به نام خدا

وزارت نیرو

شرکت مدیریت شبکه برق ایران

IGMC

IRAN GRID MANAGEMENT Co.

www.igmc.ir

دستورالعمل آزمون عملکرد و صحت سنجی داده‌های سامانه سنجش و پایش انرژی در شبکه برق ایران

تاریخ تهیه: ۱۳۹۹/۱۱/۱۴

تاریخ بازنگری: --

شماره بازنگری: ۰۰

تاریخ اجراء:

کد سند: IGMC-CTS-IN-006

نام و نام‌خانوادگی تأئیدکننده فنی:	نام و نام‌خانوادگی تأئیدکننده سیستمی:	نام و نام‌خانوادگی تصویب‌کننده:	**مهر اعتبار:**
علی اکبر عباسی	**محمدرضا کاشانی‌راد**	**داود فرخزاد**	
سمت: **معاون مخابرات و پشتیبانی فنی**	سمت: **معاون منابع انسانی و پشتیبانی**	سمت: **رئیس هیأت مدیره و مدیر عامل**	
تاریخ: ۱۴۰۰/۱/۲۸	تاریخ: ۱۴۰۰/۱/۳۰	تاریخ: ۱۴۰۰/۱/۳۱	
امضاء:	امضاء:	امضاء:	
نام و نام‌خانوادگی تهیه‌کننده:			
راضیه سلیمی اتانی			
سمت: **مدیر سنجش و پایش انرژی**			
تاریخ:			
امضاء:			

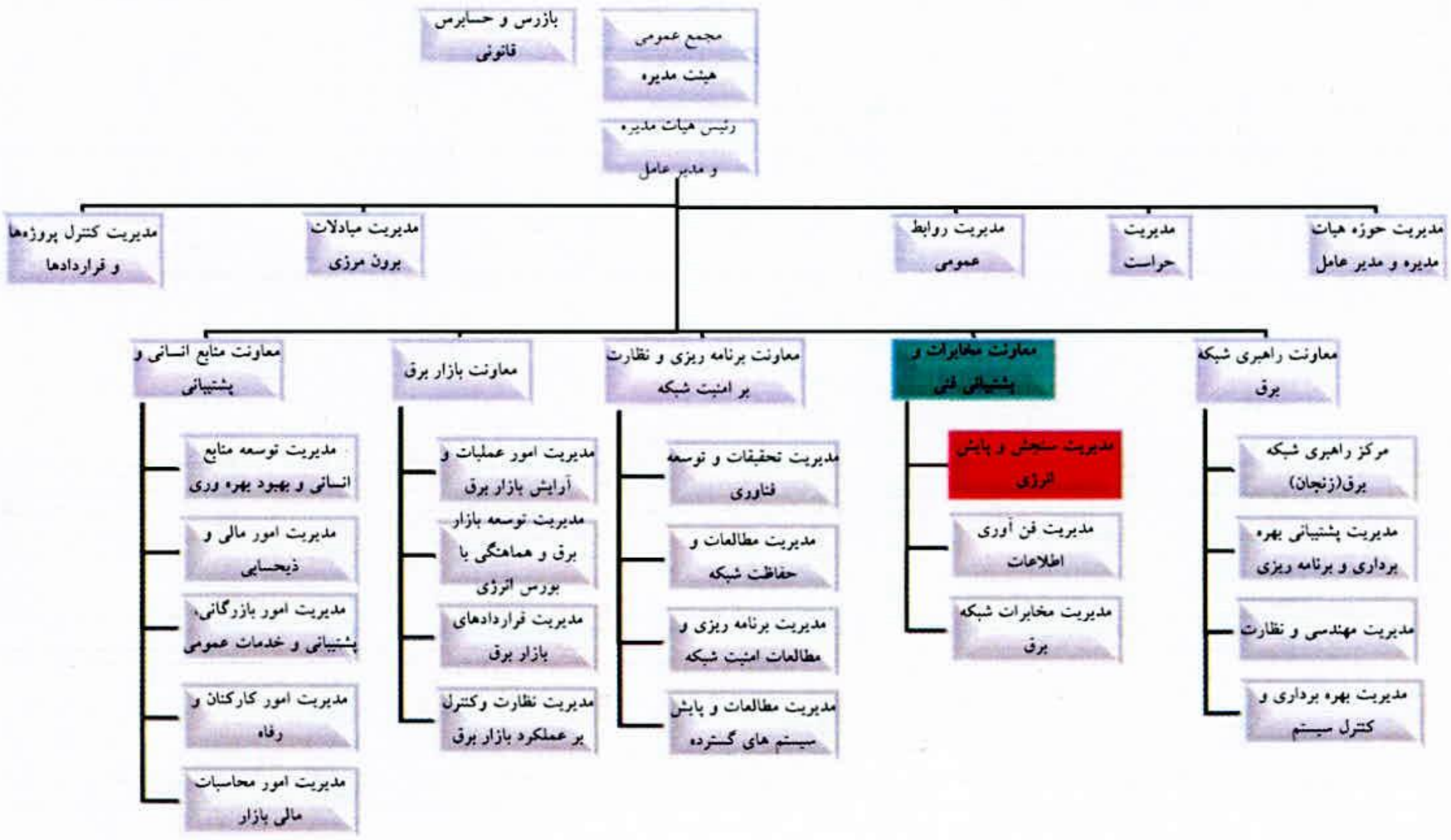
INTEGRATED MANAGEMENT SYSTEM
اعتبار دارد
VALID

گروه تدوین‌کننده سند

ردیف	نام و نام‌خانوادگی	سمت سازمانی	نقش در گروه	
			تهیه کننده	بررسی کننده سیستمی
۱	حسین مقدسی	رئیس گروه مطالعات و نظارت بر استانداردهای بهره‌برداری شبکه سنجش انرژی	*	
۲	معصومه نیک‌نیا	کارشناس مدیریت اسناد فنی و دانش سازمانی		*

INTEGRATED MANAGEMENT SYSTEM
اعتبار دارد
VALID

دریافت‌کنندگان و مجریان سند



مسئولیت دریافت کنندگان سند:

