ログを付し、シーケンス上でどのような処理が行われたか確認した。その結果、Fig.5.12 の各 IED において、5.3.1 (3) で記したとおりの事故の判断と動作がなされていることを、代表例として短絡事故について Fig.5.15 に示すとおり確認した。また、動作時間について Table 5.2 の要求性能を満足することを確認した。

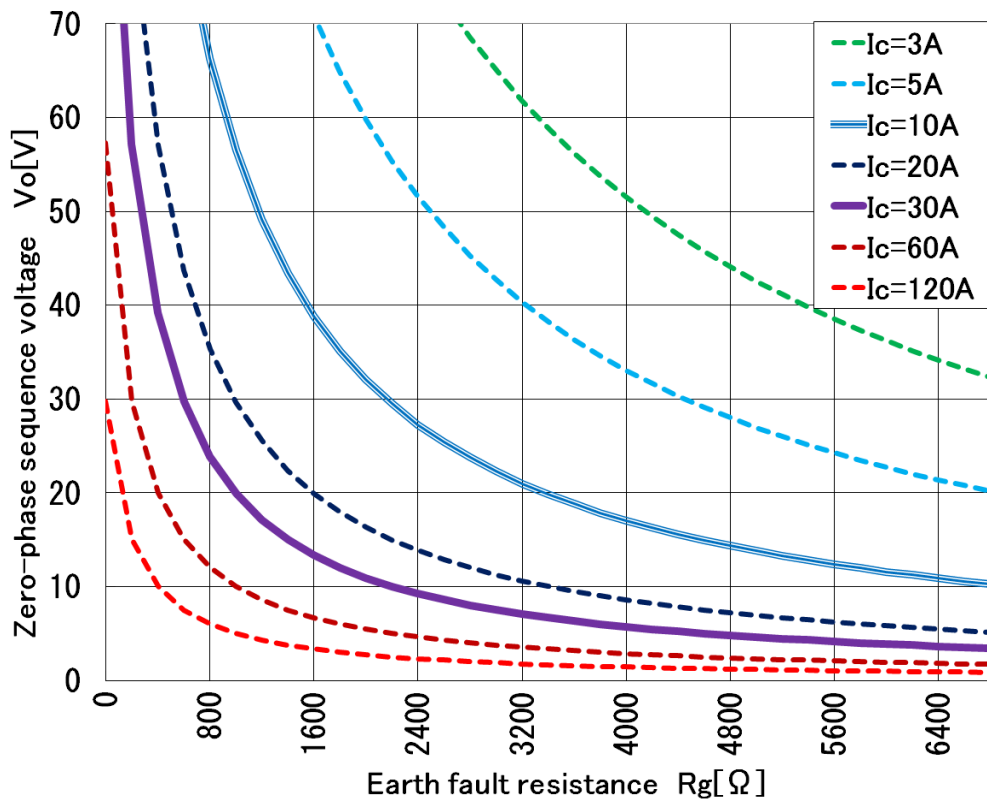


Fig. 5.13. The relations of earth fault resistance and V_o .

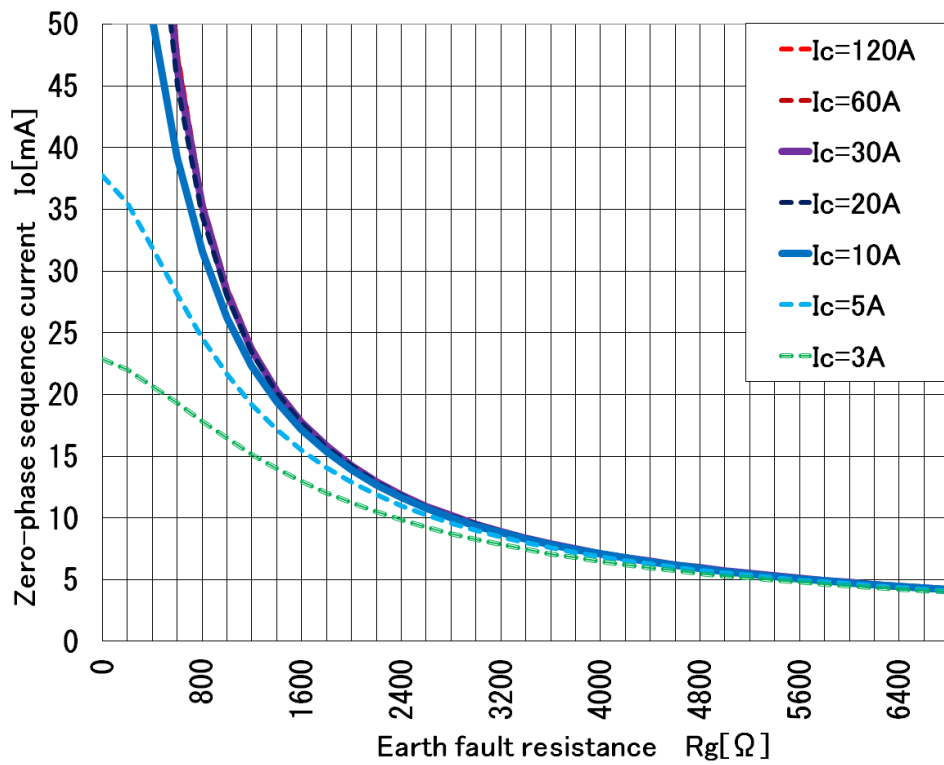


Fig. 5.14. The relations of earth fault resistance and I_o .

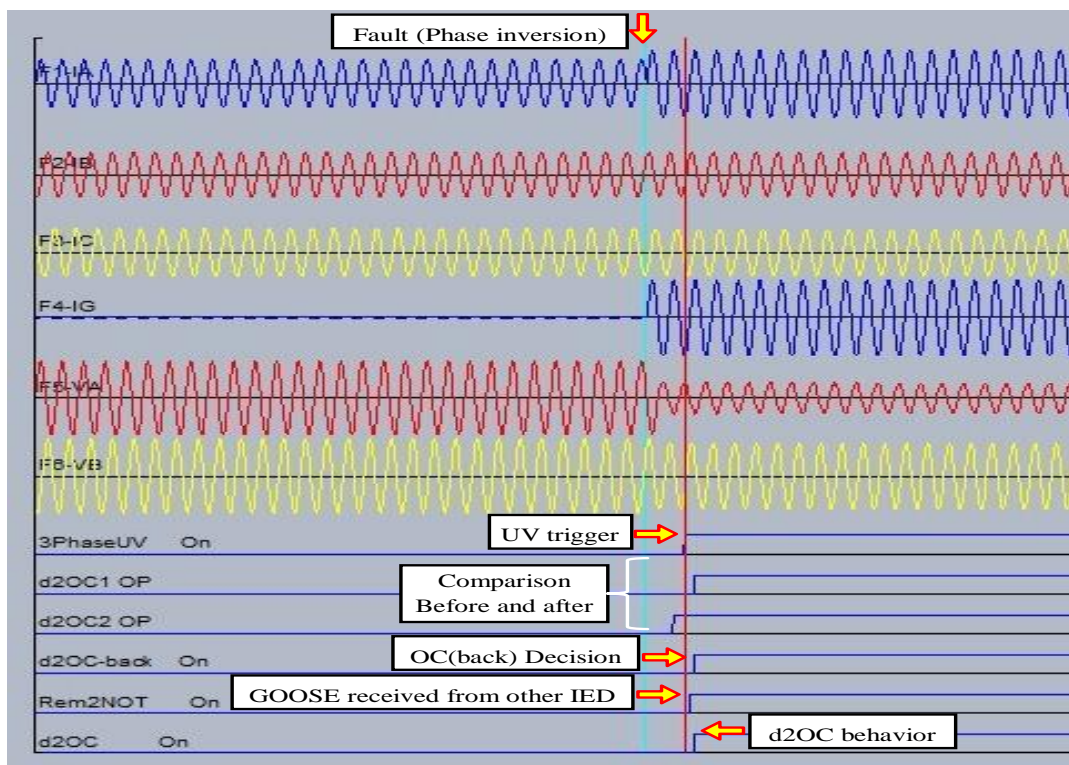


Fig. 5.15. The activity log of IED on the load side from the fault point.

5.4.5 シミュレーション並びに実験結果に基づく考察

提案した次世代配電自動化システムについては、5.2.2 で示した従来のシステムでの課題に対して、5.4.3 の机上シミュレーションにより実施し、いずれも解決できることを確認した。また、提案するシステムのシーケンスについては、5.4.1 のハードウェア構成において、5.4.2 の試験条件で実験を行った。その結果、5.4.4 のごとく、短絡については UV 起動、地絡については OCG 起動において IED 間通信を行い、事故判定並びに事故遮断できることを確認した。IED 間の相互通信は事故時にのみ変電所と子局間で行うことから、事故のない通常の通信負担は少ない。このため、親局への通信負担も少ないと考える。

今回は提案システムについて、IEC 61850 準拠の汎用 IED である F35 を用いてシーケンスを構成し、GOOSE による通信により実験を行った。提案システムでは、短絡事故については GOOSE による FCB の転送遮断後に、区分開閉器による事故区間の切離しを行った。また、地絡事故については直接、区分開閉器による事故区間の切離しを行った。配電システムでは、非接地系統であり、雷事故などでは自然消弧が期待できる。このため、今回のシステムでは再閉路回路まで配慮していないが、実用にあたっては実装することが望ましいと考える。

5. 5 結言

提案した新しい配電自動化システムは、短絡・地絡事故区間瞬時判定用としてセンサ区分開閉器の電圧・電流情報を利用した配電線自動化子局に IED を用い、またそのバックアップ用として配電用変電所引出口にも IED を用いる。従来、配電用変電所引出口において配電線保護システムが担っていた配電線の保護機能を、IED を用いた配電自動化システムが代替する。従来と比べて、提案するシステムでは以下の特長を有する。

