

樋口 保明※
Yasuaki Higuchi
浅岡 賢志※
Satoshi Asaoka

3

共通のデータモデルとイーサネットベースの通信方式(MMS(状態通知)、GOOSE(イベント通知)、Sampled Value(電流／電圧瞬時値通知)など)を定義することで、メーカーの枠を超えた相互接続性と互換性の確保を目的としている(図3)。

IEC 61850の導入は、電力会社・メーカ双方に以下の利点をもたらす。

- これらの点から、IEC 61850は次世代監視制御システムの通信規格として変電所システムの中核技術と位置付けられており、今後のシステム構築において不可欠な規格となりつつある。



監視制御システムにおいて「通信断」が発生した場合、制御指令の不達や遅延につながり、設備運用に重大な影響を及ぼす。このため、通信ネットワークに対する高信頼化要求が高まっており、経路や機器を二重化する冗長化構成の導入が進んでいる。

このような無瞬断型冗長化方式は、電力設備の高信頼化を実現するための有効な手段の一つとして位置づけられる。



近年、監視制御およびデータ収集を行うソフトウェアであるSCADA(Supervisory Control and Data Acquisition)のIEC 61850対応が進み、変電所の運用・監視において注目されている。従来は制御パネルを設置し、現場で制御パネルに配置したスイッチを直接操作する構成が一般的であった。

SCADAは、盤スペース削減、工期短縮および維持管理性の向上といったメリットを提供し、変電所の設備更新における重要な選択肢となっている。



3. 2G-MCU装置の構成と新規開発要素

電力業界の動向を踏まえ、2G-MCU装置の開発要素は、前述したIEC 61850規格に準拠した通信機能、LAN冗長化機能、制御パネルレス化(SCADA化)とした(表1)。

表1 既存課題と要求事項

既存課題	2G-MCU装置での要求事項(解決策)
メーカー独自プロトコルによる選択制約	IEC 61850による標準化通信
LAN冗長化非対応	HSRによる無瞬断冗長化
遠隔監視制御装置の大型化	制御パネルレス化(SCADA化)

3.1 2G-MCU装置の構成

2G-MCU装置は、表2に示す設置単位で分類した8種類のMCUを組み合わせて監視制御する。制御装置1面あたり最大4ユニットのMCUが実装可能であり、装置1面内に、複数ユニットを集合配置する形態の構成として、省スペース化を図っている(以下、MCU盤)。

また、遠隔監視制御装置としてのGW(ゲートウェイ)装置も構成要素となる。GW装置には、TCU(Tele-Control Unit)が実装され装置間通信用のIEC 61850プロトコルと給電制御所間のPMCNプロトコルの変換を行う。また、変電所によって、モデム伝送(サイクリック)が必要な場合がある。その場合は、モデム伝送機能を具備したCDTU(Cyclic Digital Data Transmission Unit)が実装される(表3)。

2G-MCU装置を構成する標準盤の種類は表4に示す。

また、制御パネルレス化の実現のため、SCADA装置を同一制御LAN内に組み入れる構成とした。主な装置構成は図6に示す。本図は、GW(TCU)盤、送電線MCU盤、共通・機器MCU盤、およびSCADA装置での構成例である。

表2 MCUの種類と設置単位

MCUの種類	設置単位
送電線MCU	1回線単位
電圧共通MCU	1母線連絡または1母線区分単位
電気所共通MCU	電気所単位(配変3バンク一次LS含む)
調相MCU	調相群単位
GTr MCU	GTr1台単位
変圧器一次MCU	1バンク単位(一次側LS)
変圧器二次MCU	1バンク単位 (一次側CB・二次側CB/LS・中性点機器)
LR MCU	2バンク単位

表3 親局伝送用

伝送ユニット種類	親局伝送方式
TCU (Tele-Control Unit)	LAN伝送(PMCNプロトコル)
CDTU (Cyclic Digital Data Transmission Unit)	モデム伝送(サイクリック)

