

# سیستم های کنترل

## گسترده - DCS



[PowerEn.ir](http://PowerEn.ir)

## فهرست

چکیده

مقدمه

DCS چیست؟

اتوماسیون

اتوماسیون در صنعت

ظهور اتوماسیون در صنعت برق

تاریخچه ی پست های DCS در ایران

ساختار کلی پست های انتقال

ساختار کلی پست های DCS.

ساختار سیستمهای اسکادا

مجتمع کردن اتوماسیون پستها

مزایای واقعی

معایب

کنترل از راه دور ایستگاهها و تجهیزات آن

گفته‌های گروه‌کاري

درگاهها

رابطهای غیرمبهم مناسب کاربر

پیشرفت در اقتصادي شدن طرح

لزوم وجود پشتیبان برای سیستم

بررسی سایر موانع

مطالعه وضعیت اتوماسیون پستها در چند شرکت برق

مزایای پست های

معایب و مشکلات پست های

فیبر نوری و علت استفاده از آن در سیستم های.

آشنایی با سیستم های کنترل غیر متمرکز

ساختار سیستم های.

معماری متعارف یک سیستم

اجزای یک سیستم

مدل های مختلف ارتباطی در سیستم های

آشنایی با نرم افزارهای سیستم

ساختار نرم افزار

ساختار برنامه

سلسله مراتب

Data Base

سایر امکانات نرم افزار سیستم

تفاوت های سیستم کنترل DCS و PLC

معرفی سیستم PCS7 از شرکت SIEMENC

بازار جهانی سیستم های DCS

نتیجه گیری و پیشنهادات

منابع

## آشنایی با سیستم های کنترل DCS

### “Distributed Control Systems”

چکیده:

در مسیر رشد تکنولوژی دیجیتال، تجهیزات میکروپروسسوری جایگزین تجهیزات الکترومکانیکی می شوند. این تجهیزات هوشمند از توانایی و امکانات بسیار زیادی نسبت به تجهیزات الکترومکانیکی برخوردارند. در مقوله پست های برق سهولت تبادل دیتا بین تجهیزات و پست ها، مقدمات یک سیستم اتوماسیون کاملاً توزیع شده را فراهم نموده است. با عنایت به روند رو به رشد و سریع تکنولوژی اتوماسیون، در این مقاله به طور مختصر به پدیده اتوماسیون، ظهور آن در صنعت برق، مزایا، معایب و چالش های پیش روی پست های انتقال در این زمینه خواهیم پرداخت.

#### مقدمه:

در جهان امروز اتوماسیون عرصه های مختلفی را تحت پوشش قرار می دهد. سهولت کار، انجام عملیات پیچیده، انعطاف پذیری، ایمنی، صرفه جویی در مصرف انرژی، حفظ محیط زیست و آسایش از دستاوردهای مفید اتوماسیون است.

در دهه اخیر رشد فن آوری تجهیزات الکترونیکی باعث شده است که سازندگان تجهیزات پست، محصولات خود را به صورت هوشمند تر ارائه نمایند تا بتوانند با مخابره اطلاعات، امکانات و بستر مناسبی را برای ایجاد یک سیستم اطلاعاتی و تصمیم گیری در پست فراهم کنند.

با ظهور نسل هوشمند تجهیزات کنترل و حفاظت پست، شرکت های برق منطقه ای که مشتریان همیشگی این تجهیزات هستند و سالانه هزینه های سرسام آوری را برای توسعه شبکه های انتقال صرف خرید این تجهیزات می نمایند، با مسائل مختلفی مواجه شدند. شرکت های پیشگام در زمینه ساخت این تجهیزات، از یک سو همگام

با رشد تکنولوژی، برخی از محصولات نسل قدیمی خود را از چرخه تولید خارج شده، شرکت های برق منطقه ای سالانه به دفعات با لیست تجهیزاتی مواجه می شوند که از لیست تولید یا خدمات پشتیبانی خارج می شوند و از سوی دیگر شرکت های مزبور با رویکرد سریع خود اقدام به تولید تجهیزات نسل نوین نمودند که دارای قابلیت های کاملاً متفاوتی با نسل قدیم هستند. بدین ترتیب شرکت های برق منطقه ای خواسته یا ناخواسته پذیرای تکنولوژی نوین پست ها هستند. این تجهیزات علی رغم ویژگی های بسیار خود، چالش هایی را به همراه داشته است که در ادامه به آن خواهیم پرداخت.

## DCS چیست ؟

در پست های انتقال، DCS مخفف کلمه distributed control system (سیستم کنترل گسترده) میباشد و منظور از آن این است که کلیه مراحل کنترل، مانیتورینگ، و فرمان توسط یک یا دو سرور اصلی که به صورت مستقل عمل می نمایند انجام میشود. این سرورها station level را می سازند و در این محیط کلیه تجهیزاتی که به سیستم DCS متصل میشوند تعریف میگردد.

## اتوماسیون (AUTOMATION)

اتوماسیون به معنای کنترل و هدایت یک دستگاه به صورت خود کار است و مشخصه سیستم هایی است که تصمیم برای انجام فعالیت یا فعالیت هایی به جای انسان توسط دستگاه های خودکار صورت می پذیرد. بدین معنی که ابزارهای کنترلی مثل کامپیوتر و ابزار مکانیکی مثل رباط یا ماشین های الکتریکی جایگزین قدرت تفکر و نیروی انسانی می شوند. مساله اتوماسیون زمانی مطرح می شود که به انجام کاری به صورت مکرر، نظارتی مستمر و دقیق، فعالیتی خطر آفرین و یا کارهایی با دقت یا سرعت فوق العاده زیاد نیاز داریم. به عبارت دیگر هنگامی که انسان در فعالیتی احساس ضعف و ناتوانی می کند، با استفاده از ابزار کنترلی و مکانیکی و بایاری جستن از اتوماسیون، بر مشکل خویش فایق می آید. به همین دلیل پدیده اتوماسیون در بخش صنعت اهمیتی فوق العاده دارد و توجه ویژه به آن باعث شده به سرعت گام در راه تکامل نهاده و بیش از پیش بخش های زندگی انفرادی و اجتماعی انسان را تحت تاثیر قرار دهد.

## اتوماسیون در صنعت

به دلیل اینکه در بخش صنعت با محصولات بسیار متنوع و با فرایندهای بسیاری روبرو هستیم، لذا در این بخش اهداف اتوماسیون دارای جنبه های متفاوتی است. مثلاً در صنایع تولیدی افزایش کیفیت محصول و انعطاف

پذیری خط تولید ( به این معنی که برای تغییر محصول مجبور به تغییر تمامی خط تولید نباشیم ) اهداف عمده اتوماسیون هستند. در صنایع اتمی و شیمیایی به دلیل وجود محیط های آلوده و خطرناک برای پرسنل، هدف اصلی از اتوماسیون حفظ جان انسان است.

اتوماسیون در سطح مدیریتی، به ویژه به کمک دستگاه های کامپیوتری این امکان را فراهم نموده است تا به سرعت اطلاعات لازم جمع آوری و هماهنگ سازی و نمایش داده شوند و با تجزیه و تحلیل اطلاعات راهکارهای جدید به وجود آید.

در اوایل دهه 1960 ادوات و کنترلرهای الکترونیکی که از سرعت و دقت زیاد و حجم کمی برخوردار بودند پا به عرصه صنعت نهادند. طولی نکشید که کامپیوترهای دیجیتال که توانایی پردازش متغیرهای ورودی را داشتند، جایگزین کنترلرهای الکترونیکی شدند. با ظهور کامپیوتر، سیستم کنترلی

(Direct Digitl Control) به وجود آمد. این سیستم شامل یک کامپیوتر مرکزی بود که تمام متغیرهای کنترلی از طریق ورودی ها و دستورات صادره اپراتور از طریق صفحه کلید به آن وارد و مطابق برنامه کنترلی تعریف شده، این اطلاعات پردازش و دستورات لازم صادر می شد. اشکال این سیستم محدودیت ورودیها، کاهش سرعت و کارایی کامپیوتر با توجه به حجم عظیم اطلاعات و از کار افتادن کل سیستم کنترلی در صورت خرابی کامپیوتر مرکزی بود.

سیستم کنترلی (Distrubuted Contrlos System) DCS در واقع تکمیل شده سیستم کنترل مرکزی یا همان DDC است. بدین معنی که سطوح کنترلی در آن بیشتر و به صورت توزیع یافته در بخش های مختلف سیستم است. در سیستم DCS از کار افتادن هر یک از قسمت های کنترل تاثیر آنچنانی بر پروسه کنترل نداشته و حتی با از کار افتادن سطوح بالا، سطوح پایین می توانند کار کنترل را ادامه دهند.

سیستم کنترلی (Fielbus Control System) FCS جدیدترین تکنولوژی سیستم کنترل در دنیا است که بعد از DCS به بازار آمده است. سیستم FCS دارای قابلیت های کنترلی زیادی است ضمن اینکه تجهیزات بکار رفته در آن نسبت به سیستم DCS از پیچیدگی بیشتری برخوردار است و در کارخانجات وسیع و عظیم که از دستگاه های بی شماری برخوردارند بکار برده می شود.

### ظهور اتوماسیون در صنعت برق:

وسایل الکترومکانیکی، که زمانی وظیفه حفاظت و کنترل را در سیستم های انتقال ایفا کردند، دارای ضعف هایی بودند که موارد عمده آن عبارت بودند از: عدم امکان ذخیره داده ها، عدم امکان ثبت وقایع و حوادث، عدم امکان چک کردن خود و عدم امکان ارتباطات مخابراتی وسیع.