- ❖ **واحد دارای مسئولیت اصلی در اجرای سند؛**
- ❖ **واحد دارای مسئولیت نظارت در حسن اجرا؛**
- ❖ **واحدهای دارای مسئولیت مشارکت و همکاری در اجرای سند؛**

INTEGRATED MANAGEMENT SYSTEM
اعتبار دارد
VALID

سوابق تدوین، بازنگری و تغییر

شماره بازنگری	تاریخ تدوین/بازنگری	شرح تدوین/بازنگری
۰۰	۱۳۹۹/۱۱/۱۴	تدوین دستورالعمل

INTEGRATED MANAGEMENT SYSTEM
اعتبار دارد
VALID

۱. هدف

حسب تکلیف ابلاغی در بندهای ۶-۳-۸ و ۶-۳-۹ سند نظام‌نامه سنجش و پایش انرژی، جهت کسب اطمینان از صحت مقادیر انرژی اندازه‌گیری شده، راهبر سنجش مکلف به کنترل و ارزیابی دوره‌ای صحت عملکرد و اطلاعات تجهیزات سنجش است. بدین منظور این دستورالعمل با هدف تبیین ضوابط و چگونگی صحت سنجی داده‌ها و انجام آزمون کالیبراسیون تجهیزات سامانه سنجش انرژی ارائه می‌گردد.

۲. دامنه کاربرد

- شرکت مدیریت شبکه برق ایران بعنوان راهبر سنجش
- شرکتهای برق منطقه‌ای بعنوان مالکان شبکه
- و مالکان نیروگاه‌ها

۳. مراجع و مستندات مرتبط

۳-۱- مراجع

- IEC62053_22: استاندارد اندازه‌گیری انرژی اکتیو کنتورهای استاتیک با کلاس دقت 0.5S , 0.2S
- IEC60044_1: استاندارد ترانسفورماتور جریان با کلاس دقت 0.5, 0.2 و 0.1
- IEC60044_2: استاندارد ترانسفورماتور ولتاژ اندکتیو با کلاس دقت 0.5 و 0.2

۳-۲- مستندات مرتبط

- نظام‌نامه سنجش و پایش انرژی در شبکه برق ایران **(IGMC-CTS-QM-001).**

۴. مسئولیت‌ها

- مسئولیت اجرای این سند با **شرکت‌های برق منطقه‌ای** به عنوان کارگزاران سنجش و پایش انرژی خواهد بود.
- مسئولیت نظارت بر حسن اجرای این دستورالعمل بر عهده مدیریت دفتر سنجش و پایش انرژی به عنوان راهبر سنجش است.

INTEGRATED MANAGEMENT SYSTEM
اعتبار دارد
VALID

۵. تعاریف

- **اندازه‌گیری**[1]

مجموعه فرآیندهایی که منجر به تعیین مقدار عددی برای یک کمیت فیزیکی می‌گردد.

- **اندازه‌شناسی**[2]

دانش و علم اندازه‌گیری کمیت‌های فیزیکی را اندازه‌شناسی گفته گویند.

- **استاندارد**

مجموعه قوانین و مقررات برای تعیین مشخصات و ویژگی‌های فنی مطلوب تجهیز اندازه‌گیری، از قبیل قابلیت تفکیک، گستره اندازه‌گیری، مقدار خطای مجاز و ... را استاندارد گویند. از استانداردهای مورد استفاده این دستورالعمل می‌توان به استانداردهای ذیل اشاره نمود:

- IEC62052_11: استاندارد اندازه گیری برق، الزامات عمومی، آزمایشات و شرایط آزمایش تجهیزات
- IEC62053_22: استاندارد اندازه‌گیری انرژی اکتیو کنتورهای استاتیک با کلاس دقت 0.5S , 0.2S
- IEC62053_24: استاندارد اندازه‌گیری انرژی راکتیو کنتورهای استاتیک با کلاس دقت 1S , 0.5S
- ISO17025: استاندارد سیستم مدیریت آزمایشگاه
- IEC60044_1: استاندارد ترانسفورماتور جریان با کلاس دقت 0.5, 0.2 و 0.1
- IEC60044_2: استاندارد ترانسفورماتور ولتاژ اندکتیو با کلاس دقت 0.5 و 0.2
- IEC60044_5 : استاندارد ترانسفورماتور ولتاژ خازنی با کلاس دقت 0.5 و 0.2

- **قابلیت تفکیک**[3]

به کوچک‌ترین مقدار قابل اندازه‌گیری و نمایش توسط یک دستگاه اندازه‌گیری گفته می‌شود.

- **دقت**[4]

میزان همگرایی و نزدیکی نتایج به دست آمده از تکرار اندازه‌گیری یک کمیت واحد در شرایط مشابه.

- **تکرارپذیری**

کسب نتایج مشابه در محدوده دقت تجهیز اندازه‌گیر، در سنجش‌های مکرر یک کمیت را گویند.

---

[1] Measurement
[2] Metrology
[3] Resolution
[4] Precision

INTEGRATED MANAGEMENT SYSTEM اعتبار دارد VALID

• صحت[5] یا درستی[6]

میزان نزدیکی نتایج اندازه‌گیری نسبت به مقدار مرجع، درستی یا صحت نامیده می‌شود. قابل ذکر است در منابع علمی بین این دو مفهوم تفاوت جزیی قائل هستند ولی ما در این سند بدلیل تبعیت از مفهوم مقبول بین کارشناسان صنعت برق ترجیحاً از کلمه صحت استفاده می‌نماییم.

• کالیبراسیون[7]

تعیین دقت تجهیز سنجش انرژی در مطابقت با دستگاه مرجع تایید شده و در چارچوب اندازه‌شناسی قانونی را کالیبراسیون یا واسنجی گویند. در کالیبراسیون تحت شرایط کنترل شده، دقت و صحت اندازه‌گیری تجهیز، با بکار گیری یک منبع تزریق توان (بار مجازی[8]) و دستگاه اندازه‌گیر با دقت بالاتر از دستگاه مورد آزمایش، انجام می‌گردد.