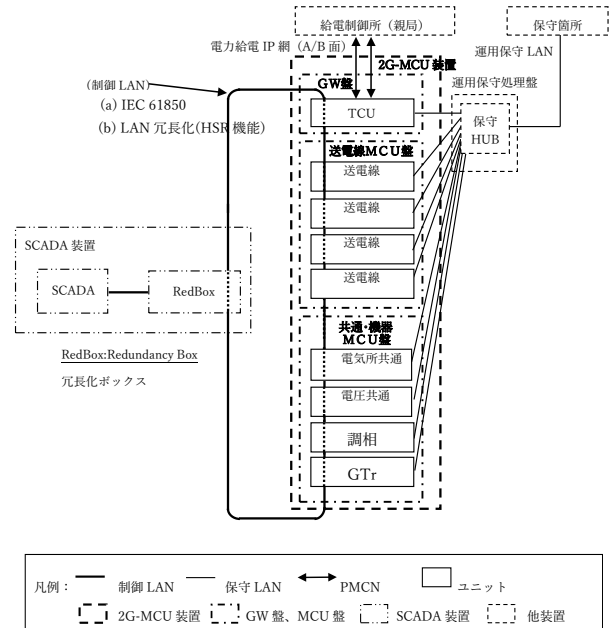


図6 システム構成図

表4 2G-MCU装置を構成する標準盤の種類

標準盤名称	幅	実装ユニット
GW(TCU)盤	350 mm	TCU
GW(TCU, CDTU)盤	350 mm	TCU, CDTU
共通・送電線MCU盤	700 mm	電気所共通 1ユニット 電圧共通 1ユニット 送電線 2ユニットまで
共通・主変MCU盤	700 mm	電気所共通 1ユニット 電圧共通 1ユニット 変圧器一次 2ユニットまで
共通・機器MCU盤	700 mm	電気所共通 1ユニット 電圧共通 1ユニット 調相・GTr 各1ユニットまで
送電線MCU盤	700 mm	送電線 4ユニットまで
主変一次MCU盤	700 mm	変圧器一次 4ユニットまで
主変二次MCU盤	700 mm	変圧器二次 3ユニットまで
機器MCU盤	700 mm	調相・GTr 各2ユニットまで
主変・機器MCU盤	700 mm	変圧器二次 2ユニットまで GTr 1ユニットまで
LR_MCU盤(第1盤)	700 mm	LR 1ユニット
LR_MCU盤(第2盤)	700 mm	LR 1ユニット
電圧共通MCU盤	700 mm	電圧共通 4ユニットまで

3.2 新規開発要素

2G-MCU装置の開発では、新規技術の採用や設計思想の刷新が重要な役割を果たした。特にIEC 61850で採用されるイベント駆動型通信では、短時間に大量の情報が受信される。このため、従来の周期処理を前提とした設計では処理遅延が発生するという課題を解決する必要があった。以下に主要な開発要素と単体評価結果を示す。

(1) 標準CPU基板の開発

IEC 61850規格に準拠した通信やHSR冗長化を処理するため、従来CPUでは性能不足であった。そこで2G-MCU装置では、新CPUを採用した。新CPUを選定するに当たり、今後の当社標準CPU基板とすべく、現在要求される処理性能に加え、拡張性を見据えた検討を行った。標準CPU基板の構成は図7に示す。

標準CPU基板には、シーケンス処理、リレー演算、自動監視、HI(Human Interface)などのアプリケーションを機能単位でモジュール化して実装する。これにより、必要なモジュールを実装することで所要の機能を容易に構成可能とした。

DI/DO接続にはマルチマスタ型リモートI/O制御ネットワークを採用し、必要なDI、DO点数に応じて基板を追加接続するだけで容易に拡張できる構成とした。

また、通信解析やトラブルシュートを支援するため、通信ログや動作履歴などを細かく保存できるよう、大容量メモリを搭載する構成とした。

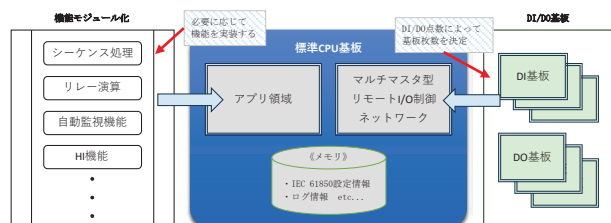


図7 標準CPU基板の簡易構成図

(2) RTOS(Kernel系)・IEC 61850 ミドルウェアの実装

リアルタイムOS(以下、RTOS)は、CPUのアーキテクチャや割込み制御方式、タイマ機構、周辺デバイス制御などのハードウェア仕様に強く依存して実装されるため、CPUを変更した場合、従来のRTOSをそのまま適用することはできない(図8)。

当社の監視制御・保護制御装置は、リアルタイム性・信頼性の向上を目的としてRTOSを実装している。前述した通り、2G-MCU装置では新CPUを選定したため、新RTOSの実装を行った。また、新CPUに合わせたアプリケーション開発を行った。