در دهه 70 میلادی با پیدایش میکرو پروسور، وسایل الکترومکانیکی جای خود را به وسایل الکترونیکی دادند. رله های الکترونیکی در مسیر پیشرفت و تکامل خود تبدیل به رله های الکترونیکی هوشمند یا (Intelligent Electronic Device) IED شدند.

سالها پس از بکارگیری سیستم های کنترلی توزیع شده در صنایع بزرگ و پر اهمیتی نظیر صنایع نفت و گاز و یا نیروگاه های تولید انرژی، بنظر می رسد که اکنون سازندگان و بهره برداران صنعت برق جهت گیری خود را بسوی بکارگیری این تکنولوژی در پست های انتقال و توزیع آغاز نموده اند. DCS مخفف کلمات Distributed Control System است و در برخی از کتابهای فنی به جای کلمه Distributed کلمه Digital نیز بکار می رود و همانگونه که پیشتر گفته شد به معنای سیستم های کنترلی توزیع شده یا گسسته است. به عبارتی در سیستم DCS بخش نظارتی (و حفاظتی) که مجموعه ای از IED ها است، به صورت توزیع شده در بخش های مختلف سیستم بکار گرفته می شود. صرفنظر از اینکه شرکت های برق چه نوع دیدگاهی در خصوص تکنولوژی DCS دارند، بنا به دلایل عمده ذیل می توان به صراحت گفت که مجبور به پذیرش این تکنولوژی هستند. اولاً تجهیزات کنترلی قبلی توسط سازندگان آن تولید نمی شود و به ناچار باید با بازار تولید و تکنولوژی جدید هماهنگ شد. ثانیاً تکنولوژی و اطلاعات مهندسی روز را باید انتقال داد و نیروی متخصص تربیت نمود. ثالثاً قابلیت ها و امکانات فراوانی که در تجهیزات نوین وجود دارد و هزینه زیادی که برای خریداری آنها پرداخت می شود، موجب می شود تا نهایت استفاده از این قابلیت ها به عمل آید. رابعاً برای رقابت مهندسی برق با سطح بین المللی و بازارهای جهانی لازم است به تکنولوژی نوین مجهز شد.

### تاریخچه ی پست های DCS در ایران:

اولین پست DCS در ایران مربوط به پست 230/63 کیلو ولت پردیس (شرق تهران) است که تجهیزات آن از شرکت ALESTOM ( AREVA ی کنونی ) در سال 1380 به بهره برداری رسید. سپس پست های نیروگاهی کازرون، آبادان، دماوند و هرمزگان با تجهیزات شرکت SIEMENS در سال 1381 به بهره برداری رسیدند. پست های دانیال، سوادکوه و اهواز 3 با تجهیزات شرکت ABB در سال 1385 به بهره برداری رسیدند. هم اکنون در سطوح مختلف ولتاژی دهها پست با سیستم DCS در حال ساخت هستند و تمام شرکت های برق منطقه ای در حال بهره برداری و احداث پست DCS هستند.

## ساختار کلی پست های انتقال:

مهمترین مشخصه پست های Conventional یا اصطلاحاً سنتی این است که اولاً کلیه ارتباط های میان تجهیزات بیرونی یا همان تجهیزات موجود در محوطه ایستگاه از طریق کابل مسی انجام می شود، ثانیاً تجهیزاتی که وظیفه نظارت و کنترل را برعهده دارند و بر روی تابلوی کنترل و حفاظت نصب می شوند به صورت الکترومکانیکی پیاده سازی می شوند، ثالثاً تمامی منطق های کنترلی و عملکردهای کنترلی به صورت سخت افزاری اجرا می شود و از همدیگر مستقل هستند.

## ساختار سیستم:

- 1) اتوماسیون (کنترل در سطح بی و ایستگاه)
- 2) کنترل و مدیریت ( سرورها )
- 3) واسطه بین انسان و ماشین
- 4) سیستم تشخیص دهنده خطا ، آلام و اطلاعات هشدار دهنده (رله ها )
- 5) شبکه اتصال دهنده ( کابلها ، فیبر نوری ، و سوئیچ ها )

مهمترین عملکردهای یک سیستم Conventional را می توان به 9 دسته تقسیم نمود، که شامل:

- 1- حفاظت تجهیزات فشار قوی
- 2- کنترل عملکرد تجهیزات فشار قوی
- 3- پیاده سازی منطق مناسب برای عملکرد صحیح تجهیزات (interlock)
- 4- ثبت وقایع و حوادث
- 5- نظارت بر وضعیت عملکرد سیستم فشار قوی و ارائه هشدارهای لازم
- 6- عملیات سنکرونایزینگ کلید قدرت
- 7- ثبت مقادیر واقعی
- 8- جمع آوری اطلاعات آماری برای تهیه جداول بهره برداری و تجهیزات و ارتباط با پست های مرتبط و دیسپاچینگ
- 9- ارتباط با مراکز بالا دست و نظیر دیسپاچینگ و یا نیروگاهی



## ساختار کلی پست های DCS

سیستم کنترل توزیع یافته (DCS) شامل مجموعه ای از IED هاست که با استفاده از میکرو پروسور و پورت های مخابراتی با همدیگر ارتباط دارند. IED ها قادرند داده ها و فرمان های کنترلی اصلی شامل مونیتورینگ، کنترل و اتوماسیون، ذخیره سازی و آنالیز داده ها را تبادل نمایند و به تجهیزات بالا دست خود ارسال کنند.

یکی از تفاوت های عمده پست های DCS و پست های Conventional در سطوح ولتاژ 400 و 230 کیلوولت این است که تابلوهای کنترل و حفاظت از حالت متمرکز خارج و تابلوهای مربوط به هر بی (Bay) در اتاق های موسوم به BCR (Bay Control Room) توزیع می شوند. زیاد بودن تعداد پست های فوق توزیع، اهمیت بالای فاکتور اقتصادی، ابعاد کمتر این پست ها که موجب اشراف اپراتور به تمام تجهیزات بیرونی می شود، کم بودن تعداد کابل ها و کوتاه بودن مسیره های کابل کشی باعث شده تا از لحاظ بهره برداری و اقتصادی پست های فوق توزیع فاقد BCR شوند.

سیستم کنترل پست های DCS بطور کلی دارای چهار سطح یا لایه کنترلی است. اولین لایه مربوط به سطح عملکرد (Process Level) است. مجموعه تجهیزات فشار قوی مستقر در سوئیچگیر سطح کنترلی عملکرد را تشکیل می دهند. این عملیات کنترلی توسط واحدهای پردازشگر هوشمند یا IED انجام می شود. لازم به توضیح است که در حال حاضر در این سطح تجهیزات IED بر روی تجهیزات فشار قوی مثل بریکر، دیسکانکت، ترانس جریان، ترانس ولتاژ و ترانس قدرت مورد استفاده قرار نمی گیرد و کماکان به صورت Conventional عمل می شود. دومین سطح کنترلی مربوط به سطح بی (Bay LEVEL) است. در این سطح به ازای هر فیدر و یا چند فیدر یک واحد کنترل بی (Bay Control Unit) BCU در نظر گرفته می شود. BCU ها در BCR ها قرار دارند و وظیفه دریافت، پردازش و ارسال اطلاعات بی را برعهده دارند. همچنین ثبت وقایع و حوادث دریافت، محاسبه و ارسال پارامترهای الکتریکی، فراهم کردن امکان کنترل تجهیزات فیدر از BCR عملیات سنکرونایزینگ، دریافت پالس همزمانی، عمل نمودن به صورت واسطه هوشمند بین سطح عملکرد و سطح ایستگاه (Station Level) و ارتباط با BCU های مجاور نیز در سطح کنترلی انجام می شود.

سطح ایستگاه (Station Level) سومین سطح کنترلی است. این سطح کنترلی در اتاق کنترل مرکزی ایستگاه صورت می پذیرد. هسته مرکزی نرم افزار اتوماسیون در این سطح قرار دارد. وظیفه اصلی این سطح ارتباط با اپراتور مرکز بالا دست، دریافت و توزیع سیگنال های همزمانی، مدیریت شبکه کنترلی کنترل بار ذخیره سازی اطلاعات و پردازش کلی اطلاعات مربوط به بی ها است. تجهیزات مرکزی کنترلی شامل PRINTER , FRONT END , STARCOVPLER, ROUTER & MODEM , GATEWAY & PROTOCOL CONVERTOR,GPS , LAN,HUB,HMI,SERVER, در این سطح قرار می گیرند. آرایش تجهیزات کنترلی در سطح ایستگاه ممکن است به صورت توپولوژی خطی، ستاره ای یا حلقوی باشند و همین امر جزو عوامل تفاوت سیستم DCS پست ها است. چهارمین سطح کنترلی مربوط به سطح شبکه (NET WORK LEVEL) است. این سطح مربوط به ارتباط

پست با پست های مجاور، بالا دست و مراکز دیسپاچینگ است. لازمه برقراری این ارتباط این است که بتوان ارسال و یا دریافت اطلاعات را با توجه به تنوع پروتکل های ارتباطی و آرایش های مختلف سیستم DCS بطور کامل و منطبق برقرار نمود.

## ساختار سیستمهای اسکادا

### Supervisory Control And Data Acquisition

SCADA

SCADA

مخفف Supervisory Control and Data Acquisition، به معنی سیستمهای کنترل و سرپرستی داده، امروزه به طور گسترده در صنایع مختلف از جمله صنایع نفت و گاز، پتروشیمی، و برق آبی، برای سرپرستی داده های صنعتی مورد استفاده قرار می گیرد. سیستم اسکادا، امکان مونیتور کردن و کنترل پروسسهایی که در سایتها دور دست قرار گرفته اند را به اپراتور می دهد. یک طراحی خوب سیستم اسکادا، با حذف نیاز بازرسی مکرر پرسنل از سایتها، باعث صرفه جویی زیادی در وقت و هزینه می گردد. در سالهای اخیر، این سیستمها از نظر کاربری، قابلیت گسترش، و کارایی پیشرفتهای چشمگیری نموده و حتی برای پیچیده ترین سیستمهای کنترلی، مانند آزمایشهای فیزیکی، نیز گزینه ای بسیار مناسب به شمار می روند.