- (1) 復旧時間の短縮や健全区間での不要な停電を回避可能とした。
- (2) 分散電源の大量導入による配電線保護リレー短絡検出感度の低下問題を、区分ごとに d^2OC を用いることで事故前後の位相特性により事故電流の大きさと方向を検出することで解決できる。
- (3) 地絡事故検出感度においては都市部など地中化による充電電流の多い系統において、 V_0 検出感度の低下問題を、各相 DG 並びに OCG の I_0 整定により感度を決定することで解決できる。
- (4) 本システムでは、既存のシステムを大幅に変更することなく、配電線自動化子局に内蔵するリレーおよび引出口側の配電線保護リレーの改造により実現が可能である。

本章で提案した配電自動化システムは、IED により実験環境を構築した。その実験システムには IEC 61850 を適用した。提案システムは、配電線自動化子局間同士の動作情報を交換するために GOOSE を用いた。IED を用いた実験システムにより、短絡・地絡事故を模擬し自端検出用のリレー動作・不動作の確認情報と他端検出用のリレー動作情報を GOOSE により把握することで、内外判判定を実施でき、良好な結果が得られた。このように IEC 61850 準拠の IED を適用して配電自動化システムの実現が可能であることを示した。

第5章参考文献

- (1) Energy White paper 2013, pp.127-128(2013) (in Japanese)
資源エネルギー庁「エネルギー白書 2013」, pp127-128 (2013)
- (2) Next Power distribution grid system committee working group 1 report (2011) (in Japanese)
経産省:「次世代送配電システム制度検討会第1ワーキンググループ報告書」(2011)
- (3) Ministry of Economy Trade and Industry : “Interpretation of technical standards for electrical equipment” (2013) (in Japanese)
経済産業省:「電気設備の技術基準の解釈」, 平成 25 年 5 月 31 日改正 (2013)
- (4) Agency for Natural Resources and Energy : “Technical requirements guidelines of schools concerned with securing of power quality line” (2013) (in Japanese)
資源エネルギー庁:「電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドライン」, 平成 25 年 5 月 31 日改正 (2013)
- (5) https://www.jstage.jst.go.jp/article/ieiej/29/6/29_431/_pdf,
H.Tajima:”Power Distribution Automation System”, J. IEIE Japan, Vol. 29, No. 6, pp.431-435 (2009-06) (in Japanese)
田島久嗣:「特集 電力会社の配電設備アラカルト 8, 配電自動化システム」電気設備学会誌, Vol. 29, No. 6, pp.431-435 (2009-6)
- (6) A.Ishida : “Development of new Computer Control System for Power Distribution”,
Electrical Review, Vol.570, pp75 (2012-1) (in Japanese)
石田篤志:「新型配電線自動化用子局制御装置の開発」電気評論, Vol.570, 1 月号,
pp75 (2012-1)
- (7) T. Hotta and K. Nakata : “Ground Fault Section Locating System in Overhead Distribution Lines”, J.IEIE Jpn., Vol.27, pp897-900 (2007-11) (in Japanese)
堀田剛・中田一夫:「架空配電線における地絡区間標定システム」電気設備学会誌,
Vol.27, 11 月号, pp897-900 (2007-11)
- (8) 宮下輝一:「配電自動化による間欠地絡区間標定の実用化研究」, 北陸電力技術開発研究所(43), pp73-79 (2009-1)
- (9) S. Kawasaki, K. Shimoda, M. Tanaka, H. Taoka, J. Matsuki, and Y. Hayashi : “Restraint Method Voltage Total Harmonic Distortion Network by Power Conditioner Systems using Measured Data from IT Switches”, IEEJ Trans.PE, Vol.131, No.12, pp936-944 (2011) (in Japanese)
川崎章司・下田一貴・田中基寛・田岡久雄・松木純也・林泰弘:「センサ開閉器情報を利

- 用した複数台 PCS による配電ネットワークにおける総合電圧ひずみ率抑制手法」, 電学論 B, Vol.131, No.12, pp936-944 (2011)
- (10) Y. Saiki, T. Ozawa, K. Kojima, T. Amau, Y. Saka, K. Nishiwaki, M. Aoki, H. Ukai, and T. Otani : “Consideration of Protection relay system for Next Generation Distribution Grids”, The Papers of Technical Meeting on Power Protective Relaying, IEE Japan, PPR14-16, pp.81-85 (2014-1) (in Japanese)
齋木優一・小澤 辰哉・小島一浩・天雨徹・坂泰孝・西脇浩史・青木睦・鶴飼裕之・大谷哲夫:「次世代配電システムにおける保護リレーシステムの考察」, 電気学会保護リレーシステム研究会資料, PPR14-16, pp.81-85 (2014-1)
- (11) Report “IEC 61850 Test Register”, Update (June 18,2012) (2012)
- (12) S. Matsumoto, T. Ohno, K. Sato, and K. Tomizawa : “Practical Application of IEDs to the Protection of Distribution Substations”, The Papers of Technical Meeting on Power Protective Relaying, IEE Japan, PPR13-29, pp.77-81 (2013-9) (in Japanese)
松本忍・大野照男・佐藤賢・富沢和弘「汎用型保護・制御装置 (IED) の配電用変電所受電回線保護, 変圧器保護等への実適用について」, 電気学会保護リレーシステム研究会, PPR-13-29, pp77-81 (2013-9)
- (13) T. Tanaka and K. Yamaoka : “International Standardization of Information Model and Communication Service for Smart Grid(IEC TC57 Status Report and Action Plans of IEC TC57 Japan National Committee)”, 2011 National Convention Record, IEE Japan, No.1-H3-4 (2011-3) (in Japanese)
田中立二・山岡和雄:「スマートグリッドに係わる情報・通信の国際標準化動向 (IEC TC57 の標準化動向と日本委員会の対応)」平成 23 年電気学会全国大会 No.1-H3-4 (2011-3)
- (14) 吉田和芳:「IED を用いた高機能・低コスト保護リレー装置の開発」, 電気現場技術 2012.5 (2012)
- (15) K. Murakawa and H. Kobayashi : “Study on the influence of interconnecting a large amount of dispersed power generation to the power distribution system regarding short circuit fault protection”, CRIEPI Research Report, No. T02022, pp.1-17 (2003-4) (in Japanese)
村川健一・小林広武:「分散型電源大量連系時における短絡事故保護への影響解明」電力中央研究所報告 No. T02022, pp.1-17 (2003-4)
- (16) K. Atogami, K. Iihoshi, A. Takeda, and H. Soejima : “Verification of high sensitive ground-fault directional relay in 6.6kV distribution line”, The Papers of Technical Meeting on Power

Protective Relaying, IEE Japan, PPR13-16, pp.7-11 (2013-9) (in Japanese)

跡上勝久・飯干憲志・竹田章・副嶋博康:「6.6kV 配電線高感度型地絡保護リレーの検証」, 電気学会保護リレーシステム研究会, PPR13-16 (2013-9)

- (17) T. Amau, Y. Saka, K. Nishiwaki, M. Aoki, H. Ukai, S. Yuichi, and T. Otani : “Improving of GOOSE Reliability with Redundant Dispatching and Message Retransmission”, Proc. The 5th International Conference on Advanced Power System Automation and Protection (APAP2013), Jeju, Korea (2013-10)

第6章 結論

6.1 本研究で得られた成果

本研究では、電力ネットワークの監視制御システムに IEC 61850 準拠の IED を適切に適用するために、信頼性評価方法と信頼性向上方法を提案するとともに、IED を適用して配電自動化システムにおける事故区間分離処理を高度化する方法を提案した。

得られた成果は、以下のとおりである。

第1章では、電力ネットワークを取り巻く環境の変化として、太陽光発電をはじめとする分散電源の大量導入や、国際標準・スマートグリッドの概念について触れ、電力ネットワークの現状と課題について述べた。

第2章では、高度化社会のニーズに応える日本型スマートグリッドを目指すにあたり、国際標準化の位置づけと将来の電力システムに対する課題を明らかにし、IEC 61850 がスマートグリッドの中核として果たす役割について述べた。さらに、SAS の海外調査並びに文献調査により、その適用実態を明らかにした。変電所(開閉所)の送電線をどのように IED に取り込むかといった IED 内部のモジュール構成の組み合わせによって、信頼性に及ぼす影響評価と、IED 間の通信に用いられる GOOSE 通信サービスの評価が必要であることを示した。

第3章では、IEC 61850 を適用した SAS を構築するにあたって、1つめの課題である「IED の信頼性に関するハードウェアから見た評価」として、システムの基本構成をなす IED の役割に着目した信頼性評価方法を提案した。複雑な母線形態や多数送電線構成では提案方式の効果が分かりにくいいため、SAS の構成はもっとも簡素な 2 回線送電線モデルに対し、IED 内部のモジュールも考慮した SAS 構成に対する適用結果を示し、提案する評価方法の有効性を示した。

- (1) ケーススタディの4構成について、IED 単位に故障が発生した場合の定性的評価により、2つの IED のうちどちらかの IED1 つが故障時に 2 回線同時に保護機能が不全となるグループ構成と、一方の送電線は運転可能となるグループ構成の2種類の評価しかできないが、提案法では、4構成における信頼性の差が定量的にわかる。
- (2) 定性的信頼性評価で設計すると、同種類のモジュール故障において、各送電線の稼働率に差が生じるケースを見逃す恐れがある。設計者には、こうした認識を持つことにより、SAS の設計の自由度が大幅に改善されることが期待できる。

第4章では、2つめの課題である「GOOSE の信頼性」として、まずは、GOOSE を用いた実験を行った。GOOSE は、IED 間伝送を通じて、保護制御機能上、重要なトリップ指令やインタロック情報のやりとりを行うものである。実験の結果、①ある一定以上の通信負荷が存在する条件下では、転送遮断時間が大幅に増加した。②さらに通信負荷を大きくすると、GOOSE のパケット喪失事象