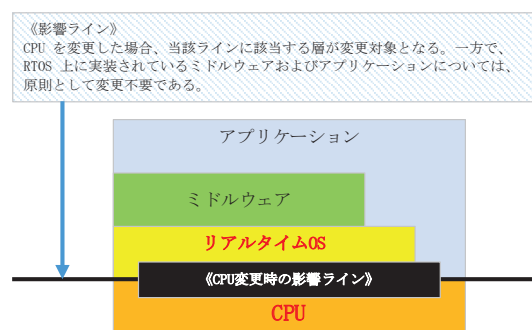


図8 ソフトウェア構成および影響箇所

また、IEC 61850のデータモデル生成・通信処理を統合するミドルウェアを実装し以下を実現したことで、IEC 61850規格に基づく通信機能を2G-MCU装置内に組み込んだ(図9)。

- ① 標準データモデルの高速処理。
- ② リアルタイム性のあるGOOSE送受信。
- ③ MMS通信手順の安定化。
- ④ 冗長化処理との協調動作。

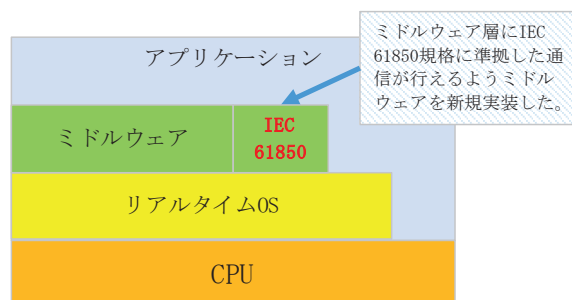


図9 IEC 61850 ミドルウェア実装

2G-MCU装置には、回線単位の停止など試験作業を容易に実施できるよう「testモード機能」を具備している。本機能では、MCU、TCU、SCADAにおいて運転モードとtestモードの切り替えが可能となっており、モード切り替え時にはIEC 61850通信規格に従い、test-bitの切り替えに伴う状態変化Report(報告)が発報される。

この際、最大で約100件のReportがほぼ同時に送信されるため、CPU処理負荷および通信トラフィック増大による影響が懸念された。

1件の状態変化Reportは約400 Byte(ケースによりサイズは変動)であり、100件分の総通信量は約40 kByteとなる。通信回線の速度は100 Mbps(1秒あたり100 Mbit送信可)であり、Byte換算すると約12.5 MB/s(1秒あたり12.5 Mbyte送信可)となる。したがって、40 kByteを送信するのに必要な時間は、概算で次のように求められる。

$$40 \text{ kByte} \div 12.5 \text{ MB/s} \approx 3.2 \text{ ms}$$

監視制御における許容遅延(制御周期や操作応答として許される遅れ)は50 ms以内と設定しており、トラフィック増大による影響懸念は問題ないとの見通しを立てた。実機評価においても通信断や遅延は確認されず帯域面での問題は発生しなかった。

またCPU処理負荷については、装置内部で通信処理を受け付けるイベント(CPUの割込み処理)が短時間に集中すると、CPUは通信の受信・解析処理を優先して実行する必要がある。その結果、装置の本来業務である制御演算(シーケンス処理)が遅れる恐れがある。これを回避するため、定常時のCPU使用率が80%に達しない構成となるよう設計および実装を行った。実測においてもCPU使用率は80%を下回っておりウォッチドッグタイマ異常や通信断を発生させることなく安定したモード切り替え機能を実装できている。

(3) HSR方式によるLAN冗長化ソフト開発

2G-MCU装置の中核技術のひとつとして、ネットワーク上での無瞬断通信を実現するHSR方式によるLAN冗長化ソフトウェアを新規開発した。

HSRの主な機能は以下のとおりである。

- ① フレーム複製・フィルタリング処理。
- ② 経路ヘルスチェック機能。
- ③ 片ルート断監視と自動復旧処理。
- ④ 冗長化通信と制御処理の統合制御。

HSRでは同じフレーム(通信データ)が2経路から到着するため、受信側では重複フレームを判定して破棄する処理が必ず必要となる。本開発ではネットワーク規模や通信量が増加しても処理時間が過度に伸びないように、重複判定処理の計算量を一定に保つ設計とした。

これらにより、電力システムに求められる高信頼通信基盤を構築した。

また、経路ヘルスチェックおよび障害検出には、HSR規格で定義されているスーパービジョンフレームを活用した。スーパービジョンフレームを定周期に送受信することで、隣接ノードの生存状態および通信経路の健全性を常時監視し、片ルート断などの異常を迅速に検出できる構成とした。これにより、通信断を伴うことなく冗長経路への切り替えを行い、無瞬断通信を実現している。