در سالهای اخیر با گسترش مفهوم شبکه، و استفاده گسترده از آن در ساختار مخابراتی سیستمهای اسکادا، امنیت این سیستمها به مسئله مهمی تبدیل شده است. در بخشهای آتی ضمن بررسی این مسئله، راهکارهای عملی کلی برای مقابله با خطرات و آسیب پذیری ها، و همچنین پیشنهادات جزئی و دقیقتر برای ارتقاء امنیت سیستمهای اسکادا آورده شده است. در پایان نیز پس از خلاصه و نتیجه گیری پیشنهاداتی چند برای بهبود سیستمهای اسکادای فعلی، و آینده آمده است.

امید است این پروژه گامی به سوی بهبود و ارتقای کارایی و کیفیت سیستمهای کنترل در صنایع برداشته، و مقدمه ای برای انجام تحقیقات و پیشرفتهای آتی باشد.

## مجتمع کردن اتوماسیون پستها

در دهه 70 میلادی، با پیدایش میکرو پروسور، سازندگان تجهیزات (پستها) سعی کردند وسایل الکترومکانیکی را با وسایل نیمه هادی مجهز به میکروپروسور جایگزین کنند. این وسایل در صنعت به نام وسایل الکترونیکی

هوشمند (IED) شناخته شدند. IED قابلیت‌ها و توانایی‌های اضافی به وسایل افزودند نظیر تشخیص خطا و چک کردن خودشان، داشتن رابط‌های مخابراتی و قابلیت ذخیره داده‌ها و وقایع سیستم. همچنین IEDها باعث شدند تا وسایل تکراری، حذف شوند چون قابلیت چندکار را داشتند.

مجتمع کردن سیستم کنترل ایستگاهی (به هم پیوستن تمام IEDها به یک سیستم کنترل مجتمع پست (ISCS)) باعث کم شدن هزینه سیم‌کشی، ارتباط، نگهداری و بهره‌برداری می‌شود و کیفیت برق و قابلیت اطمینان آن را افزایش می‌دهد. با تمام این مزایا ISCS در آمریکای شمالی پیشرفت چشمگیری نداشته و یکی از دلایل عمده آن این است که رابط‌های سخت‌افزاری و پروتکل‌ها برای IEDها استاندارد نشده‌اند. البته زمان زیادی برای وضع استانداردها برای IEDها صرف شده است اما علیرغم فوری بودن این مساله هنوز توسط صنایع، استاندارد مشخصی پذیرفته نشده است.

برخی استانداردها در این زمینه عبارتند از (UCA2.0)، Profibus (از IEC) و (DNP 3.0).

به جای استفاده از یک سخت‌افزار جانبی و یک پروتکل برای هر IED، می‌توان از gateway استفاده کرد. gateway به عنوان یک مبدل پروتکل عمل می‌کند. با استفاده از gateway می‌توان IEDهای شرکت‌های مختلف را به هم مربوط کرد.

مثلاً رله‌های حفاظتی از یک شرکت، سیستم مونی‌تورینگ از شرکت دیگری سیستم‌های PLC از شرکت دیگری باشد. موضوع مهمی که در مجتمع کردن IED در یک سیستم کنترل دستگاہی باید مورد توجه قرار گیرد این است که بسیاری از IEDها تنها دارای یک پورت ارتباطی هستند و موقع ارسال فرمان توسط کاربر یا عامل به IED، داده‌های دیگر برای IED قابل دسترس نیستند. این وضعیت برای حالتی که این داده‌ها برای عملیات زمان حاضر لازم باشند، یک وضعیت بحرانی است. سیستم باید بتواند این شرایط را تشخیص داده و به دیگر عاملان سیستم اعلام کند.

در حال حاضر بسیاری از سازندگان IED محصولات خود را با دو پورت (ورودی - خروجی) تولید می‌کنند تا از این مشکل جلوگیری شود.

در ISCS نیاز به یک شبکه ارتباطی داریم و شبکه محلی (LAN) توپولوژی مناسبی است. در یک شبکه محلی سرعت مسیر ارتباطی باید بالا باشد. برای حفاظت ایستگاه، زمان انتقال باید 2 تا 4 میلی‌ثانیه باشد و باید زمان انتقال بدترین حالت، محدود و قابل پیش‌بینی باشد. (دقت در حد میلی‌ثانیه بندرت در پروتکل‌های LAN سطح بالا رعایت می‌شود). LAN باید قابلیت سنکرون کردن را داشته باشد. این یک قابلیت حیاتی برای سیستم‌های امروزی است تا بتوانند حوادث گذشته را تحلیل کنند و ترتیب اتفاقات (متوالی) در یک سیستم را مشخص کنند.

رابطه انسان و ماشین شاید مهمترین قسمت در کل ISCS باشد. اطلاعات باید به صورت واضح و با یک روش مناسب، بدون هیچ خطا و ابهامی برای کاربر بیان شود. در حال حاضر PC برای این کار انتخاب شده است.

آنچه سرمایه‌گذاری برای ISCS را توجیه می‌کند این است که بتواند از نرم‌افزارهای نگهداری و بهره‌برداری به خوبی استفاده کند. نرم‌افزارهای در دسترس یا در حال توسعه تحت این عناوین طبقه‌بندی می‌شوند:

- برای افزایش بازدهی نظیر کاهش VAR متعادل کردن بار فیدر و بار انتقالی
- برای قابلیت اطمینان نظیر تشخیص خطا، مدیریت بار و کلیدزنی خازنها و بار انتقالی
- برای کاهش نگهداری سیستم نظیر ثبت دیجیتالی خطاها و ضبط ترتیب حوادث و وقایع
- پیش‌بینی قانونمند نگهداری سیستم که این مورد هنوز یک فن‌آوری نوظهور است.
- در ISCS به دلیل قابلیت اطمینان باید سیستم تغذیه مجهز به UPS باشد و وسایل و تجهیزات حیاتی از پشتیبان همزمان و موازی برخوردار باشند. (Redundancy)

سیستم‌های کامپیوتری اتوماسیون پستها حداقل از پنج سال پیش، نصب شده‌اند. برای پاسخگویی به برخی مسائل نظیر ایمنی کارکنان که باطیف وسیعی از تجهیزات برقی سروکار دارند. افزایش بازده کاری و صرفه‌جویی در سرمایه باعث شده تا بسیاری از شرکتها به سیستم‌هایی با رابط تصویری (CRT) برای کاربران رو بیاورند.

PMI (Person Machine Interface) برای کاربران به عنوان یک جایگاه عملیاتی است تا هم شرایط پستها را نظارت کنند و هم از طریق آن عملیات معمول یا اضطراری مربوط به کلیدها را انجام دهند. در حقیقت PMI تنها قسمتی از یک سیستم کنترل مجتمع اتوماسیون یک پست برق است و سایر قسمت‌ها عبارتند از: وسایل الکترونیکی هوشمند IED، شبکه‌های ارتباطی، سایت‌های کامپیوتر و سیستم‌های عامل.

در این مقاله مزایا و معایب واقعی و پیشنهادی PMI بررسی و چگونگی به کارگیری و مجتمع کردن تکنولوژی‌های قسمتهای مختلف و روش رفع موانع آن در یک سیستم کنترل پست برق تحلیل می‌شود.

حرکت به سمت استفاده بدون خطر از تجهیزات به خاطر اینکه هر وسیله، مشخصات فنی خاص خود را دراد و صنعت برق در بسیاری از جاها با طیف وسیعی از تجهیزات برقی مربوط به سالهای مختلف روبروست و به لحاظ ایمنی کارکنان عملیاتی سیستم، به خصوص در محدوده پستها، این کارکنان تنها روی چند وسیله محدود کار می‌کنند (تا خوب به آن مسلط باشند). این مساله باعث می‌شود که قابلیت اعطاف سیستم اداری کارکنان کم شود، یعنی شرایط استخدام مشکو هزینه آموزش و تربیت نیروی ماهر زیاد می‌شود. پیش‌بینی می‌شود که پیشرفت شغلی آن دسته از کارکنانی که آموزشهای اضافی (و به روز) می‌بینند، محدود شده و این باعث افزایش خطرپذیری آنها در کارهای عملیاتی شود.

برخی شرکتهای برق برای انجام عملیات در محوطه پست ها، یک PMI در اختیار کارکنان قرار می دهند تا کارکنان بتوانند از طریق آن به قطع کننده ها، ترانسفورماتورها و سایر تجهیزات فرمان قطع و وصل بدنند. PMI اپراتور را از حرکت در اطراف پست بی نیاز می کند و در نتیجه خطراتی که متوجه افراد است را کاهش می دهد.