も観測された。そこで、IED にあらかじめ設定されている GOOSE の送信方法をそのまま使用するのではなく、使用者側が任意に設定可能な範囲で工夫することにより、信頼性を向上させる方法を提案した。得られた結果は、以下のとおりである。

- (1) GOOSE 単発再送信を行うと、再送信時に送信した GOOSE メッセージが到達する確率が高くなることから、送信した GOOSE メッセージが到達する時間が長くなるものの、通信成功率は高くなる。その際、再送信を開始するタイミングが早いほど成功した場合の転送時間は短くなる傾向を示す。
- (2) GOOSE 二重化送信を行うと、通信成功率は高くなる。その際の送信タイミングは二重化するタイミングに遅れ時間を設けるより、遅れ時間をゼロとし重ねた方が成功した場合の転送時間は短くなる傾向を示す。
- (3) 上述(1)(2)のごとく GOOSE 二重化と再送信の利点を合わせることで、通信成功率が約 18% 向上し、ある通信負荷の条件下 (56.8Mbps) では、100% 成功する状態が確認できた。
- (4) したがって、今回提案した信頼性向上方法のうち、特に「二重化再送信」を行えば、それぞれの方法を単独で利用するより、GOOSE の信頼性が向上する。

本提案法の普及は、今後の国際標準 IEC 61850 実用化に貢献できると考える。これまでの章では、IED 適用によるシステム全体の信頼性定量評価と、GOOSE 通信サービスの信頼性向上方法を提案した。この提案により IED を採用しても信頼性の低下を招くことなく、システム全体の定量評価と GOOSE 通信サービスの信頼性が著しく向上する。

第 5 章では、IEC 61850 の適用のひとつの選択肢として、IEC 61850 に基づく新しい配電線保護機能を内包した配電自動化システムを提案した。提案した新しい配電自動化システムは、短絡・地絡事故区間瞬時判定用として、センサ区分開閉器の電圧・電流情報を利用した配電線自動化子局に IED を用い、そのバックアップ用として配電用変電所引出口にも IED を用いる。従来、配電用変電所引出口において配電線保護システムが担っていた配電線の保護機能を、IED を用いた配電自動化システムが代替する。従来と比べて、提案するシステムでは以下の特長を有する。

- (1) 復旧時間の短縮や健全区間での不要な停電を回避可能である。
- (2) 分散電源の大量導入による配電線保護リレー短絡検出感度の低下問題を、区分ごとに d^2OC を用いることと、事故前後の位相特性により事故電流の大きさと方向を検出することで解決できる。
- (3) 都市部など地中化による充電電流の多い系統における地絡事故時の V_0 検出感度の低下問題を、各相 DG 並びに OCG の I_0 整定により感度を決定することで解決できる。
- (4) 本システムでは、既存のシステムを大幅に変更することなく、配電線自動化子局に内蔵

するリレーおよび引出口側の配電線保護リレーの改造により実現が可能である。

6. 2 今後の課題と将来展望

6.2.1 今後の課題

第 3 章では、IED のモジュールを最小単位とみなしてそこに不稼働率を与え、装置が故障し、不適合になる事象をイベントツリー化し、さらに装置のシーケンスから、システム全体がどのような影響があるかを最小単位ごとに影響範囲マトリックスに記すことで、全体のシステムの定量信頼性評価を行った。しかし本来、故障は、抵抗、コンデンサ、LSI などに不具合が発生し、システム全体として不適合を生む。このため、不稼働率の与え方は、モジュールを最小単位とするのではなく、部品について最小部品単位に与えて評価した方が、実際に適用する場合の評価計測に役立つと思われる。その場合は、モジュール内の部品で、どの部品がシステムに致命的なダメージを与える部品単位で不稼働率と重要度を要素として評価し、そのうえで不稼働率を設定するなどの課題がある。また、提案した評価方法は、SAS の構成の違いから送電線ごとに結果を定量評価したが、例えば、評価するシステムは、変電所の送電線引出口単位でなくとも、送電線保護リレー盤でも、各設計者のシーケンス作成アプローチの違いからの定量評価も可能であり、他の装置にも適用が可能であろう。また、信頼性は、コストをかければかけるほど増すが、その単位当たりの効果は逡増するため、現実的にはコストと信頼性のトレードオフについて具体的に検討する必要がある。

第 4 章では、IEC 61850 のベンチマークを構築して、さまざまな実験を通じて、GOOSE 通信サービスに関して、使用者側ができ得る信頼性向上方法を提案した。提案した信頼性向上方法の確認は、送信側受信側がそれぞれ一対であったが、実際には、IED は複数台存在し、それぞれの送受信タイミングや通信メッセージ内容は複雑となる。したがって、そのような条件下でも、提案した向上方法が有効であるかについて確認する必要がある。また、マルチベンダによる IED を用いた場合でも GOOSE による通信が有効であることを評価したが、実験による定量評価が残された課題である。

第 5 章では、IEC 61850 を適用した新しい配電線保護システムの機能を有する配電自動化システムを提案した。提案した配電自動化システムは、IED を用いて、自端と相手端の双方向通信を GOOSE によって行い、事故区間を判別するものである。現状の配電自動化システムでは、親局子局間のポーリングによる1:N 通信により、親局から区分開閉器の遠隔開閉操作と計測情報の送受信を行っているが、また、光ファイバやメタルといった通信線搬送、配電線搬送により通信を行っている。提案したような子局同士の通信は行われておらず、保護リレー機能は有していない。実際に保護機能を備えた子局同士の通信を行った場合、本研究で用いた通信媒体は IP ネ

ットワークである。現状の配電自動化システムはメタル通信や配電線搬送もある。また、計測機能など他の用途の通信サイズやトラフィックなど考慮すべき通信上の課題が残っている。また、保護方式には、特別高圧送電線で従来用いられていた方向比較キャリアリレー(DCr リレー)を応用し、内部外部動作信号を相互通信し合い事故判別するものであるが、他にもソフトウェア合成による V_0 や I_0 などのソフト検出手法を考慮したリレーや方向比較より電流差動が原理的にもシンプルで優れていることから、こうした方式も選択肢として検討を進めていく必要もある。加えて、複数回線に跨る事故や、複雑な事故についても、EMTP をはじめ、多くの実験を重ね、次世代の配電自動化システムの実用化を考えていく必要がある。

6.2.2 将来展望

(1) 将来展望の 6 つのキーワード(Fig.6.1)

東日本大震災後の原子力発電に対する不安の高まりを受け、原子力開発が抑制されるのに対し、太陽光を中心とした固定価格買取制度などの支援を受けて、再生可能エネルギーの導入量は加速する傾向にある。急激な導入のため 2014 年 10 月には固定価格買取量を制限する「総量規制」の導入を検討しはじめており、再生可能エネルギー拡大にブレーキがかかる恐れもある。したがって、家庭用の太陽光発電を中心とした再生可能エネルギーが、配電系統に今後どの程度、どのくらいの期間で導入されるかを予測することは難しい。また、導入後も大きな出力変動を伴うことから、電力ネットワークの電源分布や潮流の状況は今後大きく変化していくと考えられる。一方、需要側ではデマンドレスポンスなどの消費電力を調整する仕組みや、スマートコミュニティとして電力の自給自足を可能とする仕組みが検討されている。さらに電力システム改革により、需要家にとって電力供給の選択肢が拡大することから、電気事業者には、さらなる競争原理が導入される見込みである。このため、電力ネットワークの監視制御システムには、大規模電源を電力需要に合わせて制御するこれまでの仕組みから、多数のプレーヤが市場原理の下で協調しながら電力需給や電圧制御を行う仕組みに変革していくことが求められる。このような変革は、電力ネットワークの運用や制御技術を大きく変化させていく。例えば、スマートメータなどのデータを利活用していくことで、大規模集中形電源に分散電源を効果的に組み合わせ、電力ネットワーク全体の信頼度を高める効果も期待できる。

このように、電力ネットワークを取り巻く環境において想定される急激な変化に対しても、多様にかつ柔軟に対応できることが、電力ネットワークの監視制御システムに求められる。すなわち、第一のキーワードは「多様性・柔軟性」である。システムが多様性・柔軟性に対応するためには、デザインをするうえで、部分最適とならないよう、常にシステム全体の信頼性を評価しつつ、設計し

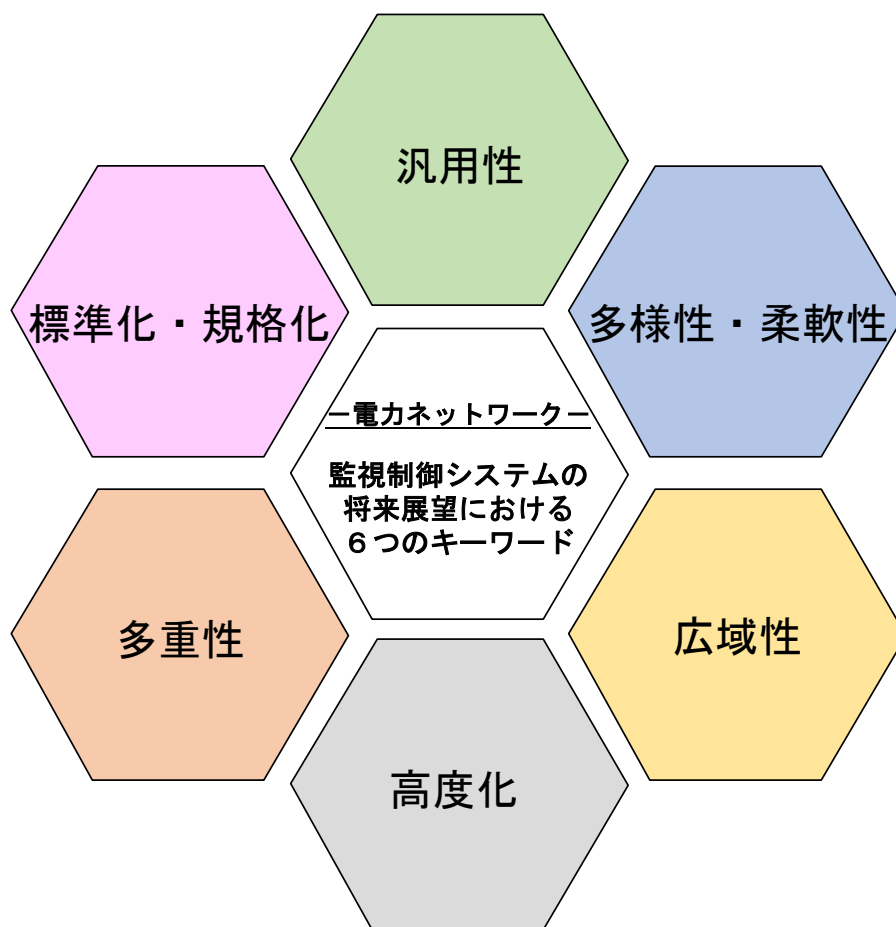


Fig. 6.1. The six keywords of future prospects.