(4) SCADA装置の開発

SCADAではSCADA制作用パッケージソフトを採用し、操作性と信頼性の両立を図った。特に以下の点が重要な開発ポイントである。

- ① 操作画面(単線結線図等)のUI設計。
- ② 動作ログ・警報管理の実装。
- ③ IEC 61850データとのマッピング処理。
- ④ 運転操作のワークフロー整備(安全性確保)。
- ⑤ ユーザメンテナンス機能。

これにより、2G-MCU装置の中核操作系としてSCADAを活用可能とした。

一方、SCADA装置は変電所ごとに設置されるため、一品一様の構成となり、装置ごとに一定の開発工数が発生する課題がある。そこで、アドイン(既存ソフトウェアに対して機能追加・拡張を行うプログラム)機能を活用し、共通化可能な処理を抽出して開発・実装した。具体的には、機器制御操作など操作フローが同じ箇所を機能と捉えアドインとしてソフト制作し共通化。変電所により異なる情報(回線数、機器数、ブロック数など)を設定ファイル化しSCADA機能部にて吸収できるようにした。結果、個別SCADA開発における工数低減ならびに標準化による安定性の確保を実現した(図10)。

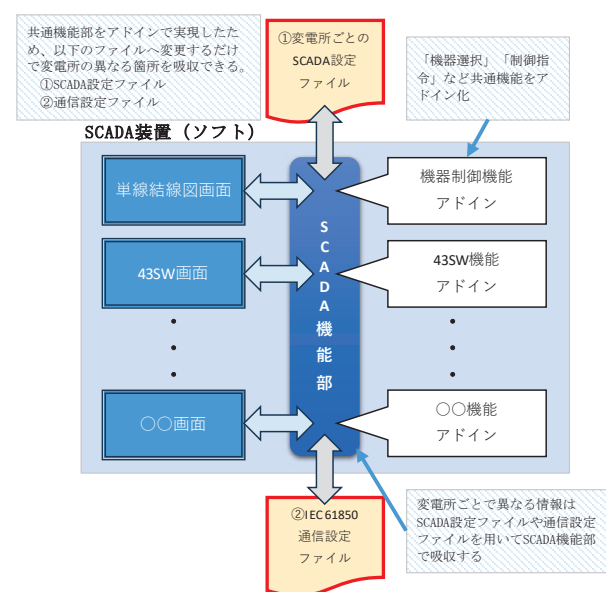


図10 SCADAへの処理共通化アドイン実装イメージ

4. 開発成果

本開発では、電力業界のニーズに応えると共に、ユーザーフレンドリーな2G-MCU装置、およびSCADA装置を開発できた。以下、主要な開発成果を挙げる。

4.1 相互接続性の確保とマルチベンダ化

(1) 2G-MCU装置の相互接続性の確保

開発した2G-MCU装置について、異メーカーのTCUを模擬した装置と当社製MCUを組み合わせた構成(図11)で開局試験を実施した。

その結果、開局時に必要となる「BRCB(*1)」や「URCB(*2)」などがIEC 61850規格どおりに設定ができ接続することを確認した。あわせて、監視・制御・計測機能についても動作確認を行い、問題なく動作することを確認した。

この検証結果は、従来のメーカー独自プロトコルに起因する相互接続性の課題を克服したことを示す。これにより、ユーザは機器調達においてマルチベンダ化の恩恵を受けられるようになり、選択肢の拡大と市場における競争力の強化に貢献する。

- (*1) Bufferd-Report-Control-Blockの略。レポートデータのバッファリングを行い、通信断のときでもデータ喪失されない。
- (*2) Unbufferd-Report-Control-Blockの略。レポートデータのバッファリングは行わない。そのため、データ喪失する可能性がある。

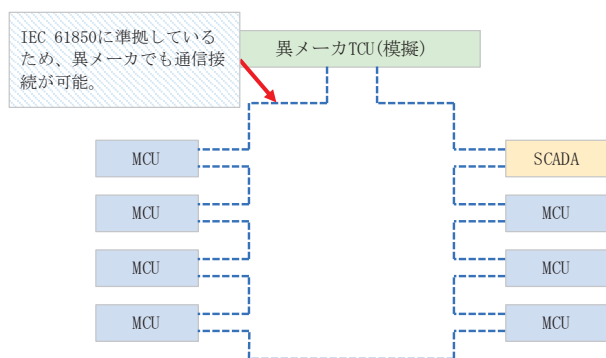


図11 相互接続性の検証試験構成

(2) SCADA装置の異メーカー接続の実現

IEC 61850通信規格に準拠したことにより、当社製2G-MCU装置に限らず異なるメーカーの装置との接続を可能とした。本開発では国内メーカー複数社のMCUならびに海外製IEDを対象に接続試験を実施し監視・制御・計測が正常に行えることを確認した。これによりIEC 61850に基づくマルチベンダ環境においてもSCADA装置が適切に機能することを実証し装置構成の自由度向上および将来的な機器更新への柔軟な対応が可能であることを示した。