• کالیبراسیون میدانی

تعیین دقت تجهیز سنجش انرژی در مطابقت با دستگاه مرجع تایید شده در محل بهره برداری. در این نوع کالیبراسیون، دستگاه مرجع با تجهیز سنجش تحت آزمون بازرسی، موازی شده و مقادیر اندازه گیری شده دو تجهیز، به لحاظ آماری مورد قیاس قرار می‌گیرد. در این سند، آزمون کالیبراسیون میدانی بخشی از آزمون بازرسی تلقی میگردد.

• خطای نسبی

نسبت میزان انحراف یک مقدار اندازه‌گیری شده به مقدار واقعی را خطای نسبی گویند.

$$\varepsilon_E = \frac{dV}{V_m}$$

که، dV میزان انحراف یا تفاضل مقدار اندازه گیری شده از مقدار واقعی V_m است.

• عدم قطعیت[9]

پارامتری غیر منفی است که میزان پراکندگی نتایج آزمون‌های مکرر کالیبراسیون را مشخص می‌نماید. به تعبیر دیگر، میزان شک و گمانی است که آزمایشگر درباره نتایج ارائه شده دارد.

• انحراف معیار استاندارد[10]

شاخص آماری که از رابطه زیر محاسبه می‌گردد.

---

[5] Trueness
[6] Accuracy
[7] Calibration
[8] Phantom load
[9] Uncertainty
[10] Standard deviation

INTEGRATED MANAGEMENT SYSTEM اعتبار دارد VALID

$$S = \sigma = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n}(x_i - \mu)^2}{n}}$$

که، $\mu = \frac{\sum x_i}{n}$ میانگین مقادیر نمونه‌ها، x_i مقادیر هر نمونه و n تعداد نمونه‌ها است.

• خطای نسبی معادل [11] سامانه سنجش

مجموع جذر مربعات خطاهای نسبی مبدل ولتاژ ، جریان و کنتور را "خطای نسبی معادل سامانه سنجش" یا "کلاس دقت معادل سامانه سنجش" می‌نامیم.

$$\varepsilon_E = \sqrt{{\varepsilon_i}^2 + {\varepsilon_k}^2 + {\varepsilon_{E_{am}}}^2}$$

که، ε_i خطای نسبی مبدل جریان، ε_k خطای نسبی مبدل ولتاژ و $\varepsilon_{E_{am}}$ تجهیز سنجش انرژی است.

• کنتور اصلی [12]

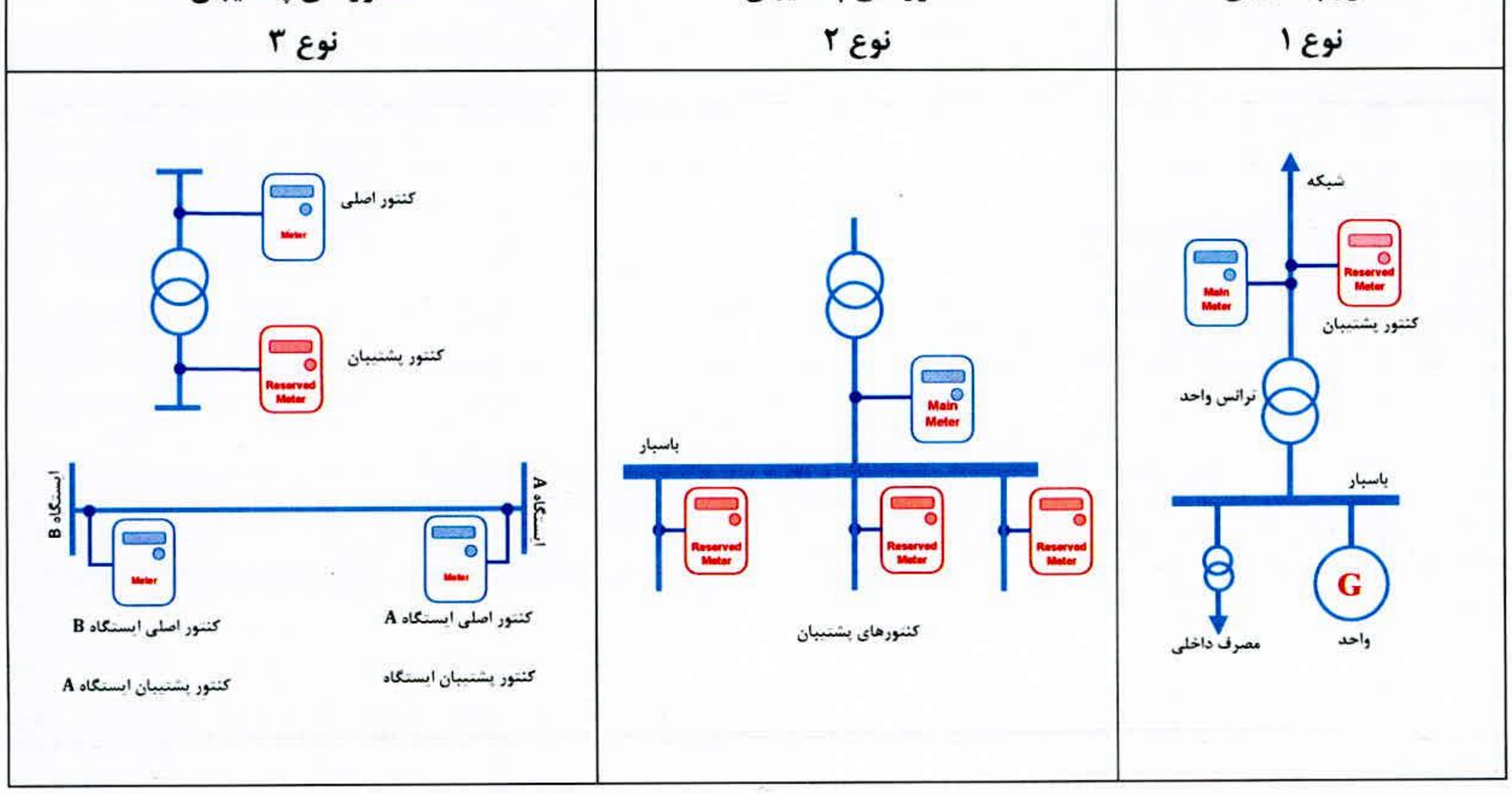
کنتوری که وجود آن برای سنجش انرژی ضروری و مرجع محاسبات انرژی است.