## مزایای واقعی

به خاطر هزینه زیاد تجهیزات و (معمولاً) رشد کم تقاضای (مصرف) سیستم، کمتر اتفاق می افتد که تجهیزات دو پست کاملاً یکسان باشد. بنابراین اگر تجهیزات از سازندگان مختلفی تهیه شوند که تکنولوژی، رابطها و پیکربندی وسایل آنها با یکدیگر اختلاف داشته باشد، امری عادی است. حتی برای تجهیزات یکسان، تنظیمهای عملیاتی (مانند محدودکننده های بار و تنظیمهای حفاظت) برای هر وسیله به صورت اختصاصی تنظیم می شود. در نتیجه به خاطر ایمنی کارکنان عملیاتی سیستم، به خصوص در محدوده پستها، آنها تنها روی چند وسیله محدود کار می کنند (تا خوب به آن مسلط باشند). PMI اپراتور را از حرکت در اطراف تجهیزات بی نیاز می کند و در نتیجه خطرات را کاهش می دهد این بحث در سالهای آینده یکی از مباحث مهم ایمنی و سلامت شغلی است. به خصوص در پستهای قدیمی که قطع کننده های مدار برای فرونشاندن قوس ناشی از قطع کننده ها، امکانات کافی ندارند.

با بالا رفتن سرعت و صحت عمل کارکنان، شرکتهای می توانند از کارکنان خبره در قسمتهای دیگر سیستم نیز استفاده کنند و بازه کاری افراد بالا می رود.

تابلوهای mimic که فن آوری قبلی مورد استفاده در پستها بود، دو اشکال اساسی دارند. یکی اینکه آنها از تعداد زیادی اجزای جداگانه تشکیل شده است که نیاز به نگهداری زیادی دارد. دیگر اینکه اضافه کردن یک نمایشگر یا کنترل کننده به سیستم خیلی پرهزینه است.

PMI این معایب را ندارد، میزان خرابی نرم افزار و سخت افزار مربوط به آن (پس از نصب و آزمایش) خیلی کم است. تنها قسمتی که احتمال بیشترین خرابی را دارد صفحه نمایش است. اما چون در مواقعی که استفاده نمی شود معمولاً خاموش است. در مقایسه با صفحات نمایش با کاربردهای معمول، عمر بیشتری دارد. همچنین در مقایسه با روش تابلو mimic از نظر فضا صرفه جویی زیادی دارد و اگر برای اتوماسیون یک پست جدید از این روش استفاده کنیم. از نظر کار ساختمانی نیز صرفه جویی اساسی می شود. با واگذاری عملیاتی نظیر تنظیم ولتاژ ترانسفورماتور و مدیریت بار به نرم افزار، کاهش بیشتری در تعداد تجهیزات امکان پذیر می شود. کمتر شدن تجهیزات نظارت و کنترل به معنی کاهش هزینه های نگهداری است.

اتوماسیون پستهای مبتنی بر نرم افزار، می تواند فرصت خود چک کردن و تشخیص خطای قابل ملاحظه ای را فراهم کند. مثلاً اشکالات ولتاژ را تشخیص دهد و به سایر اپراتورهای محلی یا دورتر اعلام کند. از دیگر امکانات PMI بیان راحت و ساده امکانات تصویری مانند طرح و صفحه تصویر رنگها، قلمها، نشانه های تجهیزات و متحرک سازی (برخی فرایندهای سیستم) است.

اپراتورهای پستهای امروزی، ممکن است فردا اپراتورهای مرکز کنترل باشند، لذا کار روزمره با PMI حداقل فایده‌ای که برای شرکت و خود او دارد، آمادگی بیشتر برای آموزشهای آینده است. اپراتورهای پستهای امروزی، ممکن است فردا اپراتورهای مرکز کنترل باشند. لذا کار روزمره با PMI حداقل فایده‌ای که برای شرکت و خود او دارد. آمادگی بیشتر برای آموزشهای آینده است. اپراتورهای پست های امروزی، ممکن است فردا اپراتورهای مرکز کنترل باشند. لذا کار روزمره با PMI حداقل فایده‌ای که برای شرکت و خود او دارد آمادگی بیشتر برای آموزشهای آینده است.

در بعضی از سیستمها، می‌توان در یک زمان اطلاعات سیستم را هم به سیستم محلی و هم به ایستگاه مرکزی ارسال کرد. در این حالت ایمنی ذاتی سیستم به خاطر اینکه دو اپراتور به اطلاعات یکسانی از سیستم دسترسی دارند بیشتر می‌شود. البته دو اپراتوری بودن سیستم همه‌جا مناسب نیست. پارامترهایی مانند مباحث کاری، ظرفیت و انعطاف‌پذیری ایستگاه اصلی و نرم‌افزار ایستگاه فرعی، پروتکل ارتباط و محدودیتهای باند فرکانسی مهمترین مباحثی هستند که در هر وضعیت و حالتی باید موردتوجه قرار گیرد.

## معایب

با گسترش ایستگاههای کامپیوتری، شرکتها مجبورند افرادی را که توانایی نگهداری و ایجاد سیستم (یا حداقل توانایی تغییر پیکربندی سیستم) PMI را دارند به کار گیرند. افرادی با این مهارتها طبیعتاً خیلی ماندگار نیستند و این در درازمدت ممکن است به یک مشکل تبدیل شود و شرکتها مجبور شوند از افراد یکدیگر به صورت نوبت کار استفاده کنند.

PMI برخی هزینه‌های کوچک به سیستم تحمیل می‌کند نظیر هزینه‌های سخت‌افزار PC، هزینه طراحی اولیه و هزینه نگهداری بعدی از سیستم PMI، اما این هزینه‌ها با مزایای آن جبران می‌شود. ضمن اینکه افزایش سرعت عملیاتی، ایمنی و قابلیت اطمینان که به خاطر استفاده از PMI حاصل می‌شود، ممکن است فواید پنهان دیگری نیز در برداشته باشد.

## کنترل از راه دور ایستگاهها و تجهیزات آن:

کنترل از راه دور ایستگاهها از دهه 1960 شروع شد و در حدود دهه 70، جایگزینی وسایل الکترومکانیکی با ابزارهای نیمه‌هادی در مرحله ابتدایی و مقدماتی بود.

یک طرح اتوماسیون پست، قبل از دهه 90 به طور معمول شامل سه ناحیه عملیاتی اصلی بود: کنترل نظارتی و جمع‌آوری داده‌ها (Scada) کنترل پست شامل اندازه‌گیری و نمایش، حفاظت، نمایی از این سیستم در جدول 1

دیده می‌شود. تجهیزات اتوماسیون مورد استفاده در هر یک از نواحی به طور عمده شامل وسایل الکترومکانیکی نظیر وسایل اندازه‌گیری، رله‌ها و وسایل حفاظت، زمان‌سنج‌ها، شمارنده‌ها و وسایل نمایش آنالوگ و دیجیتال بود. سیستم‌های آنالوگ و دیجیتال اطلاعات در این سیستم‌ها را در محل وسایل و یا روی پانلهای مدل سیستم نمایش می‌دهند. همچنین در این پانلهای سوئیچهای الکترومکانیکی قرار داشت که اپراتورهای پست برای کنترل وسایل اولیه داخلی پست استفاده می‌کردند. معمولاً برای نمایش تجهیزات مربوط به هر یک از سه ناحیه عملیات اصلی قسمتی از پانل کنترل اختصاص داده شده بود.

با ظهور ریزپردازنده‌ها در دهه 70، شرایط عوض شد. سازندگان تجهیزات پست‌ها جایگزینی وسایل الکترومکانیکی ساخت خود را با وسایل نیمه‌هادی شروع کردند. این وسایل مبتنی بر ریزپردازنده که بعداً در صنعت به وسایل الکترونیکی هوشمند (IED) معروف شدند، مزایای چندی نسبت به وسایل قدیمی داشتند. آنها قابلیت‌های اضافی نظیر تشخیص خطا، خود چک کردن توانایی ذخیره داده‌ها و ثبت وقایع، رابطهای مخابراتی و واحد ورودی خروجی مجتمع با قابلیت کنترل از راه دور داشتند. همچنین به خاطر اینکه چندین قابلیت را می‌توان در یک IED فشرده ساخت، می‌توان وسایل جانبی را حذف کرد. برای مثال، وقتی IED به یک ترانسفورماتور ولتاژ و جریان در مدار وصل است. این وسیله می‌تواند همزمان وظیفه حفاظت، اندازه‌گیری و کنترل از راه دور را به عهده بگیرد. از امتیازات جالب توجه IED قابلیت اطمینان، راحتی نگهداری و سرعت مشکل‌دهی و بیکربندی سیستم است.

دهه 70 و اوایل دهه 80 که این وسایل عرضه شدند به خاطر شک و تردید در مورد قابلیت اطمینان آنها و همچنین هزینه زیاد، از آنها استقبال نشد. اما با کمتر شدن قیمت و پیشرفت در قابلیت اطمینان و اضافه شدن قابلیت‌ها، آنها پذیرش بیشتری پیدا کردند.

در همین حال، شرکت‌های برق جایگزین کردن PLC را به جای رله‌های الکترومکانیکی (که در منطقه رله‌ای و منطق کنترل حفاظت در تابلوهای تجاری و معمول کنترل پستها به کار می‌رفتند) شروع کردند. البته فروشندگان تجهیزات هنوز این روند را متوقف نکرده‌اند. آنها همچنین زیر سیستم رابط گرافیکی کاربر را گسترش دادند. به طوری که اکنون روی یک سکوی کامپیوتری ارزان قیمت متکی به PC قابل اجراست. این سکوهایی گرافیکی برای برقراری یک رابط انسان ماشینی (PMI) پیشرفته‌تر (نسبت به اندازه‌گیری‌های قدیمی آنالوگ و صفحات نمایش دیجیتال) از واحدهای کنترل از راه دور و PLC استفاده کردند. هر چه توابع و فعالیتهای اتوماسیون پستها در یک دستگاه تنها فشرده‌تر می‌شد، مفهوم یک IED گسترش می‌یافت. این کلمه هم‌اکنون در مورد یک وسیله مبتنی بر ریزپردازنده با یک درگاه ارتباطی (مخابراتی). که همچنین شامل رله‌های حفاظت، اندازه‌گیری‌ها، واحدهای خروجی، PLCها، ثبت‌کننده‌ها دیجیتالی خطا و ثبت‌کننده ترتیب وقایع نیز می‌شود، به کار می‌رود.