なければならない。第3章の提案は、そうしたシステム全体の信頼性評価に関し、これまでの定性的な評価から定量的評価ができるところを示した点で、この多様性・柔軟性の確保に貢献するものとする。システム設計には、いろいろな場面でデザインレビューを重ねることになり、選択する場面が幾度かあろう。その選択の要素には本研究で示した定量評価は少なからず貢献が期待できると考える。また、こうした多様性・柔軟性には電力ネットワークの電源構成は潮流といった状況変化に加えて、電力システム改革やこれに伴う電力ネットワークの監視制御システムの変更、電力ネットワークを運用する主体の変更、新技術の導入など、多様な変化への対応が含まれる。これらの変化に対し、安定かつ安価に適応できることが求められる。

一方、震災直後の計画停電やその後の需給ひっ迫を契機にして、電力の安定供給と、非常時に需給を調整する仕組みの重要性が再認識された。特に、計画停電に対しては、一律に需要抑制を行う方法ではなく、計画停電を回避して経済合理性に基づく方法としてネガワットなどに注目が集まった。ネガワットとは負(ネガティブ)の電力(ワット)を意味する造語で、電力の利用者が節

電した電力を発電した電力と同等の価値と見なす考え方である。平常時の需給調整よりもはるかに短時間で制御を行う電力ネットワークの監視制御システムで需要側の制御を行う場合、現状では停電を伴う負荷制限が現実的である。しかし、将来的に電力ネットワークと需要家の間で GOOSE による通信のような高速の双方向通信が可能な環境が整えば、より合理的に広域制御を実現できる可能性がある。同様に、分散電源を含む電源側の広域制御を行う場合、電力ネットワークの監視制御システム技術の利活用が考えられる。したがって、第二のキーワードは、「広域性」といえる。本格的な広域性を電力ネットワークの監視制御システムに適用するには時間がかかると予想されるが、例えば、広域運用をきめ細かく行うためには、多地点の変電所の電圧電流値をはじめ、リレー整定に用いられる定数を変更するなど、「数値制御」を積極的に行うことや、送電可能容量の蓄電池の制御などのリアルタイム評価も含めて広げていくことは、すでに実用化できる段階にあると考えられる。第 4 章に示したように、GOOSE による高速通信の信頼性向上方策は、まさにこうした「数値制御」を複数地点の蓄電池の制御や、先に述べた電力ネットワークと多地点の需要家の間での双方向通信を行う際に寄与するであろう。

また、今後は、分散電源の導入拡大や電源の遠隔化など電源の面的な広がりが想定され、電力ネットワークに発生する異常現象も、従来のような単一の事象ではなく、複合的な事象が発生し、異常現象の解析に時間を要することも考えられる。このような複合的な事象に対応するには、現状をきめ細やかに解析する技術や、高速に電力ネットワークを制御する技術が求められる。すなわち、第三のキーワードとして、「高度化」があげられる。第 5 章では、配電線保護リレーシステムの高度化として、IED を用いた次世代配電自動化システムを提案した。電力ネットワークの監視制御システムはこうした高度化が施されていくことになる。

東日本大震災は、「想定外の事象への適用力」についても重要な教訓を残した。また、不安定かつ運転状況の把握が難しい分散電源の普及拡大は、系統事故時の系統現象の想定そのものを難しくする。その意味では、電力ネットワークの監視制御システムは、想定外事故に対してもシステムに内包される保護リレーが何重にも用意されて対応する。主保護だけでなく後備保護、リモートバックアップ保護の機能を備え、最終的なバックアップを充実させていく必要がある。すなわち、第四のキーワードは「多重性」である。より高い信頼性を確保するには、従来の主保護・後備保護と、リモートバックアップ保護の考え方をいかに使い分けていくかが課題となる。一方、リモートバックアップ保護は想定外事故に対する主保護・後備保護リレーあるいは遮断器不良などのバックアップを果たす。主保護・後備保護を充実させても、同一方式・同一部品で製作することは、同種方式や部品に不適合があった場合には、どちらも正動作しない場合が考えられる。CPU 処理能力が高まり、究極的には主保護・後備保護リレーにカバーさせる領域とリモートバックアップ保護にカバーさせる領域をいかに設計するかが重要になる。第 3 章で示した各モジュール

ルなど、ハードウェアに依存した信頼性の定量化は、こうした「多重性」の実現にも応用できると考える。

第五のキーワードとして、「標準化・規格化」があげられる。一般に、IED を用いた電力ネットワークの監視制御システムには、演算用 CPU・入力 I/O、電源装置の一式を備える必要がある。また、搭載するソフトウェアは、いったん開発してしまえば複製が容易であるという特長がある。このため、その量産効果が高く、標準化メリットが大きいといえる。そこで、上位系から負荷系のさまざまな保護リレー方式の種類を用意しようと、各モジュールの作りは全く同じで、ソフトウェアのみ違うといったモノづくりを行っている。こうしたハードウェアを標準化したうえで、仕様の差異をソフトウェアで吸収することで、開発効率向上によるコスト低減や量産化によるランニングコスト低減が期待される。IEC 61850 のように詳細な規格・仕様の統一が図られ、個々のパーツは標準化することで、将来のコストの低減、さらには新たな技術の創出につながると考えられる。第 2 章に示したように IEC 61850 は隣接するさまざまなシステムに対して拡張がなされている規格であり、今後ますます充実することが期待できる。

最後に第六のキーワードが「汎用性」である。わが国の電力ネットワークにおける監視制御システムは、信頼性およびセキュリティを第一義として、専用のかつ特殊な装置によって構築されてきた。第 2 章で示したように、専用部品特に電子部品は、技術革新のサイクルが早く、部品の生産開始から中止、保守対応の終了まで期間が短いという特性があり、市場で調達することは難しい状況である。わが国の SAS の保守部品については、電気事業連合会と日本電機工業会(JEMA)との取り決めにより、製造メーカーから廃形通知後 10 年間は製造メーカーによる保守対応を行うこととしている。しかし、現実には経年 10 年余りで保守対応が不能となる場合もある。今後、保守部品の全国大融通や装置のユニット更新を対応策として検討課題としている。一方、IEC 61850 準拠の IED は、10 年間保証と、無償のコンフィグレーションツールが用意されている。規格・仕様の統一のみでなく、汎用性により、さらにコストの低減につながると考えられる。

以上のとおり、今後の電力ネットワークの監視制御システムには「多様性・柔軟性」「広域性」「高度化」「多重性」「標準化・規格化」「汎用性」を念頭に置いた技術開発が望まれる。次に、これらに関連する技術動向について紹介する。

(2) 技術動向

① 複雑な電気現象への対応 近年は、大規模電源の遠隔化・偏在化が進み、その結果、電力の消費地まで長距離送電線を介して重潮流が流れることとなり、その状態は常に変化している。一方、IED は、電力ネットワークの状態がどのように変化しても、正常な状態なのか事故状態なのかを 100%正確に、かつ数十 ms という短時間に判別する能力を持つ必要がある。しかし、先述のように電力ネットワークは、その構成や運用によって種々の定数や状態が変化し、その判別条件

が複雑であったり、不明確であったりする場合もある。このように、電力ネットワークや機器の特性や事故判定条件を数式やロジックで表現できない場合など、系統擾乱時の電気量解析に波形分析技術や画像認識技術を使ったリアルタイム技術が必要となる。また、種々の IED 保護機能について、時々刻々と変化する電力ネットワークの状態をその時点で最適な状態に自発的に調整する機能をもったアダプティブ保護の検討が進められ、一部実用化されている。この技術は、「高度化」をキーワードとした技術の事例であろう。しかし、IED の誤動作は、線路の誤遮断につながり停電を引き起こす恐れがあるため、誤動作率はきわめて低く抑える必要がある、こうした知的処理機能を IED に適用する課題として、その判定が正しく行われるか否か確認するための信頼性評価が必要になる。

② 広域系統監視制御技術(WASA:Wide-Area Situational Awareness) 電力ネットワーク状態推定の主な機能は、有効電力P、無効電力Q、系統電圧Vなど、テレメータ値に含まれる観測誤差を補正するとともに、テレメータでは推定できない位相角 θ を推定することである。今後、分散電源の導入拡大に伴い、配電系統を含む系統全体が複雑化し、系統状態の推定の誤差が拡大することが課題となる。この対策として、電力ネットワークの電圧や電流などのデータを収集するように IED をデータ端末化することや、これらのデータ端末を含め、電力ネットワークに設置された各変電所からの収集したさまざまなデータを用いて、その広域系統の状態に最適な保護制御を行う広域監視保護制御(WAMPAC:Wide Area Monitoring, Protection and Control)なども検討されている。その際に、系統安定度の評価や状態推定の精度向上が重要な課題となるが、そのための技術手段として、位相計測装置(PMU:Phasor Measurement Unit)による計測技術が注目を集めている。この技術は「広域性」をキーワードとした技術の例と考えられる。