• کنتور پشتیبان [13]

این کنتور برای اطمینان از عملکرد تجهیزات سنجش انرژی اصلی و اعتبارسنجی اطلاعات سنجش انرژی استفاده می‌شود. همچنین، در شرایطی که جایگزینی اطلاعات سنجش انرژی لازم باشد، از اطلاعات این کنتورها می‌توان بهره گرفت. حسب وضعیت و محل نصب کنتور پشتیبان، این کنتور در سه نوع تعریف و در اشکال زیر نشان داده می‌شود.

INTEGRATED MANAGEMENT SYSTEM اعتبار دارد VALID

[11] Propagation Of Errors
[12] Main Meter
[13] Check or Standby Meter



شکل ۱ : انواع شماتیک کنتور اصلی و پشتیبان

- **داده**[14]

اطلاعات خام و ارزیابی نشده دریافت شده از تجهیز سنجش.

- **اطلاعات**[15]

داده‌های پردازش شده که برای کاربر معنا و مفهوم فیزیکی دارد را اطلاعات گویند.

- **اعتبار سنجی**[16]

در این سند به معنای ارزیابی صحت رکوردهای داده، به لحاظ اعتبار رکوردها، به لحاظ عدم بروز اخطار یا خطای سیستمی است. اعتبار سنجی شامل کنترل داده‌ها در خصوص موارد زیر است اما به این موارد محدود نخواهد بود.

- اعتبار فرمت و نوع داده‌ها مطابق پیکره بندی تجهیز سنجش؛
- تطابق کمیت‌های ثبت شده با پیکره بندی؛
- طول بازه زمانی ثبت داده مطابق تنظیمات؛
- فواصل زمانی ثبت داده؛
- عدم مشاهده اخطار یا خطای سیستمی مانند قطع ولتاژ یا قطع جریان در رکوردهای داده؛ و
- سایر خطاهای سخت‌افزاری یا نرم‌افزاری کنتور مانند خطای register overflow

---

[14] Data
[15] Information
[16] Validation

INTEGRATED MANAGEMENT SYSTEM
اعتبار دارد
VALID

- **تصدیق[17]**

تصدیق یا صحت‌سنجی، به مقایسه نتایج به دست آمده از اندازه‌گیری، با مقادیر مرجع گفته می‌شود. در این دستورالعمل جهت حصول به اطمینان از صحت اطلاعات، لازم است مجموعه اقدامات زیر انجام گردد.

- کنترل اطلاعات ثبت نشده؛
- ارزیابی اعتبار محدوده حداکثر و حداقل داده ثبت شده؛
- ارزیابی نرخ شیب تغییرات داده؛
- ارزیابی رفتار داده با مقادیر مشابه قبل؛
- ارزیابی وضعیت و تغییرات جهت انتقال انرژی؛
- مقایسه داده ثبت شده کنتورهایی که نقطه سنجش مشابه دارند (کنتورهای اصلی و پشتیبان نوع یک)؛
- مقایسه داده ثبت شده کنتورهایی که به لحاظ نقطه نصب یکدیگر را پوشش می‌دهند (کنتورهای اصلی و پشتیبان نوع دو)؛ و
- مقایسه داده ثبت شده کنتورهایی که بین داده‌های آن‌ها ارتباط سیستمی وجود دارد (کنتورهای اصلی و پشتیبان نوع سه).

- **بازرسی[18]**

نظارت و بررسی عملکرد تجهیز سنجش در محل نصب را بازرسی گویند. فرآیند بازرسی شامل بررسی وضعیت فیزیکی تجهیزات سنجش، بررسی توالی فاز یا سیم‌بندی، بررسی پارامترهای کنتور، بررسی تراز یا موازنه انرژی در یک گره از شبکه و انجام آزمون کالیبراسیون در محل بوده، اما به این موارد محدود نیست.

INTEGRATED MANAGEMENT SYSTEM
اعتبار دارد
VALID

---

[17] Verification
[18] Inspection

۶. روش اجرا

۶-۱- در راستای تحقق اهداف بند ۶-۳-۸ "نظام‌نامه سنجش و پایش انرژی شبکه سراسری برق ایران" سه نوع آزمون به شرح زیر تعیین می‌گردد:

- آزمون نوع ۱: آزمون کالیبراسیون اولیه، ارزیابی‌های است که مالک شبکه در هنگام تدارک تجهیزات سنجش و قبل از نصب کنتور، مطابق مراجع استاندارد ملی و یا بین المللی که مورد تایید صنعت برق کشور است، انجام میدهد. درحال حاضر IEC62052-11، IEC62053-22 و IEC62053-23 استانداردهای اصلی هستند، که مشخصه و الزامات اصلی این استانداردها، جهت سهولت کاربران در پیوست ۱ آورده می‌شود.
- آزمون نوع ۲: عیب یابی و صحت سنجی داده‌ها که اصلی ترین هدف آن کسب اطمینان از صحت داده‌های جمع‌آوری شده در مرکز سامانه سنجش و پایش انرژی است. البته با توجه به نتایج حاصل از بررسی و مطالعات انجام شده، دقت اندازه گیری در کنتورهای دیجیتال، در طول مدت عمر مفید آن، در محدوده مجاز حفظ می‌گردد؛ لذا این تجهیز نیازی به انجام آزمون کالیبراسیون مرسوم ندارند. بنابراین چنانچه در فرآیند صحت سنجی و تحلیل داده‌های سنجش در این نوع آزمون، مغایرت بیش از حد متعارف بین داده‌های سنجش مشاهده شد، باید محدود دقت مجاز تجهیزات سنجش کنترل و حسب مورد، اقدام مقتضی بعمل آید. فرآیند صحت سنجی شامل فرآیند اعتبار سنجی و فرآیند تصدیق داده‌ها است که در ادامه جزئیات آن آورده می‌شود.
- آزمون نوع ۳: آزمون کالیبراسیون بصورت دوره ای که برای اطمینان از حفظ کلاس دقت تجهیز یا بعبارت دیگر کشف زمان انقضای چرخه عمر تجهیز سنجش، اما نه لزوماً تحت شرایط آزمون کالیبراسیون مرجع، انجام می‌گردد و در این سند به عنوان بازرسی سامانه سنجش نامیده خواهد شد.