## گفته‌های گروه کاری:

IED اولین سطح فشرده‌سازی اتوماسیون است. اما حتی با استفاده گسترده از آن نیز تنها جزیره‌هایی از اتوماسیون در بین پستهای مختلف پراکنده می‌شوند. صرفه‌جویی بیشتر موقعی حاصل می‌شود که تمام IEDها در یک سیستم کنترل ایستگاههای متمرکز (ISCS) قرار گیرند. تحقق سیستمهای کنترل کاملاً مجتمع، هزینه‌های سیم‌کشی، تعمیر و نگهداری، مخابراتی و عملیاتی را کاهش و کیفیت برق و قابلیت اطمینان سیستم را افزایش می‌دهد.

اگر چه این مزایا ارزشمند است اما مجتمع کردن سیستم اتوماسیون ایستگاهها (مثلاً در آمریکای شمالی) پیشرفت کمی داشته است و دلیل عمده آن این است رابطهای سخت‌افزاری و پروتکلها برای IED استاندارد نیستند. تعداد پروتکلها برابر تعداد سازندگان وسایل و یا بلکه بیشتر، به خاطر اینکه تولیدات یک کارخانه نیز اغلب پروتکلهای مختلفی دارند.

یک راه‌حل برای این مشکل نصب و برقراری یک gateway است که به عنوان یک سخت‌افزار و رابط پروتکل بین IED و یک شبکه عمل می‌کند. gateway به شرکت برق اجازه می‌دهد تا با اجزای یک شبکه و پروتکل ارتباطی مشترک، وسایل مختلف را با هم روی یک ایستگاه مجتمع کند. gateway به یک رابط فیزیکی بین IED و استانداردهای الکتریکی شبکه و همچنین به یک مبدل پروتکل بین آنها است.

Gateway باعث می‌شود تمام IEDها از دیدگاه شبکه مورد استفاده در پست، از نظر ارتباطی یکسان به نظر برسند. از آنجا که برای هر IED یک نرم‌افزار نوشته شده این وضعیت نرم‌افزار نیز کار را پیچیده‌تر و مشکل‌تر کرده است. برای مثال ممکن است یک شرکت بخواهد تعدادی رله حفاظت از نوع DEL، رله‌های حفاظت فیدر از نوع ABB، مونیتورهای با کیفیت بالای GE Multilim اندازه‌گیرهای PML و یک PLC نوع Modicon را در سیستم کنترلی ایستگاهی خود مجتمع کند. رله‌های SEL برای ارتباط از یک فرمت ASCLL که توسط SEL پشتیبانی می‌شود استفاده می‌کند. رله‌های ABB و GE پروتکل ENP3.00 را مورد استفاده قرار می‌دهند و اندازه‌گیری‌های PML نیز از همین پروتکل استفاده می‌کنند. در حالی که PLC برای ارتباط از پروتکل Modbus که Modicon تهیه کرده است، استفاده می‌کند. برای داشتن تمام این IEDها و پروتکل‌های نامتجانس آنها روی یک سکوی کامپیوتری، استفاده از درگاه بهترین راه حل است.

درگاه نه تنها به عنوان یک رابطه بین لایه فیزیکی شبکه محلی و درگاه‌های RS232/RS485 که روی IEDها هستند عمل می‌کند بلکه به عنوان یک مبدل پروتکل، پروتکل‌های خاص هر IED را (مانند SEL DNP3.0 یا Modbus) به پروتکل استاندارد مورد استفاده شبکه محلی نصب شده ترجمه می‌کنند.



## درگاهها

دو روش در استفاده از درگاه برای ارتباط دادن وسایل با شبکه ایستگاهی مورد توجه است. در يك روش برای وسیله هوشمند يك درگاه ارزان قیمت تك ارتباطی استفاده می شود و در روش دوم از يك درگاه که دارای چندین گذرگاه است برای ارتباط با چندین IED استفاده می شود (شکل 1). اینکه کدام روش اقتصادی تر است به محل استقرار IED ها بستگی دارد. اگر آنها در يك محل مرکزی جمع شده باشند روش استفاده از چند درگاه مطمئناً مناسبتر است.

يك مشکل دیگر که هنگام مجتمع کردن IEDها باید مورد توجه قرار گیرد پیکربندی تجهیزات است. تعداد زیادی از IEDها تنها يك درگاه ارتباطی دارند که دو منظور را پشتیبانی می کند. یکی دریافت داده های گذشته و داده های زمان حاضر سیستم و دیگری خواندن و چندین کانال به صورت ترتیبی کار کند. اگر IDEها در تمام ایستگاه پخش شده باشند، هزینه کابل کشی ممکن است خیلی سنگین شود.

همبند شدن قسمتهای منطقی و هماهنگ عمل کردن، به يك کابل کشی مخرب نیاز دارد. چرا که معمولاً ورودیها به صورت سخت افزاری به محلهای مناسب وسیله متصل می شوند. این ارتباط می تواند به صورت يك شبکه محلی (LAN) به عنوان يك نوع مسیر ارتباطی خوب برقرار شود.

سرعت مسیر ارتباطی برای انتقال اطلاعات حفاظت پست باید بالا باشد (با زمان انتقال 2-4 میلی ثانیه و این مقدار اجباری است) یعنی بدترین محدودیت قابل پیش بینی زمان انتقال منظور شود

برای جایگزینی و تعویض کابل کشی شبکه باید قابلیت های اضافه تری در مواجهه با تغییرات محیطی (فیزیکی و الکتریکی) و تاخیر در پردازش و فراخوانی داده و قابلیت سنکرون شدن داشته باشد. سنکرون شدن در شبکه های کنترل ایستگاهی، برای تحلیل وقایع گذشته و تعیین ترتیب وقایع در يك سیستم حادثه دیده حیاتی است. اما دقت در حد میلی ثانیه که مناسب این نوع کارها باشد، به ندرت در پروتکل های شبکه های سطح بالا پیش بینی شده است. اگر چه به نظر می رسد به خاطر این مشکلات استفاده از LAN روش خوبی نیست، اما به کمک ماهواره می توان به وسایل مورد نیاز، سیگنال سنکرون کننده (زمان یکسان) ارسال کرد و مشکل سنکرون نبودن سیستم را برطرف کرد.

در سیستم های آینده مبتنی بر استانداردهای باز LAN دسترسی به قسمت سوم تجهیزات و مجموعه های مهارتی آسانتر است. استفاده گسترده تر و معمولتر از استاندارد باعث می شود تا قسمت سوم تجهیزات به سازگار بودن محصولاتشان با محصولات یکدیگر مطمئن شوند و به عنوان آخرین مزیت، این برای سرمایه گذاران اشتغال خوبی است که به سادگی تجهیزات خود را با یکی از تجهیزات بزرگ موجود و پایه سازگار کنند.

جدا از بحث مربوط به نیازهای يك شبکه، در حال حاضر دو شبکه استاندارد وجود دارد. حداقل آنها در بین شرکت ها و سازندگان آمریکا و اروپا بیشتر از همه مورد توجه هستند. این دو عبارتند از: اترنت و پروفیبوس. هیچکدام از آنها تمام نیازهای پیش گفته را برآورده نمی کنند، اما هر دو راه حل های تجاری خوبی هستند.

مزیت بزرگ، اتزنت این است که سخت‌افزار و امکانات آن را سازندگان زیادی عرضه می‌کنند، از کاربردهای چند لایه پشتیبانی می‌کند، کیفیت مناسب دارد پشتیبانی پروتکل شبکه مطابق با استانداردهای صنعتی و کمیت ناچیز وسایل آزمایش است. اما مهمترین نقص آن برای استفاده در پست، طبیعت احتمالی و غیرقطعی است که در نسخه استاندارد استفاده شده است (البته روشهایی برای رفع این مشکل ابداع شده است)

از شبکه پروفیبوس برای فرآیندهای صنعتی در اروپا خیلی وسیع استفاده می‌شود و قطعی و غیر احتمالی گزارش شده است. اما پروتکل‌های شبکه و لایه‌های کاربردی تنها به استانداردهای تعریف شده پروفیبوس محدود می‌شود و تجهیزات و سخت‌افزار اضافی آزمایش خیلی بیشتر از آنهایی است که برای اتزنت در دسترس است.

به فرض اینکه تمام مشکلات و مباحث مربوط به سخت‌افزار IED، تکنولوژیهای LAN و پروتکل IED و LAN حل شده باشد، سوال بعدی این است که تمام این اطلاعات مجتمع را به چه روش اقتصادی و مناسبی برای اپراتور پست نمایش دهیم.

### رابطه‌های غیرمبهم مناسب کاربر:

رابطه انسان - ماشین (PMI) شاید مهمترین قسمت در کل ISCS باشد. از طریق این رابط است که اپراتور پست باید کل پست را نظارت و کنترل کند.

داده‌ها باید برای اپراتور با دقت و آشکار بیان شود. امکان خطا و یا ابهام نباید وجود داشته باشد. چرا که عملیات اپراتور روی تجهیزات سیستم مهم و حساس است، همان طور که ایمنی افراد اهمیت دارد.

تکنولوژی انتخاب شده در اینجا PC است. PC یک مرکز کامپیوتری قوی برای کاربردها فراهم می‌کند. نرم‌افزارهای گرافیکی برای ارتباط با کاربر PC را قادر می‌کند که به صورت یک وسیله پیشرفته نظارت و کنترل برای اپراتورهای پست باقی بماند. کارت‌های شبکه زیادی برای ارتباط PC با شبکه LAN در دسترس است. همچنین محدوده انتخاب کامپیوترهای قوی گسترده است. (Pentium Pro, Pentium) و (...)