PMU は、推定量である位相角 θ を同期計測することが可能であり、この位相角情報を状態推定方程式の中に組み入れることにより、冗長性のある利用可能な情報が増えると同時に、PMU データの同期性によりデータの信頼性も高められ、結果的に系統安定度評価や状態推定の精度向上が図られることになる。

この技術は状態推定の精度向上のほか、リアルタイムに情報を把握できる効果として、例えば、広域動揺、他社系統の短絡容量把握による的確な安定性解析モデルの構築や、作業時系統の作業制約などの緩和など、各種系統運用業務への展開できると思われる。

③ スマートメータの双方向通信技術の利活用 世界的にスマートグリッドへの関心が高まっているが、スマートグリッドを構成する重要な要素に双方向通信がある。この双方向通信機能を有する電子メータ、いわゆるスマートメータの導入が、各国において検討または実施されている。狭義のスマートメータとしては、電力会社の検針業務などに必要な双方向通信機能や遠隔開閉機能を有した電子式メータと考えるのが一般的である。さらに、一般家庭内の機器とリンクさせて、エネ

ルギー消費量などを「見える化」し、エアコンなどの簡単な機器制御を行う機能も有する。現在のシステムでは負荷を制御する場合には、一般には配電用変電所の配電線単位であることが多い。これは制御する単位をきめ細かくすればするほど、処理する情報も膨大になるとともに、IEDをはじめ各装置数の制約から設置コストも増大するためである。負荷を制御する際にスマートメータを利活用できれば、一層「スマート」な制御が実現できる可能性がある。例えば、需要家にとって「制御可能の負荷」か「制御不可能の負荷」か、といった情報が系統側で収集・処理できれば、こうした情報もシステムに取り入れることで、従来の制御以上にきめ細かな制御も期待できる。

「双方向通信」を利活用したシステムへの取り組みにあたっては、費用対効果も見きわめながら検討する必要がある。スマートメータの双方向通信技術の利活用は、「多様性・柔軟性」、「広域性」をキーワードとした技術の代表例であるとともに、システム全体のコスト低減という観点からは「標準化」も重要になると考えられる。

④ 高経年化による新システムへの更新 監視制御システムと伝送装置の期待寿命は異なり、各々の個別に更新が計画されているため全体のシステム更新の障壁となる可能性がある。また、ユニット・モジュールといった単位、あるいは IED 単位で交換できるハード構造にすることと、そうした保守部品を確保することが望まれるが、IED 製造メーカーの中には、10 年間無償保証といった製品も出現している。このため、アセットマネジメントや保守部品確保などの方策と合わせ、更新計画の整合を図るとともに、各々独立した装置から保護・通信一体の設備としてのシステム形成を図っていくことが求められる。この技術はグローバルな観点から「汎用性」をキーワードとした例であろう。

(3) 将来のビジネスモデル

将来の IEC 61850 を適用した電力ネットワークの監視制御システム構想図を Fig.6.2 に示す。電力ネットワークの監視制御システムとして、上位系の中央給電指令所を中心とした給電・制御システムは、これまでの集中からオープン分散化に向かっている。

SAS は、制御系は CDT や TC に用いられているサイクリックや HDLC といった伝送方式から IP ベース方式に通信ネットワークが移行しつつあるが、系統安定化や保護リレー装置は、一部に IP-PCMCr リレーを実運用した箇所もある。一方、ほとんどがレガシー機器であり、対象系統ごとに最適となる専用技術を用いている。今後、こういった分野についても IP 通信ネットワークを利活用するためには、広域イーサネットで高精度の同期サンプリングを実現するために必要な時刻同期方式の検討と、従来の高い信頼性を担保する技術の開発に取り組んでいく必要がある。また GPS などの外部同期信号供給方式とするのか、PTP (Precision Time Protocol) などの内部同期方式による方法の検討、WAMPAC を構成するには、PMU と保護制御装置の機能を備えた IED を各所に配置し、どういったシステム構築をすべきかなどの検討を行っていく必要がある。

IEC 61850を適用した電力ネットワークの監視制御システム

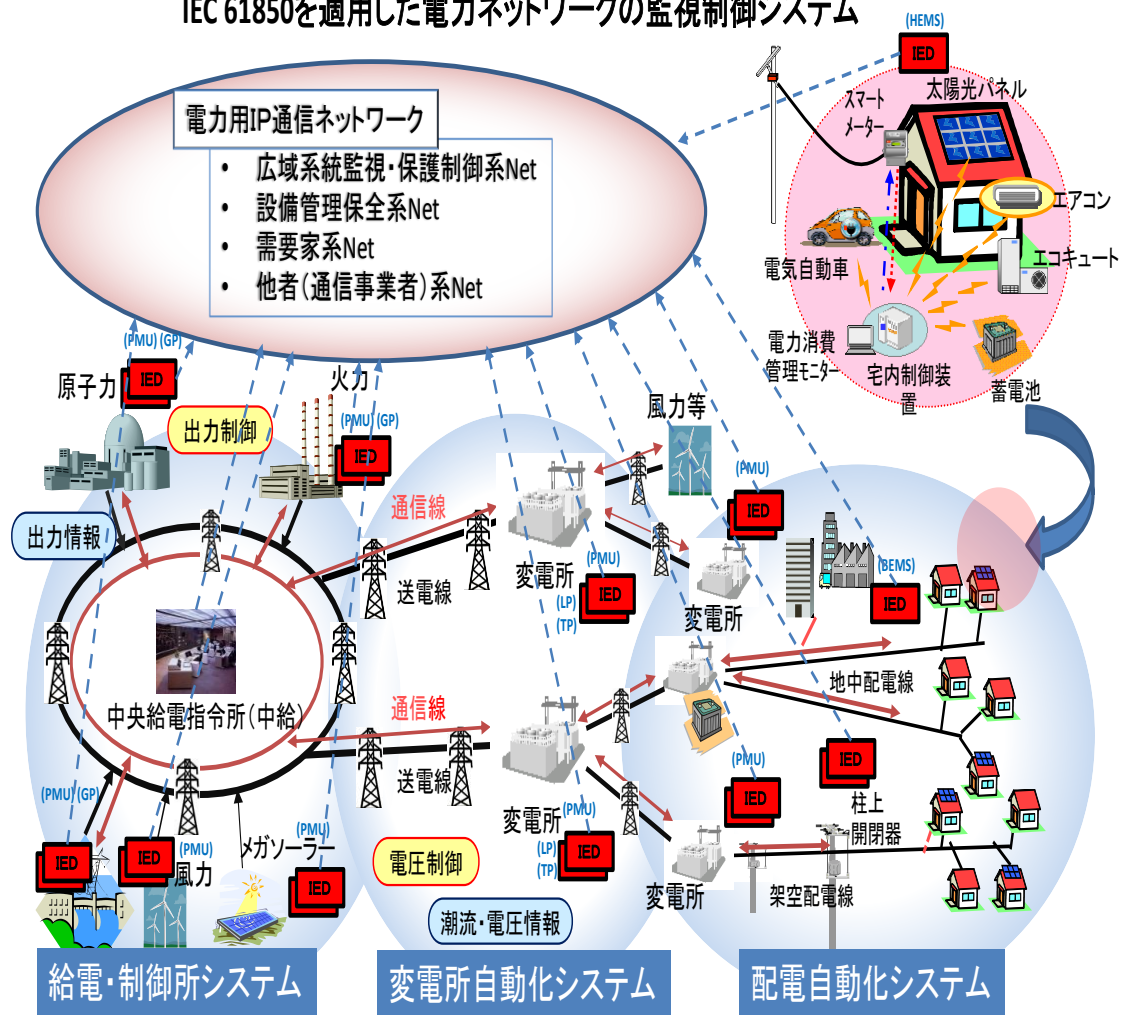


Fig. 6.2. Conceptual view of Future IEC 61850-based system monitoring and controlling power networks.

また、配電自動化システムでは、第 5 章で示したセンサ区分開閉器をはじめ、電圧制御装置 SVR・SVC が導入されている。通信手段には、配電線搬送、メタル・光ファイバが採用されている。低圧系の通信システムは今後、スマートメータシステムの構築に伴って整備が進められていく。高圧並びに低圧配電系統では今後、太陽光発電をはじめとする分散電源の系統状態監視制御、配電線の潮流監視、電圧制御、配電用変電所に設置された蓄電池装置の制御や、事故区間標定、低圧系統負荷状況や停電の管理など、さまざまな監視制御を行わなければならない。

電力ネットワークの監視制御システムが、先に述べた多様性・柔軟性をはじめとする 6 つのキーワードに対応するためには、まずは IED がフレキシブルな機能モジュールで構成されることが不可欠である。このような構成を用いて、将来の電力ネットワークの監視制御システムを構築していく

には、システムの信頼性を逐次確認する作業が必要であり、その観点では、第 3 章、第 4 章で評価した SAS の信頼性定量評価方法や GOOSE の信頼性向上方策が IED で構築する各システム設計に寄与していくこととなる。このように、ステップごとに確認しながら戦略をもって、次の目的に向かって進めていくことが重要である。

謝辞

本論文をまとめるにあたり、多くの方々のご指導とご支援をいただきました。

名古屋工業大学 学長 鶴飼裕之先生、同大学院工学研究科教授 竹下隆晴先生、には、本論文をまとめるにあたり、全体にわたって多大なる的確かつ暖かいご指導とご鞭撻をいただきました。ここに謹んで感謝の意を表します。