۶-۲- مسئولیت انجام آزمون نوع ۱ به عهده تامین کننده تجهیز سنجش است، که در بند ۶-۳-۱ نظام نامه سنجش و پایش تعیین شده است.

۶-۳- مسئولیت انجام آزمون نوع ۲ به عهده نهاد مسئول بهره برداری از سامانه قرائت است که حسب بند ۶-۳-۲ نظام نامه در حال حاضر راهبر سنجش می‌باشد.

۶-۴- مسئولیت انجام آزمون نوع ۳ حسب بند ۶-۳-۹ نظام نامه سنجش به عهده مالک شبکه و نیروگاه است.

۶-۵- راهبر سنجش بعنوان ناظر عالیه مسئول حسن اجرای کلیه مندرجات این سند و وظایف محوله ذیل بندهای ۶-۳-۸ تا بند ۶-۳-۱۲ نظام نامه سنجش و پایش انرژی خواهد بود.

۶-۶- مطابق بند ۶-۳-۱۱ نظام‌نامه، ذینفع سنجش انرژی می‌تواند درخواست انجام بازرسی و آزمون فوق‌العاده را برای تجهیزات سنجش انرژی مرتبط با خود را داشته باشد. هزینه‌های انجام بازرسی و آزمون فوق‌العاده بر عهده درخواست کننده و مسئولیت انجام آن با مالک شبکه خواهد بود.

۶-۷- حسب بند ۶-۳-۱۱ نظام‌نامه، مالک شبکه موظف است پس از انجام هرگونه بازرسی و آزمون، مستندات مربوطه را برای راهبر سنجش ارسال نماید. مالک و راهبر سنجش موظفند این مستندات را در طول دوره بهره‌برداری تجهیز حفظ و نگهداری نماید.

۶-۸- مالکان شبکه و نیروگاه بعنوان تامین کنندگاه تجهیز سنجش مورد اشاره در بند ۶-۲ موظف هستند قبل از نصب کلیه کنتورها، نسبت به انجام یا دریافت گواهی آزمون کالیبراسیون کنتور مبادرت نماید. این مدارک، طی جلسه تست و پلمب به شرکت ارائه دهندهٔ خدمات سنجش انرژی به‌عنوان نماینده راهبر سنجش ارائه خواهد شد.

۶-۹- گواهی تأیید صحت آزمون کالیبراسیون کنتور می‌بایست از مراجع معتبر استاندارد، دریافت شده باشد.

INTEGRATED MANAGEMENT SYSTEM اعتبار دارد VALID

۶-۱۰- راهبر سنجش موظف است، آزمایشگاه‌های دارای صلاحیت در حوزه انجام آزمون کالیبراسیون را به مالکان شبکه معرفی نماید اما لیست شرکت‌ها به این مراکز محدود نخواهد بود و مالکان شبکه می‌توانند از خدمات آزمایشگاههای صالحه با اخذ و ارائه مدارک معتبر استفاده نمایند.

۶-۱۱- آزمایشگاه‌های خارج از لیست مورد اشاره در بند قبل می‌بایست تاییدیه‌های لازم از سازمان ملی استاندارد ایران و یا مراکز معتبر بین‌المللی (نظیر KEMA، ILAC و ...) داشته و ارائه نمایند.

۶-۱۲- راهبر سنجش یا شرکت ارائه دهندهٔ خدمات پایش انرژی موظف است جهت حصول اطمینان از صحت دادهای تجمیع شده در پایگاه داده فرآیندهای اعتبار سنجی و تصدیق داده‌ها شامل مجموعه کنترل‌های اشاره شده ذیل را اجرا کند. این فرآیندها به موارد اشاره شده در زیر خلاصه نمی‌گردد و میتواند حسب تشخیص توسعه و بهبود یابد.

- اعتبار فرمت داده‌ها؛
- درستی کمیت‌های ثبت شده؛
- بازه زمانی ثبت داده؛
- تواتر زمانی ثبت داده؛
- اخطار یا خطاهای اعلام شده در رکوردهای داده مانند قطع ولتاژ یا قطع جریان؛
- سایر خطاهای سخت‌افزاری یا نرم‌افزاری کنتور مانند خطای register overflow؛
- وضعیت پایگاه داده در خصوص اطلاعات ثبت نشده؛
- ارزیابی اعتبار محدوده حداکثر و حداقل داده ثبت شده با توجه به موقعیت کنتور در شبکه؛
- ارزیابی نرخ شیب تغییرات داده؛
- بروز اختلاف مقدار داده با مقادیر مشابه قبل؛ و
- ارزیابی وضعیت و تغییرات جهت انتقال انرژی.
- مقایسه داده ثبت شده کنتورهایی که نقطه سنجش مشابه دارند(کنتورهای پشتیبان نوع یک)؛
- مقایسه داده ثبت شده کنتورهایی که به لحاظ نقطه نصب یکدیگر را پوشش می‌دهند (کنتورهای پشتیبان نوع دو)؛
- مقایسه داده ثبت شده کنتورهایی که بین داده‌های آن‌ها ارتباط منطقی وجود دارد(کنتورهای پشتیبان نوع سه).