本機能は、IEC 61850準拠によるメーカー間での標準データモデルが共通化されている点を前提としている。接続対象となる装置のIEC 61850通信設定ファイルをSCADAへ読み込むことで、機器固有のデータモデルおよび通信定義を自動的に反映しメーカーを問わず接続可能な構成としている。

IEC 61850通信ドライバとIEC 61850通信データIF変数を連携させる仕組みとすることで機器ごとの個別実装を必要としない接続を実現した(図12)。

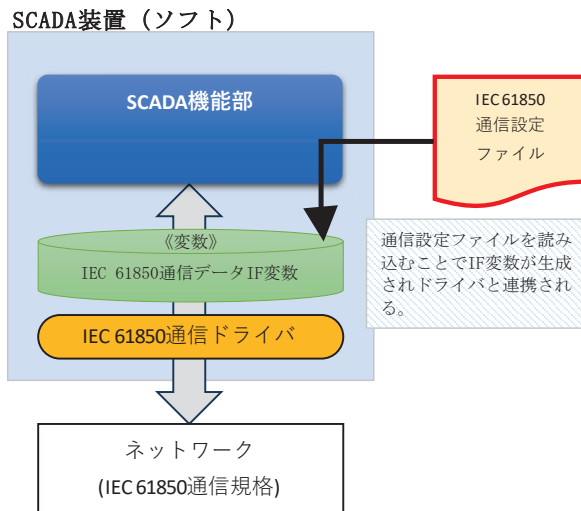


図12 IEC 61850通信ソフト構成図

4.2 高い信頼性・可用性の実現(LAN冗長化)

(1) 片ルート断時の監視制御

変電所制御に不可欠な「高い信頼性」を確保するため、通信インフラのLAN冗長化を実現した。

具体的な検証として、片ルート断の環境下においても、システムの機能停止なく制御指令が正常に実現されることを確認した。この冗長化構成により、ネットワーク障害に対する耐性が向上し、監視制御システムの信頼性と可用性の改善ができた。

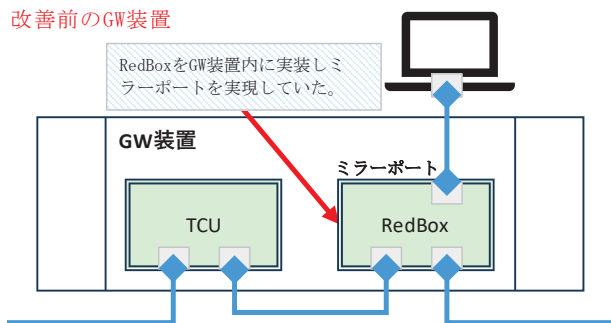
(2) TCUへのミラーポート実装

本機能は、CPUに内蔵されたマルチポートEthernetスイッチ機能を活用し、スイッチング制御をソフトウェアから制御することで実現している。これにより、特定ポートの通信フレームを別ポートへ複製・出力することが可能となった。

マルチポートEthernetスイッチ機能の活用は、LAN冗長化機能の開発を通じて培ったソフトウェア開発スキルを活かすことで実現できた。

その結果、従来は盤内にミラー機能を有したRedBox等の外付けネットワーク機器を必要としていた通信監視構成をTCU内で完結できるようになり、盤内構成の簡素化、および構成部品削減を実現した(図13)。