本論文作成にあたり審査委員として、名古屋工業大学大学院工学研究科教授 水野幸男先生、同教授 森田良文先生、大阪府立大学大学院工学研究科教授 石亀篤司先生には、本論文をまとめるにあたり、有益かつ貴重なご指導とご助言を賜りました。深く感謝申し上げます。また、名古屋工業大学大学院工学研究科准教授 青木睦先生には、筆者が工学研究科 博士後期課程で本研究をまとめることをスタートするにあたって、全体の方針や進め方に関して、的確かつ暖かいご指導とご鞭撻をいただきました。心より感謝の意を表します。

本論文は、筆者が勤務している中部電力株式会社において 2009 年から研究参加者として携わった「変電所監視制御システムに関する IEC 61850 適用検討」が本研究を進めるきっかけとなったものであり、同研究参加者の電力中央研究所大谷哲夫氏には、本論文をまとめるにあたり、有益かつ貴重なご指導とご助言を賜りました。また研究だけでなく多岐にわたりご指導を賜りました。深く感謝申し上げます。また、2008 年から 2010 年に幹事補佐として携わった電気学会「変電所監視制御システム技術調査専門員会」についても、本研究を進めるきっかけとなったものであり、当時同専門委員会の事務局として携わった中部電力株式会社小島一浩氏には、本論文をまとめるにあたり、数多くの貴重なご助言をいただきました。心より感謝申し上げます。同じく当時同専門員会の委員であった三菱電機株式会社瀬戸好弘氏には、本論文草稿をひとつお読み返していただき、的確なご意見・助言をいただきました。深く感謝申し上げます。

本研究を推進するにあたり、多くの方々のご意見とご支援をいただきました。

本研究は、ベンチマークとして製作した IEC 61850 の実験システムをはじめ、名古屋工業大学電力システム研究室で行われたものであり、遂行にあたっては、構築作業やさまざまなアドバイス、取り組む中で多くのご討議とご支援を賜りました名菱電子株式会社の齋木優一氏、小澤辰哉氏に深く感謝いたします。実験システムの調整・据付において、熱心なご協力をいただいた名菱電子株式会社の加藤青児氏はじめ名菱電子株式会社の皆さまに心より感謝申し上げます。

そして、博士前期課程 坂泰孝氏(現、中部電力株式会社)、西脇浩史氏両氏、学部生の吉岡勇樹氏(現、日新電機株式会社)の熱心な努力と数多くの助言がなくては、実験の実施は不可能であったことを記すとともに深甚の謝意を表します。博士前期課程の大藪貴裕氏、学部生の加藤遼太氏には、多大なご協力やご討論をいただきました。深く感謝いたします。また日頃の生活で大変お世話になりました秘書の八幡まゆみさんに感謝いたします。また、研究を進めるにあたり、

ご指導,ご協力を頂きながら,ここにお名前を記すことが出来なかった多くの方々に心より感謝申し上げます。

最後に,博士論文作成のために週末ほとんど家族と過ごすことができないにも関わらず,終始本論文作成のための環境を与えてくれた妻 倫子,長女 穂佳,長男 慶之に改めて感謝いたします。

2015年(平成27年)1月8日

工学研究科 博士後期課程 情報工学専攻

電力システム研究室

天雨 徹

研究業績

本研究に関する発表論文

学会誌掲載論文

- (1) **Toru Amau**, Yasutaka Saka, Kouichi Nishiwaki, Yuichi Saiki, Tetsuo Otani, Mutsumi Aoki, and Hiroyuki Ukai : “Construction of IEC 61850 System as Benchmark and Improving Method of GOOSE Reliability”, *IEEJ Trans. PE*, Vol.134, No.9, pp.783-790 (2014-9) (in Japanese)
天雨徹, 坂泰孝, 西脇浩史, 齋木優一 大谷哲夫, 青木睦, 鵜飼裕之:「ベンチマークの IEC 61850 システムの構築と GOOSE の信頼性向上方法」, 電学論 B, 134, 9, pp.783-790 (2014-9)
- (2) **Toru Amau**, Yasutaka Saka, Kouichi Nishiwaki, Yuichi Saiki, Tetsuo Otani, Mutsumi Aoki, and Hiroyuki Ukai : “A Reliability Evaluation Method of a Protection System using Unavailability Tables and Event Trees”, *IEEJ Trans. PE*, Vol.134, No.9, pp.791-798 (2014-9) (in Japanese)
天雨徹, 坂泰孝, 西脇浩史, 齋木優一 大谷哲夫, 青木睦, 鵜飼 裕之:「イベントツリーを活用した IEC 61850 に準拠した保護システムの信頼度評価」, 電学論 B, 134, 9, pp.791-798 (2014-9)
- (3) **Toru Amau**, Kazuhiro Kojima, Yasutaka Saka, Yuichi Saiki, Tetsuo Otani, Kouichi Nishiwaki, Mutsumi Aoki, and Hiroyuki Ukai : “A Next-generation Distribution Automation System using IEC 61850 GOOSE and Section Switches with Sensors”, *IEEJ Trans. PE*, Vol.135, No.1, pp.50-60 (2015-1) (in Japanese)
天雨徹, 小島一浩, 坂泰孝, 齋木優一, 大谷哲夫, 西脇浩史, 青木睦, 鵜飼 裕之:「センサ区分開閉器と IEC 61850 の GOOSE 通信による次世代配電自動化システム」, 電学論 B, 135, 1, pp.50-60 (2015-1)

国際会議発表論文

- (4) **Toru Amau**, Yasutaka Saka, Kouichi Nishiwaki, Mutsumi Aoki, Hiroyuki Ukai, Saiki Yuichi, and Tetsuo Otani : “Improving of GOOSE Reliability with Redundant Dispatching and Message Retransmission”, Proc. The 5th International Conference on Advanced Power System Automation and Protection (APAP2013), Jeju, Korea (2013-10)
- (5) Yasutaka Saka, **Toru Amau**, Kouichi Nishiwaki, Mutsumi Aoki, Hiroyuki Ukai, Saiki Yuichi, and Tetsuo Otani : “A Reliability Evaluation Method of a Protection System using Unavailability Tables and Event Tree”, Proc. The 5th International Conference on Advanced Power System Automation and Protection (APAP2013), Jeju, Korea (2013-10)
- (6) Takahiro Oyabu, Yasutaka Saka, Kouichi Nishiwaki1, **Toru Amau**, Mutsumi Aoki, Hiroyuki Ukai, Yuichi Saiki, and Tetsuo Otani : “An Evaluation Method of Reliability of IEC 61850 System by using Impact Range Lists and Event Trees”, Proc. The International Conference on Electrical Engineering 2014 (IECC2014), Jeju, Korea (2014-06)

国内学会発表論文

- (7) **T. Amau**, Y. Saka, Y. Yoshioka, M. Aoki, H. Ukai, and Y. Saiki : “A study on Construction of Protection and Control System based on IEC 61850 for Substation No.1”, The Papers of Technical Meeting on Power Protective Relaying, IEE Japan, PPR12-36, pp.65-70 (2012-9) (in Japanese)
 天雨徹・坂泰孝・吉岡勇樹・青木睦・鵜飼裕之・齋木優一:「IEC 61850 保護監視制御総合システムの構築に関する検討 (その1) 1海外製保護リレーユニットの評価一」, 電気学会保護リレーシステム研究会資料, PPR-12-36 pp.65-70 (2012-9)
- (8) **T. Amau**, Y. Saka, Y. Yoshioka, M. Aoki, H. Ukai , and Y. Saiki : “A Study on Construction of Protection and Control System based on IEC 61850 for Substation No.2”, The Papers of Technical Meeting on Power Protective Relaying, IEE Japan, PPR13-13, pp.63-66 (2013-2) (in Japanese)
 天雨徹・坂泰孝・吉岡勇樹・青木睦・鵜飼裕之・齋木優一:「IEC 61850 保護監視制御総合システムの構築に関する検討 (その2) 2海外製保護リレーユニットの評価一」, 電気学会保護リレーシステム研究会資料, PPR-13-13 pp.63-66 (2013-2)

- (9) Y. Yoshioka, T. Amau, Y. Saka, M. Aoki, H. Ukai, and Y. Saiki : “GOOSE Transfer Verification Considering The Communication Load”, 2013 National Convention Record, IEE Japan, No. 6-310 (2013-3) (in Japanese)
吉岡勇樹・坂泰孝・青木睦・鵜飼裕之・天雨徹・齋木優一:「通信負荷を考慮した GOOSE 転送システムの検証」, 平成 25 年電気学会全国大会, No.6-310 (2013-3)
- (10) Y. Saka, K. Nishiwaki, Y. Saiki, T. Amau, T. Otani, M. Aoki, and H. Ukai : “A Reliability Evaluation Method of a Protection System using Unavailability Tables and Event Trees”, 2013 Power and Energy Convention Record, IEE Japan, No.119 (2013-8) (in Japanese)
坂泰孝・天雨徹・西脇浩史・青木睦・鵜飼裕之・齋木優一・大谷哲夫:「影響範囲表とイベントツリーを用いた保護システムの信頼度評価法」, 平成 25 年電気学会電力・エネルギー部門大会, No.119 (2013-8)
- (11) T. Amau, Y. Saiki, K. Nishiwaki, Y. Saka, T. Otani, M. Aoki, and H. Ukai : “Improvement of GOOSE Reliability with Redundant Dispatchers and Message Retransmissions”, 2013 Power and Energy Convention Record, IEE Japan, No.121 (2013-8) (in Japanese)
天雨徹・齋木優一・西脇浩史・坂泰孝・大谷哲夫・青木睦・鵜飼裕之:「信頼性向上を目指した GOOSE による転送遮断システム構築に関する研究(メッセージの二重化と再送による GOOSE の信頼性向上方法)」, 平成 25 年電気学会電力・エネルギー部門大会, No.121 (2013-8)
- (12) T. Amau, Y. Saiki, Y. Saka, K. Nishiwaki, M. Aoki, H. Ukai, and T. Otani : “A Reliability Evaluation Method of a Protection System using Unavailability Tables and Event Trees”, The Papers of Technical Meeting on Power Protective Relaying, IEE Japan, PPR13-27, pp.65-70 (2013-9) (in Japanese)
天雨徹・齋木優一・坂泰孝・西脇浩史・青木睦・鵜飼裕之・大谷哲夫:「影響範囲表とイベントツリーを用いた保護システムの信頼度評価法」, 電気学会保護リレーシステム研究会資料, PPR-13-27, pp.65-69 (2013-9)
- (13) Y. Saiki, T. Ozawa, K. Kojima, T. Amau, Y. Saka, K. Nishiwaki, M. Aoki, H. Ukai, and T. Otani : “Consideration of Protection relay system for Next Generation Distribution Grids”, The Papers of Technical Meeting on Power Protective Relaying, IEE Japan, PPR14-16, pp.81-85