در یک دستگاه کامپیوتری، نرم‌افزارهای کنترل نظارتی و ثبت اطلاعات، داده‌های سیستم را از طریق اطلاعات، داده‌های سیستم را از طریق IEDهای واصل به شبکه جمع‌آوری و در یک پایگاه داده مرکزی ذخیره می‌کند. سپس داده‌ها به راحتی توسط نرم‌افزارهای کاربردی و رابطه‌های گرافیکی در دسترس کاربر هستند. عملیات SCADA می‌تواند هر دستور کنترلی اجرا شده به وسیله اپراتور را به IED مورد نظر بفرستد. در حال حاضر بسیاری از نرم‌افزارهای گرافیکی به اپراتورها کمک می‌کنند تا کار نظارت و کنترل پستها را با راندمان بالایی انجام دهند. وضوح تصویر خوب و قابلیت کامل گرافیکی بسیاری از نرم‌افزارها به اپراتورها امکان می‌دهد تا اطلاعات را به صورت‌های مختلف ببیند (به صورت جدولی، شماتیکی و یا هر نوع روش مناسب دیگر). حتی برخی بسته‌های نرم‌افزاری قوی توانایی این را دارند که بسیاری از فرآیندهای داخل یک پست را با متحرک‌سازی نمایش دهند. شکل 2 مروری سریع بر وضعیت یک پست اتوماسیون مجتمع را نشان می‌دهد.

## پیشرفت در اقتصادی شدن طرح:

طرح ICS که از LANها، پروتکلها، رابطهای گرافیکی کاربران (PMI) و کامپیوترهای ایستگاهی تشکیل شده، پایه و اساس پستها و ایستگاهها خودکار است. اما بلوکهای ساختمانی کاربردی (که متشکل از نرم افزارهای عملیاتی و نگهداری است). باعث سوددهی و تولید نتایج مطلوب شده و سرمایه گذاری در یک ICS را توجیه می کند.

کاربردهای در دسترس یا در حال تولید امروزی که باعث افزایش ظرفیت و سود سیستم می شوند تحت عناوین زیرند:

- برای بازده عملیات: کاهش ولتاژ، کاهش VAR، متعادل کردن بار ترانسفورمرها و متعادل کردن بار فیدها
- برای قابلیت اطمینان عملیاتی: تشخیص خطا، مجزا کردن خطا و اصلاح سیستم، مدیریت بار، بارزدایی، کلیدزنی راکتور و خازن و انتقال بار.
- برای کاهش نگهداری: نظارت مدار شکنها، نظارت ترانسفورمرها، ضبط دیجیتالی خطاها و ضبط ترتیب وقایع
- نگهداری بر اساس پیش بینی به کمک قوانین

این موارد آخری اگر چه هنوز یک تکنولوژی نوظهور است، اما قادر است آنقدر قابلیت اطمینان سیستم را بالا ببرد که به تنهایی سرمایه گذاری در یک ICS را از نظر اقتصادی توجیه کند.

## لزوم وجود پشتیبان برای سیستم:

هر چه تعداد عملیات بیشتری بر روی یک سیستم تنها متمرکز شود، اهمیت قابلیت اطمینان سیستم افزایش پیدا می کند. برای مثال مشکلات کامپیوتر با قطع برق، ممکن است اجزایی از سیستم را به طور موقت از کار خارج کند. در یک طراحی خوب برای سیستمهای کنترل مجتمع ایستگاهی باید امکان خرابی تجهیزات سیستم را در نظر داشت و سیستمهای کنترلی و نظارتی پشتیبان کافی قرار داد. بنابراین باید همه تجهیزات و عملیاتی مهم از پشتیبان برخوردار باشند. یک سیستم کنترل و حفاظت پشتیبان که به عملیات سیستم کامپیوتری وابسته نباشد، باید برای انجام عملیات مناسب وجود و سیستم برای قطع ناگهانی برق آمادگی داشته باشد.

## بررسی سایر موانع:

در مجموع يك ICS از يك سکوي کامپیوتري پشتیبانی می‌کند تا تمام فعالیتهای يك پست برق در يك سیستم منفرد هوشمند و خودکار مجتمع شود. شرکتهای هماهنگ با این محیط رقابتی به چند فایده دست پیدا می‌کنند. صرفه‌جویی در هزینه‌های عملیات و نگهداری افزایش قابلیت اطمینان و معماری مدولار و قابل انعطاف که در نتیجه به نیازهای مشتری سریعتر پاسخ می‌دهد و سرویسهای مشتری بهتری فراهم می‌کند.

با وجود این قبل از پیاده سازی اتوماسیون کامل پستها، مهندسان شرکت با مشکلات چندی روبرو هستند. يك بررسی که اخیراً شرکت تحقیقی نیوتن - ایوان انجام داده است این موارد را به ترتیب اهمیت و اندازه به صورت زیر فهرست می‌کند.

توجهی نبودن کامل درستی پروژه، کمبود نقدینگی، عدم اعتقاد مدیریت به فلسفه کار، کمبود مهارت مورد نیاز در شرکت، نبود تکنولوژی مناسب و اهمیت هزینه‌های تغییرات مورد نیاز سیستم برای بعضی از مدیران. معمولاً دو مانع اول وابسته هستند، به این معنی که سرمایه‌گذاری موقعی انجام می‌شود که بتوان ثابت کرد نسبت سود به هزینه مثبت است. اما در شرکتهای کوچک شده امروزی پیدا کردن وقت و منابع مالی کافی برای توجه این کار بسیار سخت است. به خصوص اگر دانش داخلی مجموعه ناکافی باشد. در این حالت تعدادی از مشاوران فنی کار آزموده می‌توانند در طرح و توسعه يك پروژه معقول و گویا کمک کنند. همچنین برخی از سازندگان رده اول تجهیزات اتوماسیون پستها می‌توانند از نظر دانش فنی نیز به خریداران برای توجه و نصب سیستم کمک کنند.

## مطالعه وضعیت اتوماسیون پستها در چند شرکت برق

### الف) شرکت «انرژی استرالیا»

این شرکتها بزرگترین شرکت خدمات انرژی در استرالیا است و يك پنجم نیاز انرژی برق استرالیا را تامین می‌کند. در حال حاضر این شرکت، شش سیستم اتوماسیون پست مبتنی بر صفحه نمایش دارد و سه پست دیگر از این نوع در دست اقدام دارد. سه شرکت سازنده این سیستمها را پشتیبانی می‌کنند و اولین نمونه در سال 1993 فروخته شده است.

قبل از کامپیوتري کردن سیستم از يك تابلوی کنترل ترکیبی (CCB) استفاده می‌شد که تمام قسمتهای نمایش و کنترل بر روی آن سوار می‌شد. بعضی از این تابلوها از قسمتهای کنترلی کوچکتر تشکیل می‌شد که برای تعمیر قابل جابه‌جایی بود و برخی از آنها از تابلوهای ثابت تشکیل می‌شد. در هر دو صورت هزینه طراحی، ساخت و تعمیر و نگهداری آنها بالا بود. در انرژی استرالیا از چهار نمونه CCB استفاده شده بود.

در طرحي كه از RTUهاي پراكنده در سيستم استفاده مي شود، اگر چه RTUهاي اضافي و شبكه ارتباط به همراه آن يك هزينه اضافي است، اما اطلاعات اضافي كه از سيستم به دست مي آيد نظير عملكرد رله ها، خود نظارتي و ثبت خطاها جبران اين هزينه اضافي را مي كند. يك نمونه سيستم اتوماسيون در شكل 3 ديده مي شود.

در طراحي اتوماسيون پستها قوانين زير توسط «انرژي استراليا» به كار گرفته شده است.

• سيم كشي براي سيستم اتوماسيون بايد حداقل ممكن باشد. يعني به طور معمول يك RTU ساده و ارزان قيمت در داخل تابلو قرار مي گيرد و به يك يا دو وسيله يا تابلوي ديگر وصل مي شود، يا حداكثر به پنج رله هوشمند محلي متصل به bus وصل مي شود.

• تعداد صفحه رابط با كاربرد معمولاً دو تا نيست، اما طرح به گونه اي است كه صفحه نمايش مي تواند توسط هر يك از SMUها استفاده شود.

• عمليات اتوماسيون براي هر كار عملياتي مناسب با سطح همان كار انجام مي شود.

اين قوانين ثابت نيستند، اما بر اساس پارامترهاي زير به صورت قابل انعطاف اعمال مي شوند:

• اهميت ايستگاه

• تجهيزات و امكانات فيزيكي موجود

• تكنولوژي قابل دسترسي

يكي از فوايد سيستم PMI نسبت به سيستم CCB براي شركت انرژي استراليا اين بود كه هزينه آن كمتر از نصف هزينه يك سيستم مشابه CCB بود.

با تركيب برخي وسايل براي PMI يك پشتيبان قرار مي دهند (چرا كه در صورت خرابي PMI كار عملياتي براي اپراتور روي تجهيزات كليدزني خطرناك خواهد بود). مثلاً از تابلوي mimic به عنوان پشتيبان استفاده مي شود.

سيستمهاي نمايش PMI معمولاً دوگانه نبوده بلكه منفرد است، چون قابليت اطمينان آنها بالا است و در ضمن به طور دايم استفاده نمي شود و در ساعات غير ضروري خاموش هستند.

(ب) شركت «قدرت الكتريكي آمريكا»

قدرت الكتريكي آمريكا (AEP) در كلمبوواهايو تشكيل شده و در هفت ايالت، با جمعيت حدود هفت ميليون نفر، فعاليت دارد. AEP تا سال 1997 ده سيستم اتوماسيون ايستگاهي نصب شده است.