改善前のGW装置



改善後のGW装置

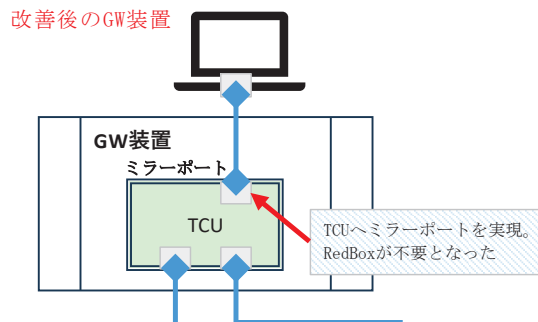


図13 改善前・改善後のGW装置

(3) 電気所構内の通信状況の可視化

電気所構内(ステーションLAN)における通信状況を実視化できる機能を実装した。

TCU用HI画面表示ツールの「運転情報」画面(図14)では、各ユニットとSCADA装置との接続状態(赤：未接続/緑：接続中)を確認できる。

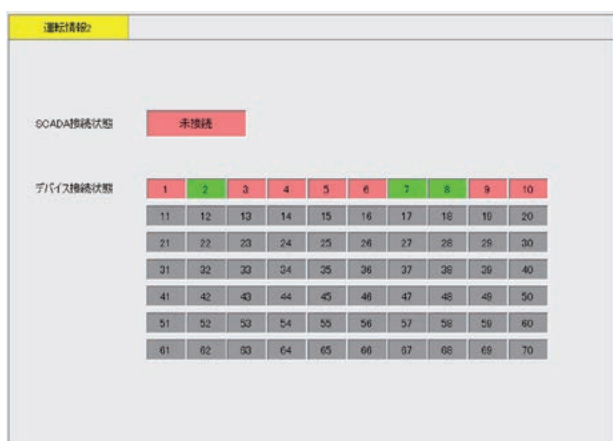


図14 TCU用HI画面表示ツール「運転情報」画面

また、SCADA装置では「ステーションLAN」画面(図15)を設け、各ユニットとSCADA装置間の接続状態に加え、各ユニット間の接続状態を可視化できる構成とした。

各ユニット間の接続状態は、各MCUが監視しており、その状態情報をIEC 61850の論理ノード「LCCH」を用いて

SCADA装置へ通知している。SCADA装置は受信した状態情報をもとにステーションLAN画面へ反映し、通信断が発生している箇所を赤色表示することで、切断箇所を一目で把握できるようにしている。

また、当該画面においてMCUの状態監視も可能な構成とした。MCUとの通信状態についてはPingチェックにより監視しており、通信が正常に確立している場合はMCUアイコンを緑色で表示し、通信不良時には赤色で表示する。さらに、論理ノード「LPHD」から取得したMCUの故障状態を受信し、重故障が発生した場合にはMCUアイコンを赤色表示とする仕組みとしている(表5)。

なお、本画面はSCADA装置を介して遠隔から確認可能であるため、現地に赴くことなく通信状態の把握が可能となった。これにより、障害発生時の初動対応の迅速化および保守対応工数の低減に寄与している。



図15 SCADA装置「ステーションLAN」画面

表5 SCADA装置：ステーションLAN状態一覧

設備	状態	表示
MCU	正常	電気所共通・配電一次
	異常(通信不良)	電気所共通・配電一次
	Test(正常)	電気所共通・配電一次
	Test(異常・通信不良)	電気所共通・配電一次
ゲートウェイ(GW)	正常	GW
	異常(通信不良)	GW
SCADA装置	通常	SCADA
	Test	SCADA
通信装置(装置間)	正常	
	異常(通信不良)	
	監視対象外	

4.3 システムの柔軟性と盤の省スペース化

(1) 盤の省スペース化(制御パネルレス化)

従来の遠隔監視制御装置が持っていた制御パネル操作機能は、SCADA機能として代替された。

これにより、物理的に盤の小型化が実現し、遠隔監視制御装置(GW装置)幅350mmという省スペース化を達成した(図16)。システム全体の物理的な設置面積が削減されたことで、変電所内の柔軟なレイアウト設計や導入コストの効率化に寄与する。

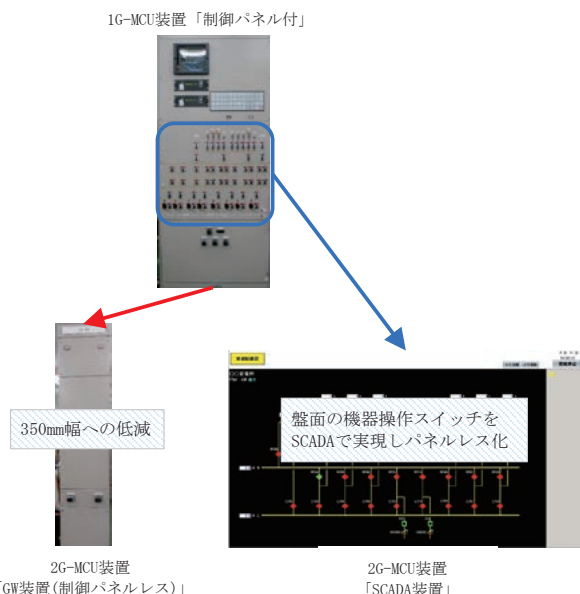


図16 遠隔監視制御装置(GW装置)350mm幅の実現

(2) ユーザメンテナンス機能の実装

2G-MCU装置およびSCADA装置では、運用開始後の設定変更や保守対応をユーザ自身で実施可能とするため、PC上から変更操作可能なユーザメンテナンス機能を実装した(ソフトウェア改造なしで設定変更が可能)。