(2014-1) (in Japanese)

齋木優一・小澤辰哉・小島一浩・天雨徹・坂泰孝・西脇浩史・青木睦・鵜飼裕之・大谷哲夫：
「次世代配電系統における保護リレーシステムの考察」，電気学会保護リレーシステム研究会資料，PPR14-16, pp.81-85 (2014-1)

- (14) K. Nishiwaki, Y. Saka, M. Aoki, H. Ukai, Y. Saiki, T. Ozawa, K. Kojima, T. Amau , and T. Otani : “Experiment of Next-Generation Protection Relay System for Power Distribution Grids According to IEC 61850”, The Papers of Technical Meeting on Power Protective Relaying, IEE Japan, PPR14-17, pp.87-91 (2014-1) (in Japanese)

西脇浩史・坂泰孝・青木睦・鵜飼裕之・齋木優一・小澤辰哉・小島一浩・天雨徹・大谷哲夫：
「IEC 61850 を適用した次世代配電系統保護リレーシステムの検証」，電気学会保護リレーシステム研究会資料，PPR-14-17, pp.87-91(2014-1)

- (15) Y. Saka, K. Nishiwaki, M. Aoki, H. Ukai, T. Ozawa, Y. Saiki, K. Kojima, T. Amau, and T. Otani : “Next Distribution Automation System with IEC 61850”, 2014 National Convention Record, IEE Japan, No.12-26 (2014-3) (in Japanese)

坂泰孝・西脇浩史・青木睦・鵜飼裕之・小澤辰哉・齋木優一・小島一浩・天雨徹・大谷哲夫：
「IEC 61850 を適用した次世代配電自動化システムの考察」，平成 26 年電気学会全国大会，No.12-26 (2014-3)

- (16) T. Amau, K. Nishiwaki, R. Kato, T. Oyabu, M. Aoki, H. Ukai, T. Ozawa, , K. Kojima, and T. Otani : “A Study on Protection scheme of Next-generation Distribution Automation System” , The Papers of Technical Meeting on Power Protective Relaying, IEE Japan, PPR14-026, pp.29-32 (2014-9) (in Japanese)

天雨徹・西脇浩史・加藤遼太・大藪貴裕・青木 睦・鵜飼裕之・小澤辰哉・小島一浩・大谷哲夫：
「次世代配電自動化システムにおける EMTP を利用した事故時の応動評価」電気学会保護リレーシステム研究会資料，PPR-14-026, pp.29-32(2014-9)

- (17) T. Amau, K. Kojima, K. Nishiwaki, R. Kato, T. Oyabu, M. Aoki, T. Ozawa, and T. Otani : “A Study on Construction of Protection and Control System based on IEC 61850 for Substation No.3”, The Papers of Technical Meeting on Power Protective Relaying, IEE Japan, PPR14-032, pp.63-66 (2014-9) (in Japanese)

天雨徹・小島一浩・西脇浩史・加藤遼太・大藪貴裕・青木睦・小澤辰哉・大谷哲夫:「IEC 61850 保護監視制御総合システムの構築に関する検討(その 3)」電気学会保護リレーシステム研究会資料, PPR-14-032, pp.63-66(2014-9)

- (18) R. Kato, K. Nishiwaki, T. Oyabu, M. Aoki, H. Ukai, T. Ozawa, K. Kojima, T. Amau, and T. Otani : “A study on the sensitivity of earth fault detection in a next-generation distribution automation system based on IEC 61850” The Papers of Technical Meeting on Power Engineering and Power Systems Engineering IEE Japan, PE-14-188/ PSE-14-188, pp.73-76 (2014-9) (in Japanese)

加藤遼太・西脇浩史・大藪貴裕・青木 睦・鵜飼裕之・小澤辰哉・小島一浩・天雨徹・大谷哲夫:「IEC 61850 を適用した次世代配電自動化システムの地絡検出感度からの考察」電気学会電力技術・電力系統技術合同研究会資料, PE-14-188/ PSE-14-188, pp.73-76(2014-9)

本研究以外の発表論文

学会誌掲載論文

- (1) Y. Nakachi, F. Ueda, T. Kajikawa, T. Amau, H. Kameyama, and H. Ito : “Mechanism of Occurring Over-Voltage Phenomena in Distributed Power System on Energization of Transformers”, *IEEE Trans. PE*, Vol.130, No.1, pp.25-34 (2010-1) (in Japanese)
- 中地芳紀・上田玄・梶川拓也・亀山浩一・天雨徹・伊藤久徳:「配電系統で変圧器加圧時に発生する過電圧現象の発生メカニズムの解明」, 電学論 B, Vol.130, No.1, pp.25-34(2010-1)

国内学会発表論文

- (2) 鵜野克彦・奥田博・伊澤輝二・天雨徹:「GIS の検電電極を利用した電圧変化分検出 (ΔV) リレーの開発」, 電気学会保護リレーシステム研究会資料, PSR-01-9, pp. 07-13 (2001-2)
- (3) Y. Nakachi, F. Ueda, T. Kajikawa, H. Kameyama, T. Amau, and H. Ito : “A study on Over-Voltage in Distributed Power System at Switching of the Receiving Circuit”, The Papers of Technical Meeting on Power Protective Relaying, IEE Japan, PPR08-9, pp.47-57 (2008-2) (in Japanese)

中地芳紀・上田玄, 梶川拓也・亀山浩一・天雨徹・伊藤久徳:「受電線切替時の配電系統内の過電圧現象に関する一考察」, 電気学会保護リレーシステム研究会資料, PPR-08-9, pp.47-54 (2008-2)

- (4) F. Iguchi, T. Amau, T. Shimizu, Y. Utsumi, and Y. Seto : “Improvement of Second-generation Digital Protection and Control relay for electric power systems’ distribution line”, The Papers of Technical Meeting on Power Protective Relaying, IEE Japan, PPR09-24, pp.5-8 (2009-9) (in Japanese)

井口文明・天雨徹・清水利憲・内海康晴・瀬戸好弘:「第二世代デジタル配変保護制御装置の機能改善」, 電気学会保護リレーシステム研究会資料, PPR-09-24, pp.5-8 (2009-09)

- (5) F. Iguchi, T. Amau, H. Sumida, S. Suzuki, H. Kajita, and H. Kato : “Development of Bank-Power Equipment Automatic Controller for Distribution Substations”, The Papers of Technical Meeting on Power Protective Relaying, IEE Japan, PPR09-27, pp.17-20 (2009-9) (in Japanese)

井口文明・天雨徹・住田英和・鈴木聖二・梶田寛・加藤英成:「配電用変電所バンク二次自動切替装置の開発」, 電気学会保護リレーシステム研究会資料, PPR09-27, pp.17-20 (2009-9)

- (6) T. Otani, H. Yusa, Y. Serizawa, H. Kameda, E. Ohba, S. Imai, K. Sato, H. Kumano, T. Amau, F. Iguchi, G. Ushio, and N. Nakamoto : “A Study on Applications of IEC 61850 to Substation SCADA Systems (Part 1)”, The Papers of Technical Meeting on Power Protective Relaying, IEE Japan, PPR10-22, pp.113-118 (2010-1) (in Japanese)

大谷哲夫・遊佐博幸・芹澤善積・亀田秀之・大場英二・今井伸一・佐藤賢・熊野広之・天雨徹・井口文明・牛尾剛・中本尚喜:「変電所デジタル監視制御システムに対する IEC 61850 適用の基礎検討(その 1)」, 電気学会保護リレーシステム研究会資料, PPR10-22, pp.113-118 (2010-1)

- (7) T. Amau, S. Osaki, K. Sugiura, T. Moriwaki, S. Kai, and Y. Nakchi : “A Study on Abnormal-Operation of Direction-Grounding Relay in distribution feeders Triggered by 77kV Line Fault”, The Papers of Technical Meeting on Power Protective Relaying, IEE Japan, PPR10-27, pp.15-20 (2010-8) (in Japanese)

天雨徹・大崎聡志・杉浦国博・森脇徹・甲斐静治・中地芳紀:「77kV 系地絡事故時に発生

した配電系地絡方向リレー動作の現象説明」, 電気学会保護リレーシステム研究会資料, PPR10-27, pp.15-20 (2010-08)