فوايد مشاهده شده در اتوماسيون پستها كه شامل PMI هستند عبارتند از:

- کاهش هزینه به خاطر کاهش تجهیزات و فضای ساختمانی
- کمتر شدن هزینه طراحی و نگهداری
- بیشتر شدن انعطاف و توان عملیات سیستم: آرایش PMI به راحتی می‌تواند به گونه‌ای انتخاب شود که داده‌های عملیاتی را در فرمتهای مختلف بیان کند یا با دیگر داده‌ها ترکیب کند.
- تمرکز اطلاعات: داده‌های سیستم در یک محل قرار می‌گیرد و استفاده از آنها را برای عملیات ساده می‌کند.
- در AEP می‌توان حدود 20% کاهش هزینه در سیستم کنترل و حفاظت یک پست توزیع را نشان داد. بیشترین صرفه‌جویی از حذف تابلوهای کنترل ناشی شده است.
- از روش مجتمع کردن اتوماسیون سیستم به طور وسیع استفاده شده است تا بسیاری از فاکتورهای هزینه‌ای مانند ساخت و نصب و نگهداری درازمدت سیستم کنترل ایستگاه کاهش داده شود.
- تقریباً پنج رله هوشمند (بسته به اندازه ایستگاه) نیازهای عملیاتی در یک ایستگاه توزیع را انجام می‌دهند (اندازه‌گیری، اختارها، حفاظت، کنترل و SCADA). این رله‌ها به وسیله یک شبکه محلی و از طریق Modbus بر پایه پروتکل ارتباطی به یکدیگر وصل هستند.
- ایستگاه‌های کامپیوتری رابط‌های اولیه ای تهیه دیده‌اند تا اطلاعات در یک روش معمول و سازماندهی شده بیان شوند. نمایشگرهای رله‌ای پشتیبانی برای سیستم کنترل و نمایش ایستگاه کامپیوتری است. هر قسمت از اطلاعات در دسترس روی ایستگاه PMI در قسمت جلوی یک IED نیز در دسترس است. این روش برای پیدا کردن اطلاعات کمی سخت‌تر است و به اندازه سیستم گرافیکی مورد استقبال نیست.
- IED های مورد استفاده قابل برنامه‌ریزی هستند. IED رابط کاربر AEP را به گونه‌ای طراحی کرده است که اجازه تغییر موقعیت سوئیچ‌های کنترل را می‌دهد. رابط کنترلی IED به سادگی استفاده از ایستگاه فرعی PMI نیست، اما AEP اعتقاد دارد که این روش می‌تواند به عنوان یک کنترل پشتیبان در صورت از دست رفتن ایستگاه فرعی PMI عمل کند.

#### ب) شرکت ComEd آمریکا

این شرکت چهارمین شرکت بزرگ برق در آمریکا است. طرح اتوماسیون پستها تنها روی دو پست جدید اجرا شده و برای بعضی پستها در دست انجام است. در این شرکت یک پروژه جدید به منظور جمع‌آوری داده‌های بادقت بالا (جهت حفاظت و تحلیل جریان خطا) تعریف شده است. اگرچه (به عنوان قسمتی از شبکه WAN) کارهای نظارت و کنترل از طریق مرکز کنترل انجام می‌شود اما حفاظت سیستم به پروژه اتوماسیون واگذار نشده است.

ComEd کنترل‌های محلی تجهیزات را برنداشته و آنها در زمان خرابی سیستم اتوماسیون پست به عنوان پشتیبان عمل می‌کنند.

رابط WAN برای ComEd کاربرد اصلی را دارد. این شبکه اجازه می‌دهد تا هر یک از محل‌های کامپیوتری بتواند اطلاعات خود را با محل دیگر مبادله کند و در نتیجه امکان کاربرد اتوماسیون توزیع را فراهم کند. همچنین این مساله در سطوح بالاتر باعث مجتمع‌تر شدن بین اپراتور محلی و مرکزی می‌شود.

اخیراً یک آزمایشگاه کاری ایجاد شده است تا تغییرات نرم‌افزاری قبل از نصب آن روی ایستگاه کامپیوتری، آزمایش شود.

مزایای پست های DCS :

مهمترین مزایای پست های DCS عبارتند از:

- 1- کمک به روند خصوصی سازی صنعت برق: به دلیل سهولت دسترسی و تبادل کلیه اطلاعات پست و فراهم شدن امکان مدیریت بهینه تر شبکه برق و کوتاه شدن زمان و دفعات خاموشی ها
- 2- کاهش در تجهیزات پست: با وجود تجهیزات نیومریک نوین نیازی به تابلوهای اسکادا، ثبات حادثه و خطا، تابلوهای اینترفیس، اندازه گیری و کنترل سنتی نیست
- 3- کاهش در هزینه های بهره برداری: به دلیل توانمندی تجهیزات نیومریک نوین، امکان شناسایی سریع خطا و محل آن (Self Cheking) جریان ردیابی نرم افزاری لاجیک پست و امکان انجام مانورهای پیچیده فراهم شده است
- 4- کاهش هزینه های نگهداری: به دلیل اینکه عیب یابی و رفع آن سریعتر انجام می شود و تعمیر و نگهداری تجهیزات نیومریک در کل راحت تر است
- 5- کاهش هزینه های نصب: استفاده از فیبر نوری بجای سیم مسی برای ارتباط تجهیزات کنترل و حفاظت موجود در BCR تا اتاق کنترل مرکزی، موجب کاهش زمان نصب و هزینه های مربوطه می شود. حذف برخی از تجهیزات ( مطابق آیتم شماره 2 ) نیز موجب کاهش زمان و هزینه های نصب می شود. همچنین به دلیل اینکه حجم عظیمی از بخش توسعه را با تغییرات نرم افزاری سیستم DCS انجام می شود، هزینه توسعه پست نیز کاهش می یابد
- 6- قابلیت ارسال سیگنال های الارم و ایونت در حجم زیاد
- 7- قابلیت ذخیره و آرشیو سیگنال ها به مدت طولانی

- 8- قابلیت تغییر SETTING رله ها از اطاق کنترل مرکزی توسط رابط انسان و ماشین یا (HUMAN MACHIN INTERFACE): منظور مونیتور و صفحه کلید و تجهیزات در مفهوم عام است
- 9- امکان عملیات مهندسی بر روی سیستم حتی موقع کار سیستم
- 10- امکان ایجاد يك مركز کنترل و کنترل چند پست از يك محل
- 11- امکان ایجاد چند سطح دسترسي که باعث بالا رفتن قابلیت اطمینان و پایداری سیستم DCS می شود

### معایب و مشکلات پست های DCS

علیرغم قابلیت ها و ویژگی های بارز سیستم DCS، هنگام استفاده از آن با مشکلاتی روبرو خواهیم بود. مهمترین آنها عبارتند از:

کم بودن متخصص (طراح، مشاور، بهره بردار): با توجه به نوپا بودن سیستم DCS در صنعت برق و همچنین پیچیدگی ویژگی های این سیستم، نیروی متخصص نسبتاً کمی در این زمینه وجود دارد.

بیگانه بودن اپراتورها نسبت به سیستم DCS و عادت داشتن به سیستم قدیمی: به دلیل اینکه پست های مرسوم (CONVENTIONAL) سال های زیادی است که در حال بهره برداری هستند، می توان گفت بهره بردار با این سیستم ها عادت کرده و با چگونگی عملکرد آن آشنایی کافی دارد. از طرفی تجهیزات سیستم DCS از ماهیت میکروپروسسوری برخوردارند و دارای دو جنبه سخت افزار و نرم افزاری هستند که از لحاظ قابلیت و نحوه عملکرد و نوع ارتباط با سایر تجهیزات پست از مبحثی کاملاً جدید برخوردارند. از اینرو با تجهیزات پست های مرسوم کاملاً متفاوت هستند. لذا با قاطعیت می توان گفت که برای بهره برداری از پست های DCS گذراندن دوره های آموزشی و کسب دانش سیستم DCS امری کاملاً واضح است.

ناهماهنگی در به روز شدن سیستم برق از جمله دیسپاچینگ: با توجه به اینکه تجهیزات پست ها ارتباطات وسیعی با مراکز دیسپاچینگ دارند، در صورت استفاده از سیستم DCS که از لحاظ ارتباط با پست های بالادست و مراکز دیسپاچینگ از تکنولوژی نوین برخوردار است، لازمه برقراری این ارتباط این است که در سیستم دیسپاچینگ پست ها نیز تجهیزات هماهنگ با سیستم DCS بوجود آید.

عدم هماهنگی بین سازندگان تجهیزات نیومریک مختلف: سیستم های اتوماسیون پست توسط سه دسته از شرکت ها ساخته می شوند. نخست شرکت هایی هستند که از دیر باز سازنده تجهیزات فشارقوی بوده و در زمینه اتوماسیون صنعتی و اسکادای برق نیز دارای سابقه کار هستند. دسته دوم شرکت هایی هستند که سازنده تجهیزات فشار قوی نبوده، اما در زمینه اسکادای برق و ارتباطات بین شرکتی با سازندگان تجهیزات فشار قوی دارای سابقه زیادی هستند. دسته سوم شامل شرکت هایی است که از صنعت اسکادای گاز و آب و اتوماسیون پروسه های



صنعتی، در زمینه پست نیز فعال شده اند. بنابراین با محدوده وسیعی از سیستم های اتوماسیون پست با قیمت های متفاوت روبرو هستیم. سیستم های فوق از لحاظ نرم افزار، سخت افزار (تجمع یا عدم تجمع تجهیزات کنترلی در یک IED)، پروتکل های ارتباطی و مخابراتی، توپولوژی (آرایش شبکه ای تجهیزات) و ... با یکدیگر متفاوتند. شرکت های پیشگام در زمینه اتوماسیون پست عبارتند از: ABB، SIEMENS، AREVA، GE، ARTECHE و VATECH. برخی از شرکت های فوق در زمینه اتوماسیون ساختارهای مختلفی را ارائه می نمایند. بطور مثال شرکت SIEMENS سیستم های SINAUT-LSA، SICAMPAS و ... را ارائه نموده است. این امر مشکلاتی را از لحاظ بهره برداری، تعمیر و نگهداری و ارتباط بین پست ها را بوجود آورده است.