۶-۱۳- راهبر سنجش یا شرکت ارائه دهندهٔ خدمات پایش انرژی لازم است در بازه‌های زمانی ساعتی، نسبت به کنترل و بررسی هماهنگی[19] اطلاعات جمع آوری شده در پایگاه داده بین کنتورهای مرتبط، با الگوهای زیر مبادرت نماید:

- مقایسه کنتورهای پشتیبان نوع ۱ با یکدیگر : کنتور پشتیبان نوع ۱ به کنتورهایی گفته می‌شود که بصورت موازی و روی یک نقطه تبادل نصب می‌شوند. این کنتورها در مبادی تولید با ظرفیت تولید بالای 10MVA نصب می‌شوند. و حداکثر اختلاف مقادیر ثبت شده نباید بیشتر از دو برابر خطای معادل سامانه سنجش در انرژی تبادلی در هر دوره زمانی یکسان باشد.
- مقایسه کنتورهای پشتیبان نوع ۲ با یکدیگر : کنتور پشتیبان نوع ۲ کنتورهایی هستند که روی شاخه‌های، یک گره الکتریکی (Busbar) نصب شده اند. حداکثر اختلاف مقادیر ثبت شده، میبایست مطابق روش ارائه شده در بخش "محاسبه خطای سنجش در کنتورهای منصوب روی شینه واحد" که در پیوست ۲ ذکر گردیده، باشد.
- مقایسه کنتورهای پشتیبان نوع ۳ با یکدیگر : کنتور پشتیبان نوع ۳ به کنتورهایی اطلاق می‌گردد که بتوان بین اطلاعات آنها، نسبت مشخصی بر اساس پیکره بندی یا مشخصات شبکه برقرار نمود. از این نوع آرایش میتوان به

[19] coordination

INTEGRATED MANAGEMENT SYSTEM اعتبار دارد VALID

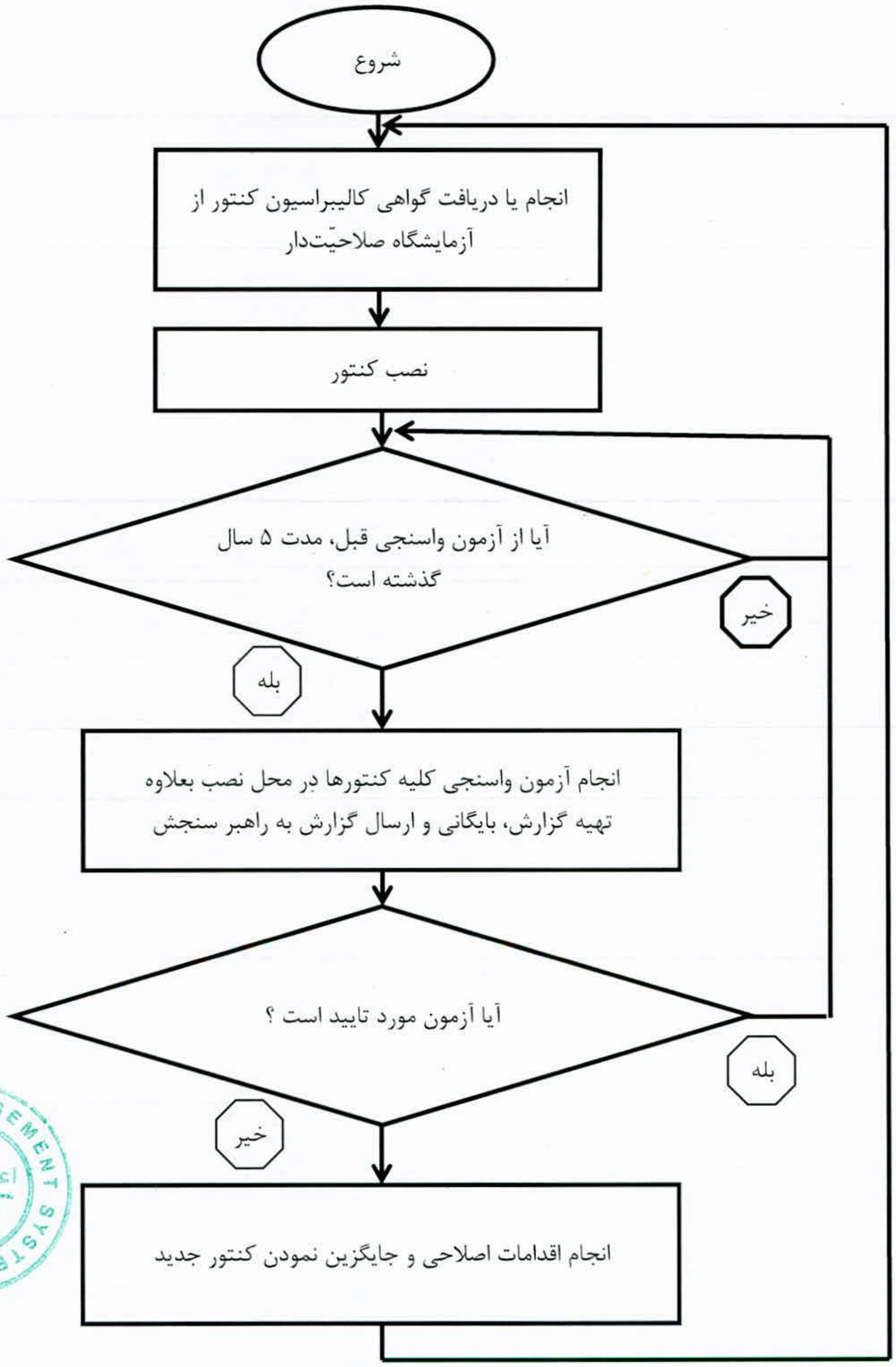
کنتورهای دو انتهای یک خط، اشاره نمود. میزان حد مجاز خطا در این موارد می‌بایست توسط راهبر سنجش محاسبه گردد.

۶-۱۴- مالکان شبکه و نیروگاه یا شرکت ارائه دهندهٔ خدمات سنجش انرژی موظفند نسبت به انجام آزمون‌های کالیبراسیون در محل[۲۰]، مطابق الگوهای ارائه شده در ذیل مبادرت و گزارش آن را در فرمت فرمهای پیشنهادی در پیوست ۳ به راهبر سنجش ارائه نماید:

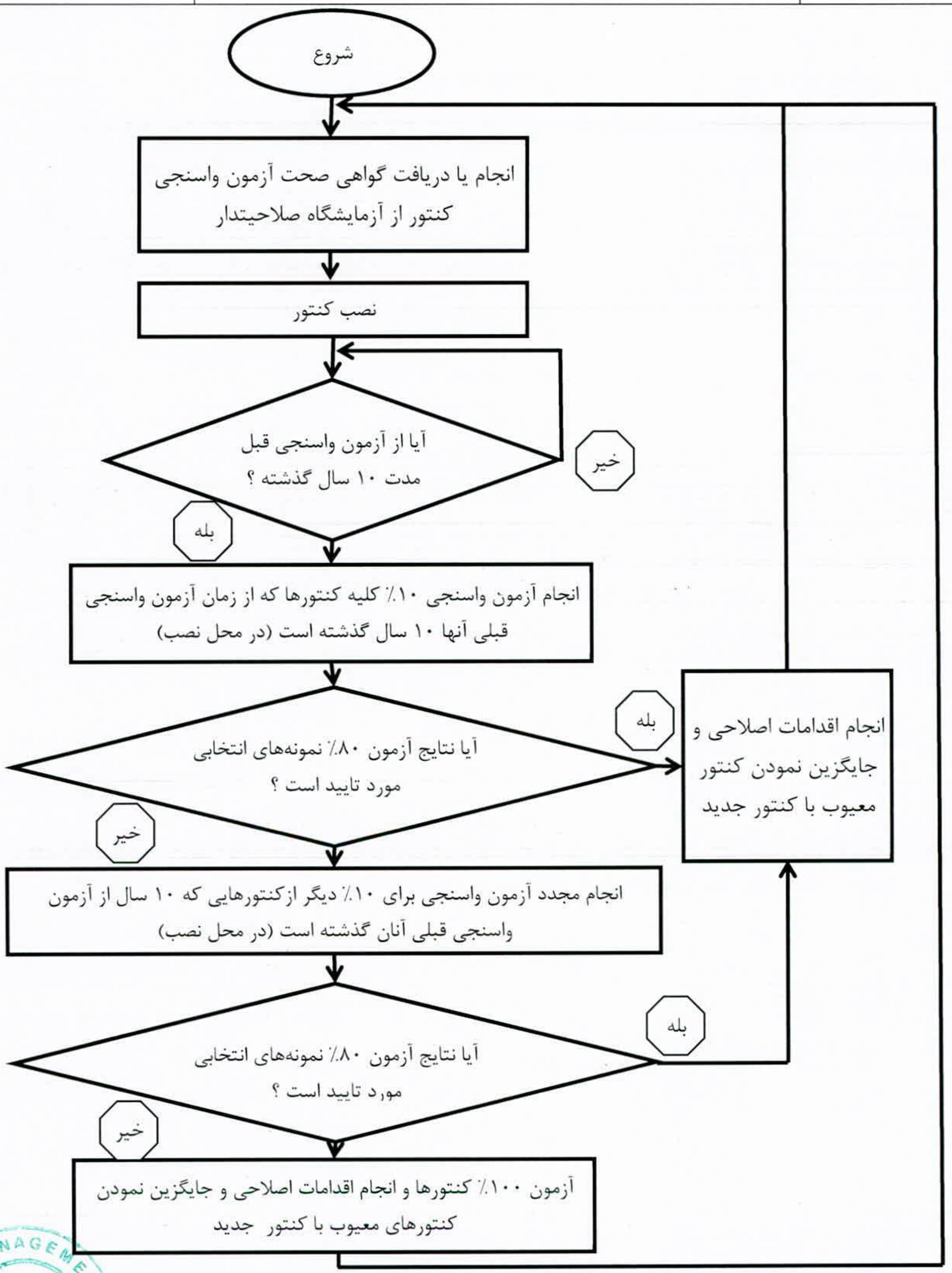
- گروه اول : بازرسی یا آزمون کالیبراسیون میدانی برای کنتورهای منصوب در مبادی نیروگاهی شامل کنتورهای سنجش انرژی خالص، ناخالص و مصارف داخلی نیروگاه، هر پنج سال، تعیین می‌گردد. نمودار ۱ الگوی روند اجرای این فرآیند را نشان می‌دهد.
- گروه دوم: سایر کنتورهای منصوب در مبادی غیر نیروگاهی مانند خطوط، ترانسفورماتور و فیدرها، سالیانه برای حداقل ٪۲۰ تجهیزات تحت پوشش، تعیین می‌گردد. نمودار ۲ الگوی روند اجرای فرآیند بازرسی برای کنتورهای این گروه را نشان می‌دهد.

INTEGRATED MANAGEMENT SYSTEM
اعتبار دارد
VALID

[20] Field calibration test



نمودار ۱. روند نمای فرآیند بازرسی و آزمون کالیبراسیون محلی برای کنتورهای منصوب در مبادی گروه اول شامل کنتورهای منصوب در مبادی تولید و خطوط انتقال بین‌المللی



نمودار ۲. روند فرآیند آزمون کالیبراسیون محلی برای کنتورهای منصوب در مبادی گروه دوم

INTEGRATED MANAGEMENT SYSTEM
اعتبار دارد
VALID

۶-۱۵- تیم کاری انجام بازرسی و آزمون کالیبراسیون باید صلاحیت‌های لازم را مطابق با الزامات دستورالعمل «مهارت‌های کاری و دوره‌های آموزشی» داشته باشند.

۶-۱۶- قبل از انجام بازرسی و آزمون کالیبراسیون باید آخرین اطلاعات و نقشه‌های دیاگرام تک خطی[21] پست را تهیه و حین ارزیابی در دسترس داشته باشند.

۶-۱۷- مسئول ارزیابی و کالیبراسیون باید اطلاعات لازم از قبیل محل دقیق نصب کنتور به همراه شماره سریال کنتور، نوع، نسبت تبدیل و کلاس دقت CT و PT ها و ... را استعلام و گزارش نماید.

۶-۱۸- فرم شماره یک در پیوست ۳ جهت ارزیابی عمومی اندازه‌گیری انرژی در یک ایستگاه، می‌باشد. این ارزیابی با هدف حصول اطمینان از صحت داده و تجهیزات، به اتکای هماهنگی بین کنتورهای منصوب در سطوح کنتورهای پشتیبان نوع A، B و C، انجام میشود. ارزیابی شامل موارد زیر است:

۶-۱۹- ولتاژ سه فاز و تعادل ولتاژ بین آنها. نکته قابل توجه آنکه لازم است کلیه مقادیر ولتاژ فاز به فاز یا فاز به نول و بصورت مشابه ثبت گردد. بر اساس استاندارد IEC61000-2-12:2003، حد مجاز نامتعادلی ولتاژ در شبکه‌های انتقال VUF=2% و در شبکه‌های توزیع VUF=5% تعیین شده است.