本装置では、対象装置ごとに専用のメンテナンス手段を用意するとともに、GW装置およびMCU盤の双方に共通して適用されるHI画面表示ツールによるメンテナンス機能を具備した。以下に、各メンテナンス機能の概要を示す。

(a) HI画面表示ツール(GW装置・MCU盤)

HI画面表示ツールは、GW装置およびMCU盤の双方に共通して具備されるメンテナンス機能であり、運用・保守性向上の役割を担っている。

本ツールを用いることで、整定値の変更、表示名称の変更などの各種設定作業を遠隔から実施可能である。特に、従来は現地にてユニット前面の「運用開始」ボタンを押下する必要があった変更内容の確定操作について、2G-MCU装置では遠隔操作による運用開始が可能となった(図17)。

これにより、現地作業を伴わずに整定や設定の変更が可能となり、保守作業の効率化および迅速な対応を実現している。



図17 「整定」画面

(b) IEDメンテナンスツール(MCU盤)

MCU盤向けには、IEDメンテナンスツールと呼ぶ専用ソフトウェアを開発し、通信設定内容の変更を可能とした。本ツールでは、MCUが保持するCIDファイルをダウンロードし、IPアドレスやデバイス名称を始めDatasetの論理ノード(LN)などの設定内容を編集後、再アップロードができる(図18)。

また、設定変更前後の差分を確認可能なコンパ機能も備えており、変更箇所を容易に把握できる構成としている。これにより、設定変更時の確認作業を効率化するとともに、誤設定の防止に寄与している。

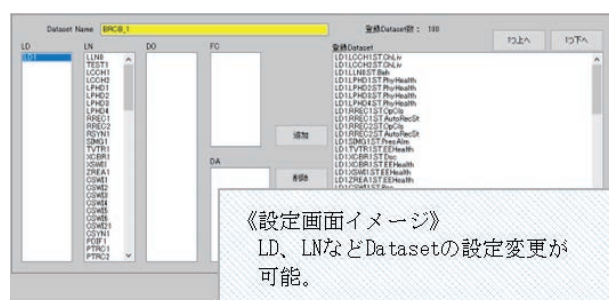


図18 IEDメンテナンスツール画面(例)

(c) SCADAメンテナンス(SCADA装置)

SCADA装置では、SCADAソフトウェアに実装した「メンテナンス機能」を用いることで、回線名称、表示メッセージ、警報種別(ベル・ブザー・鳴動なし)などの変更が可能である。変更は、表ソフトを用いてユーザが入力しSCADA装置が読み込むことで反映される仕組みとした(図19)。変更できる内容は表6に示す。

従来、これらの設定変更はメーカー対応が必要であり、コストおよび時間を要していたが、本機能によりユーザ自身

が容易に変更できるようになった。

なお、本メンテナンス機能はパスワード認証によるアクセス制御を行っており、特定の権限を有するユーザのみが操作可能な構成としている。

表6 メンテナンス可能項目

項 目	対 象
回線名称	単線結線図画面
ユニット名称	43SW画面 ステーションLAN画面(*1) 計測画面 日報画面
メッセージ (電圧階級・回線名称・メッセージ内容)	メッセージ画面
警報 (BL / BZ / -)	Pos 毎に変更可能

(*1)ステーションLANの通信状態を監視する画面

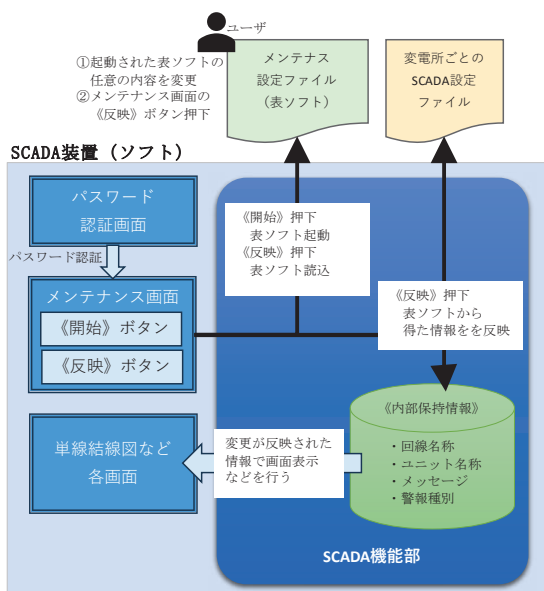


図19 ユーザメンテナンス機能

(3) SCADA装置によるメモ書きシンボル機能の実装

従来、制御パネルの盤面にマグネットを貼り付けることで「作業中」などの状態を目視で表現していた。2G-MCU装置では、これと同等の機能をSCADA装置上に実装し、メモ書きシンボル機能として提供した。