نیاز به طراح متخصص برای هرگونه تغییر یا توسعه در سیستم: به دلیل قدمت اندک این تکنولوژی در کشورمان، بدون شك یکی از مهمترین مشکلات سیستم های DCS این است که دانش تخصصی آن را فقط در محدود شرکت هایی می توان یافت. چنانچه مجبور به تغییر یا توسعه ای در شبکه انتقال باشیم، به علت اینکه ارتباطات بالادست، تنظیمات کنترلی و حفاظتی دستخوش تغییر خواهند شد و از این لحاظ می باید در ارتباطات نرم افزاری و سخت افزاری سیستم DCS تغییراتی بوجود آید، لذا به دلیل پیچیدگی کار چنین امری بدون حضور متخصصین امر تقریباً محال است و حتی در مواردی حضور کارشناسان و متخصصان خارجی این سیستم ها احساس می شود. شرکت های برق منطقه ای در این زمینه دارای نقطه ضعف هستند و به همین دلیل برخی اوقات رفع مشکل پیش آمده در سیستم DCS روزها و هفته ها به طول می انجامد و از لحاظ پایداری شبکه و فروش برق شرکت های برق متحمل خسارت هایی می شوند.

عدم ماندگاری افراد متخصص در شرکت های برق: با ورود تکنولوژی DCS، شرکت های برق مجبورند افرادی را به منظور بهره برداری و نگهداری سیستم به نحو مطلوب و با صرف هزینه های زیادی آموزش دهند. افرادی که این مهارتها را کسب می کنند، به دلیل آنچه که پیشتر در خصوص کمبود نیروی متخصص گفته شد این امکان به وجود می آید که با حقوق و مزایای بیشتر جذب شرکت های خصوصی شوند و این موضوع در دراز مدت ممکن است به یک مشکل بزرگ تبدیل شود. (نمونه بارز این موضوع برخی از پرسنلی هستند که در پست DCS نیروگاه گازی آبادان آموزش دیده اند.)

### فیبر نوری و علت استفاده از آن در سیستم های DCS :

یکی دیگر از کابلهای مورد استفاده در شبکه های کامپیوتری کابل فیبر نوری می باشد که در این کابل به جای استفاده از فلز از شیشه برای انتقال داده ها استفاده میشود. که این شیشه را داخل غلافی از جنس پلاستیک قرار میدهند و از ژل به عنوان محافظ فیبر در اطراف آن استفاده می شود که برای کار در محیط های خطرناک و در مقابل ضربات مکانیکی آن را مقاوم میکنند.

علت استفاده از فیبر نوری در این سیستم آن است که میدان مغناطیسی روی آنها اثر نمی گذارد و دارای سرعت بالا برای انتقال داده ها می باشد و تضعیف سیگنال در آنها کم است . این کابل توانایی انتقال داده در یک جهت را دارد و برای دریافت و ارسال اطلاعات باید از دو رشته مجزا استفاده کرد.

### صفحات کاربری که بر روی مانیتور وجود دارد عبارتند از :

( این صفحه دارای ویژگی های زیر است: substation overview الف- صفحه:)

- 1- در این صفحه نمای تک خطی پست و ارتباط تجهیزات وجود دارد.
- 2- وضعیت بازو بسته بودن کلید ها مشخص است .
- 3- تجهیزات و خطوط برقدار و بی برق به رنگهای مختلف نمایش داده شده .
- 4- قابلیت دسترسی سریع به صفحات دیگر
- 5- پارامترها و مقادیر اندازه گیری شده نیز وجود دارد.
- 6- فرمان قطع و وصل کلیدهای مختلف در این پنجره انجام می شود که با کلیک کردن بر روی کلید موردنظر میتوان کلید را باز و بسته کرد.

ب) صفحه event : که تمامی حوادث مهم و غیر مهم در آن ثبت و ضبط می شود که این حوادث شامل تمام آلارم ها ، خطاها ، مانورها ، و تغییر وضعیت کلید ها و حتی خاموش و روشن کردن مانیتور نیز می شود . و زمان حادثه ، محل حادثه و نوع حادثه را نمایش میدهد . و قابلیت ضبط این اطلاعات برای زمان طولانی را دارد.

ج) صفحه alarm : که فقط حوادث خیلی مهم در آن ثبت و ضبط می شود . نظیر قطع ترانس و خطوط و کلید ها. این صفحه همانند صفحه event زمان و محل و نوع حادثه را نمایش میدهد و قابلیت ضبط این اطلاعات را برای زمان طولانی دارد .

د) صفحه inter lock : بعضی اوقات با فرمان دادن به یک کلید جهت باز یا بسته کردن آن. کلید مورد نظر فرمان نمی گیرد و یک منو ظاهر می شود که نشان از وجود اینترلاک در مسیر کلید دارد . با کلیک کردن بر روی این منو صفحه ای باز می شود به نام صفحه inter lock که در آن تمامی اینترلاک های موجود بر سر راه کلید مورد نظر نوشته شده که در ابتدا به رنگ قرمز است و پس از برطرف شدن به رنگ سبز در می آید و زمانی که همگی اینترلاک ها به رنگ سبز در آید کلید قابلیت فرمان پیدا می کند.

این صفحه به منظور جلوگیری از اشتباهات اپراتور در حین قطع و وصل کلید در نظر گرفته شده است.

## نتیجه گیری و پیشنهاد

مطابق طبقه بندی های انجام شده، تا کنون دو بار انقلاب صنعتی را تجربه نموده ایم. انقلاب صنعتی اول در دو قرن گذشته مبتنی بر ماشین ها و ابزار آلات بود و توانمندی های فیزیکی انسان را گسترش داده و تقویت می کرد. جهان به معنای واقعی کلمه تشنه مواد خام و نیروی کارگر بود. در این دوره ارزش هر وسیله بیشتر به خاطر مواد خام بکار رفته در آن بود. انقلاب صنعتی دوم که هم اکنون در حال پیشرفت است، بر پایه ماشین هایی استوار است که توانمندی های ذهنی انسان را گسترش داده و تقویت می کند و تقریباً از مواد طبیعی هیچ استفاده ای نمی شود. بگونه ای که تراشه های سیلیکونی از کمترین مواد به وجود می آیند و هنگام نوشتن نرم افزار عملاً از هیچ منبع طبیعی استفاده نمی شود. به همین دلیل ارزش این فن آوری ها اساساً بخاطر دانشی است که برای طراحی سخت افزار و نرم افزارهای آن پرداخت می شود نه مواد خام بکار رفته در آنها. بدین ترتیب روند چشمگیر حرکت به سوی دانش به عنوان ستون اصلی تولید ثروت، همه کالاها را تحت الشعاع خود قرار داده است. شاید مهمترین ویژگی عصر دانش تمرکز زدائی از قدرت باشد. امروزه دانش صرفاً موجب افزایش ثروت یا قدرت نمی شود، بلکه دانش خود ثروت و قدرت است. لذا باید اذعان کرد که هرچه توانائی ما در دانش اندوزی بیشتر شود، بیشتر از گذشته می توانیم سرنوشت خود را رقم بزنیم.

از آنچه گفته شد می توان نتیجه گرفت که برای کاربرد و استفاده از تکنولوژی، فرایند انتقال تکنولوژی امری ضروری است. تکنولوژی DCS در دو سطح می باید منتقل شود. سطح اول مربوط به انتقال بین المللی تکنولوژی است. در این سطح تکنولوژی از کشورهای صنعتی به کشورهای در حال توسعه منتقل می شود. سطح دوم انتقال میان شرکتی یا همان بومی کردن تکنولوژی است که طی آن دانش فنی از شرکتی به شرکت دیگر منتقل می شود.

با توجه به موضوع فوق، به منظور تعامل بهتر میان شرکت های برق منطقه ای و شرکت های وارد کننده تکنولوژی DCS و اطمینان از به کار گیری این تکنولوژی نوین چاره ای نیست جز اینکه: اولاً شرکت های وارد کننده این تکنولوژی ضمن اینکه در زمینه فراگیری هر چه بهتر آن تلاش می کنند، می باید در زمینه بومی کردن و انتقال بخش های اساسی و کاربردی این تکنولوژی به شرکت های برق منطقه ای از هیچ تلاشی مضایقه نکنند. در این راستا لازم است بخش های آموزشی خود را بیش از پیش فعال نموده و امر انتقال تکنولوژی را جزو امور مستمر و مهم خود به شمار آورند به گونه ای که شرکت های برق منطقه ای در هنگام بهره برداری از سیستم DCS قادر به رفع مشکلات روزمره خود باشند. ثانیاً شرکت های برق منطقه ای دیدگاه های نوین بهره برداری را که مبتنی بر دانش پیشرفته و به روز اتوماسیون است، بپذیرند و در زمینه فراگیری و دریافت مستمر دانش مهندسی سیستم DCS برنامه ریزی و سرمایه گذاری بلند مدت و کوتاه مدت نمایند. بگونه ای که در سال های نه چندان دور شاهد بومی شدن این تکنولوژی باشیم.