- (8) T. Otani, T. Shioyama, K. Sato, M. Takechi, T. Amau, F. Hagiwara, G. Ushio, and Y. Suwa : “A Study on Applications of IEC 61850 to Substation SCADA Systems (Part 2)”, The Papers of Technical Meeting on Power Protective Relaying, IEE Japan, PPR11-26 (2011-3) (in Japanese)
大谷哲夫・塩山拓人・佐藤賢・武智正訓・天雨徹・萩原史聡・牛尾剛・須羽泰行:「変電所デジタル監視制御システムに対する IEC 61850 適用の基礎検討(その2)–論理ノード適用方針の提案と送電線監視制御への適用に基づく評価–」, 電気学会保護リレーシステム研究会資料, PPR-11-26 (2011-3)
- (9) M. Tsukada, T. Amau, S. Uwashitomi, H. Hayakawa, J. Takeuchi, and H. Ueda : “Development of Data Acquisition & Control Unit System for High Voltage Substation”, 1995 Power and Energy Convention Record, IEE Japan, No.273 (1995) (in Japanese)
東田益男・天雨徹・上薮誠二・早川博・竹内純一・上田廣:「下位系変電所用回線単位制御システムの開発」平成7年度電気学会電力エネルギー部門大会 (1995)
- (10) T. Amau, J. Takeuchi, M. Tsunoda, H. Sato, and Y. Seto : “Whole Digital Control and Supervisory System for High Voltage Substations”, 1997 National Convention Record, IEE Japan, No.1689 (1997-3) (in Japanese)
天雨徹・竹内純一・角田雅幸・佐藤弘俊・瀬戸好弘:「下位系変電所用総合デジタル監視制御システム」, 平成9年電気学会全国大会, No.1689(1997-3)
- (11) T. Amau, Y. Nakano, and H. Hayakawa : “Development of 1:N Communications Equipment for Control and Monitoring System of High Voltage Substation”, 1997 National Convention Record, IEE Japan, No.1690 (1997-3) (in Japanese)
天雨徹・中野明良・早川博:「下位系変電所用1:N装置の開発」, 平成9年電気学会全国大会, No.1690 (1997-3)
- (12) T. Kato, T. Amau, H. Sato, and K. Yutani : “Development of Data Acquisition Equipment for High Voltage Substation”, 1997 National Convention Record, IEE Japan, No.1691 (1997-3) (in Japanese)
加藤龍義・天雨徹・佐藤弘俊・湯谷浩次:「下位系変電所用回線単位制御盤の開発」, 平成

9年電気学会全国大会, No.1691 (1997-3)

- (13) T. Amau, E. Miwa, and K. Nakamura : “Integrated Monitoring Control System for High Voltage Substations”, 1997 National Convention Record, IEE Japan, No.1692 (1997-3) (in Japanese)

天雨徹, 三輪英治, 中村国男:「下位系変電所向け集中監視制御装置IMCSの開発」, 平成9年電気学会全国大会, No.1690 (1997-3)

- (14) Y. Wazawa, T. Amau, Y. Seto, Y. Miyamoto, O. Honda, F. Ogawa, O. Hasegawa, T. Kojo, and H. Ichikawa : “Development of Substation Monitoring and Control System with General-Purpose LAN”, 2000 National Convention Record, IEE Japan, No.6-296 (2000-3) (in Japanese)

和澤良彦, 天雨徹, 瀬戸好弘, 宮本佳浩, 本田 修, 小川文彦, 長谷川 修, 小城哲哉, 市川裕士:「汎用LANを用いた変電所監視制御システムの開発」, 平成12年電気学会全国大会, No.6-296 (2000-3)

- (15) T. Amau, M. Katayama, A. Iwamaru, H. Nishino, and A. Hamano : “Development applied with MELPRO-CHARGE on Data Acquisition & Control Unit for Substations”, 2001 National Convention Record, IEE Japan, No.6-305 (2001-3) (in Japanese)

天雨徹, 片山光好, 岩丸明史, 西野 宏, 濱野晃宏「回線単位制御盤への MELPRO-CHARGE の適用開発」, 平成 13 年電気学会全国大会 (2001-3)

技術報告・特許取得等

電気学会 技術報告

- (16) “Substation Control and Monitoring System Technology”, Technical Report No1203, IEE Japan (2010-10) (In Japanese)

「変電所監視制御システム技術」電気学会技術報告. 第 1203 号(変電所監視制御システム技術調査専門委員会の幹事補佐として執筆に参画)(2010-10)

- (17) 電気学会 電気工学ハンドブック第7版 第19編 保護リレーと監視制御装置, 3章 監視制御と監視制御装置の執筆を担当 (2013-9)

- (18) 天雨, 西島, 山口, 廣瀬, 佐野「変電所総合デジタル監視制御システム」(特集 最近の電

力系統保護制御システム技術) 日立評論 79(3), 63-68, 日立評論社 (1997-03)

- (19) 「保護制御システムサージ対策」電気協同研究会 平成 14 年 1 月 電気協同研究第 57 卷第 3 号(保護制御システムのサージ対策技術専門委員会 WG1編集委員として執筆に参画) (2002-1)
- (20) 天雨, 田上「下位系変電所総合デジタル監視制御システムの開発」(平成9年8月 1997-8 , 電気現場技術[電気情報社] (1997-8)
- (21))天雨徹, 佐藤 茂「変電所に見るオープン分散制御技術 (特集 電力系統への適用進むオープン分散技術の現状と将来」平成 12 年9月 2000-9 OHM 87(9), 38-43, オム社 (2000-9)

特許出願

- (22) 伊澤, 小川, 天野, 天雨, 奥田, 鶴野, 直原, 大橋「地絡保護回路の誤動作防止」平成8年9月発明考案(特許出願中)(1996-9)
- (23) 天雨, 坂上, 長谷川, 江村, 鶴野, 奥田「サンプリングデータ処理方法及び該処理方法を用いた継電器」平成 12 年 12 月発明考案(特許出願中)(2000-12)

表彰

- (1) 平成 22 年 電気学会 学術振興賞 論文賞
論文名:「配電系統で変圧器加圧時に発生する過電圧現象の発生メカニズムの解明」
著 者:中地芳紀, 上田 玄, 梶川拓也, 亀山浩一, 天雨徹, 伊藤久徳
- (2) 平成 24 年 電気学会 優秀技術活動賞 技術報告賞
学術報告名:変電所監視制御システム技術(技報第 1203 号)

付録

GOOSE

IEC 61850 では、IED 間の通信を GOOSE と呼ばれる方式で行われている。GOOSE は、高速にデータを伝送する方式である。ここでは、GOOSE の概要について述べる。

IEC 61850 では、変電所の各種機能を情報モデルとして標準化した「論理ノード」(一つの機能は複数の論理ノードによって実現される)が適用される。変電所の各機能を論理ノードによって定義し、これらの情報を交換する方法として Table A1 に示す通信サービスが定義されている。これらの通信サービスとそれに対応する通信メッセージは、伝送遅延要件などによって Table A2 のタイプに分類される。

Table A1 に示した通信サービスを実装するために、IEC 61850 では Fig. A1 に示すマッピングを定義している。Fig. A1 に示すようにメッセージタイプに応じてイーサネット(データリンク層)への直接マッピング、TCP/IP プロトコル(ネットワーク層、トランスポート層)へのマッピングなどが規定されている。

GOOSE は、メタルケーブルで信号の伝送を行うのではなく、イーサネットによる通信で行われるため配線数が少なく、コストが安くなるというメリットがある。Table A2 に示したように、トリップ指令のような高速な信号伝送には、type1A、type1 に分類されている。type1A と type1 には、Table A3 に示す APPID (APPLICATION IDENTIFIER) の違いがある。APPID とはアプリケーションの関連付けを区別する際に使われる。type1A には遮断器のトリップ指令、再閉路指令に用い、type1 にはインタロック時に使用する LS 情報などで用いることが推奨されている。

Table A1. Communication service.

Communication service	Contents
Get/Set	Basic data access
Report/Log	Monitoring and measurement information
Control	Equipment control and operation
Setting	Settling
GOOSE	Trip signals, interlock information
Sampled value	VT・CT instantaneous value data
Time Sync	Time synchronization

Table A2. Message type.

Message type	Contents
Type1A	High-speed messages, such as trip signal
Type1	Semi-high-speed messages, such as interlocking
Type2	Medium-speed messages, such as monitoring
Type3	Low-speed messages, such as settling parameters
Type4	Raw data messages, such as VT·CT instantaneous value data
Type5	File transfer, such as recorded waveforms
Type6	Time synchronization messages
Type7	Command from the substation HMI

Table A3. Types of GOOSE

Use	Ethertype value	APPID type
GOOSE type1	88-B8	00
GOOSEtype1A	88-B8	10

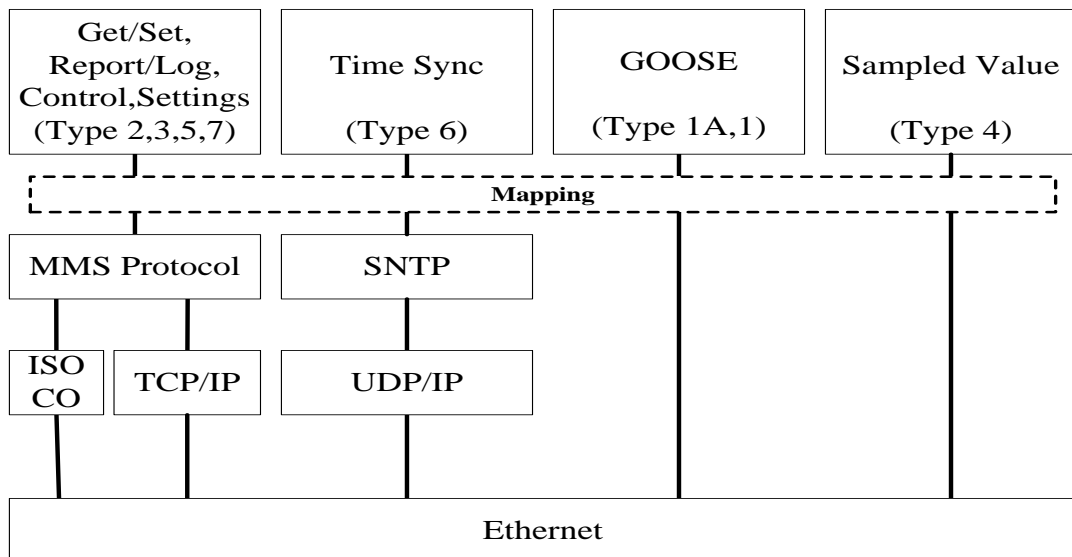


Fig. A1. Mapping to the protocol of communication services.