本機能は、給電アース、DCロック、ロッド外しなど、運用上必要となる各種シンボルを具備し、単線結線図画面上に自由に配置できるものである(表7)。これにより、現場作業の進捗状況や設備状態をSCADA画面上で直感的に把握することが可能となった(図20)。



図20 メモ書きシンボル配置

表7 メモ書きシンボル一覧表

設備 ^①	シンボル ^②	標準実装数 ^③
給電アース ^④		A~D各1 ^④ 計4 ^④
現場アース ^④		1~12各1 ^④ 計12 ^④
DCロック ^④		8 ^④
エアーロック ^④		8 ^④
CB引き出し ^④		8 ^④
ロッド外し ^④		8 ^④
切り離し ^④		8 ^④
作業中 ^④		8 ^④
手動 ^④		4 ^④
手書きメモ1 ^④		4 ^④
手書きメモ2 ^④		2 ^④

4.4 開発を通じて得られた知見

(1) 標準化と実装のギャップの認識(IEC 61850実装)

IEC 61850は国際標準であるが、実際の開発においては、メーカーごとに実装の詳細が異なり、規格では定義しきれていないメーカー依存の設定部分への対応に苦労した。

これは、国際標準を適用する上で、「標準化」された仕様と「実運用」上の実装との間に存在するギャップを認識する重要な経験となった。このギャップを埋める作業が、相互接続性を実現するための鍵となる。

(2) パッケージソフト活用における制約(SCADA制作)

SCADA制作には、パッケージソフトウェアを使用した。パッケージソフトを活用することで開発効率は向上したが、システムのカスタマイズや特定の要件を満たす際、パッケージの標準仕様に準拠できない部分が発生した。この経験は、市販のパッケージソフトを利用する際に標準仕様外の部分をいかに効率的に実装するかという知見を得た。

5. 結論・今後の展望

5.1 開発成果の総括

本研究で開発した2G-MCU装置は、監視制御システムにおける次世代化の礎を築いた重要な成果と位置づけられる。主要な成果は以下の三点に集約される。

(1) 国際標準の全面適用 (IEC 61850)

従来の独自プロトコルから IEC 61850 への移行を成功させ、マルチベンダ環境における相互接続性を実現した。これにより、機器調達柔軟性と競争力の強化という実運用上のメリットを確立した。

(2) 高信頼性ネットワークの実現 (LAN 冗長化)

制御指令系の通信に LAN 冗長化を適用し、単一障害点によるシステムダウンを回避する高い信頼性と可用性を確保した。

(3) システムの高機能化と効率化 (SCADA 化)

従来の制御パネル機能の SCADA 化を実現し、遠隔監視制御装置の省スペース化(盤幅 350 mm)、および工期短縮を達成した。

5.2 今後の課題と展望

本研究の成果は変電所システムの進化を加速させるものであるが、更なる高度化に向けた課題と展望が存在する。

(1) 保護ユニットへの IEC 61850 適用

今回、監視制御ユニットへの適用は完了したが、変電所の中核機能である保護リレーユニットへの IEC 61850 (特に GOOSE/Sampled Values) の適用は今後の重要な課題である。保護系への標準通信の導入は、真のフルデジタル変電所実現に向けた決定的な布石となる。

(2) 新技術への挑戦と SCADA の高度化

システムの可用性をさらに高めるため、PRP (Parallel Redundancy Protocol) などの最新のネットワーク冗長化技術の導入と検証が求められる。

また、SCADA システムにおいては、収集した膨大なデータを活用した高度な解析機能や AI を活用した故障予兆診断機能の組み込みなど、SCADA の高度化を推進する必要がある。

これらの取り組みを通じて得たプラットフォームを用いて、電力システムの安定供給と効率的な運用を支えるフルデジタル変電所という未来のインフラ実現に貢献できると考えている。

参考文献

- (1) 佐々木、鈴木：「デジタル特高監視制御装置の開発」愛知電機技報 No.31 (2010)
- (2) 新製品紹介：「二次変電所対応型特高監視制御装置」愛知電機技報 No.33 (2012)
- (3) 新製品紹介：「一次変電所向けデジタル型特高監視制御装置」愛知電機技報 No.40 (2019)