۶-۲۰- در هر شینه بعنوان یک گره الکتریکی می‌بایست توانهای اکتیو و راکتیو لحظه ای در هر فاز و مجموع فازها، متناسب با آرایش شبکه، هماهنگ باشد.

۶-۲۱-ارزیابی توالی فاز و ساعت کلیه کنتورها میبایست کنترل گردد.

۶-۲۲- شاخص هارمونیک ولتاژ و جریانی اندازه گیری شده. (محدوده‌های مجاز هارمونیک‌های ولتاژ و جریان بر اساس استاندارد صنعت برق ایران در جداول پیوست ۳ آورده شده است).

۶-۲۳- کاربر سامانه می‌تواند نسبت به درخواست انجام آزمون کالیبراسیون کنتورهای مرتبط با شرکت متبوع خود، در هر زمان دلخواه خارج از چهارچوب رویه آزمون صحت سنجی مذکور در بندهای فوق، با ذکر دلایل درخواست، به شرکت ارائه دهندهٔ خدمات سنجش انرژی مبادرت نماید. متعاقباً شرکت ارائه دهندهٔ خدمات سنجش انرژی لازم است طی حداکثر ۵ روز کاری از زمان دریافت درخواست، نسبت به ارائه جوابیه قبول یا رد درخواست کاربر سامانه، به‌صورت رسمی و مستدل، اقدام نماید.

۶-۲۷- در صورت قبول درخواست کاربر سامانه، برنامه‌ریزی و انجام آزمون با هماهنگی و حضور ذینفعان انجام و نتایج امر به راهبر سنجش اعلام خواهد شد.

۶-۲۸- در صورت رد درخواست آزمون، کاربر سامانه مجاز خواهد بود با عقد قرارداد با آزمایشگاه‌های مورد تأیید و با هماهنگی شرکت ارائه دهندهٔ خدمات سنجش انرژی نسبت به انجام آزمون اقدام نماید. هزینه‌های انجام آزمون به عهده کاربر سامانه خواهد بود.

۶-۲۹- لازم است در انجام آزمون‌های کالیبراسیون، الزامات بهره‌برداری مالکان شبکه رعایت گردد و در صورت بروز هرگونه خسارت احتمالی به تجهیز و یا تأسیسات، کاربر مکلف به جبران خسارت خواهد بود.

۶-۳۰- کنتورهایی که کلاس دقت آن خارج از محدوه دستورالعمل باشد باید با تجهیز جدید جایگزین شوند.

۶-۳۱- کلیه مستندات گزارش آزمون‌های کالیبراسیون می‌بایست در نسخه مکتوب و الکترونیکی مطابق با فرمت پیوست ۳ در اسرع زمان به راهبر سنجش ارسال گردد.

۶-۳۲- در صورت مواجهه با عیوب احتمالی، رفع نقص مطابق نظام‌نامه سنجش و پایش انرژی شبکه اصلی برق ایران، به عهده مالک شبکه خواهد بود.

INTEGRATED MANAGEMENT SYSTEM VALID

---

[21] SLD

۶-۳۳- تأمین کنتور جدید در خصوص نیروگاه‌های بخش خصوصی و تولیدکنندگان مقیاس کوچک بر عهده مالک نیروگاه است.

۶-۳۴- این دستورالعمل در خصوص آزمون کالیبراسیون کنتورهای سنجش انرژی بوده و انجام آزمون در خصوص CT ، PT و Meter Commissioning را شامل نمی‌گردد. مسلماً انجام آزمون‌های کالیبراسیون ملزومات مذکور توسط مالکان بر مبنای مقررات موجود به‌صورت دوره‌ای به عمل می‌آید.

۶-۳۵- کارگزار سنجش می‌بایست از اعتبار گواهی کالیبراسیون دستگاه تست از آزمایشگاه مرجع معتبر اطمینان حاصل و مراتب را به راهبر سنجش ارائه نمایند. همچنین می‌بایست کلاس دقت دستگاه تست از دقت ۲ تا ۱۰ برابری از کلاس دقت تجهیز سنجش برخوردار باشد.

۶-۳۶- در مواردی که انجام تست کالیبراسیون به دلایل فنی از جمله مشترک بودن مبدل جریان کنتور با سایر تجهیزاتی که کارکرد آن تجهیز از اهمیت و اولویت ویژه برخوردار است و امکان تغییر در مدار مجاز نباشد می‌بایست با ذکر شرایط و دلایل در گزارش آزمون با استفاده از کلمپ جریانی انجام گیرد در غیر اینصورت استفاده از کلمپ جریان به هیچ عنوان مجاز نیست.

۶-۳۷- کلاس دقت اندازه‌گیری با کلمپ جریان، حداکثر ۰/۵درصد مجاز است.

۶-۳۸- شرایط محیطی نظیر دما و ... و شرایط نقطه کار کنتور باید پیش از آزمون کالیبراسیون کنترل و در گزارش آزمون قید گردد.

۶-۴۰- در طول انجام تست بصورت مستقیم به هیچ وجه نباید اتصال مدارات ولتاژ و جریان کنتور بیش از یک دقیقه قطع گردد. در هر صورت زمان قطع بودن کنتور می‌بایست در گزارش تست ثبت و انرژی از دست رفته با هماهنگی راهبر در پایگاه داده اصلاح گردد.

۶-۴۱- در انجام تست کالیبراسیون در محل پست و در زمان بارگیری از شبکه باید به اثر شرایط نقطه‌کار روی نتایج آزمون توجه نمود. از جمله مواردی که می‌تواند منجر به بروز خطای فاحش در نتایج گردد می‌توان به وجود اغتشاش هارمونیک ولتاژ و جریان، جریان کم و افت ولتاژ زیاد اشاره نمود.

۶-۴۲- در هر نقطه کار آزمون کالیبراسیون به مقدار کافی (حداقل ۵ بار) تکرار و میانگین خطا و عدم قطعیت اندازه‌گیری به‌صورت انحراف معیار گزارش شود.

۶-۴۳- در صورتی که مالکان شبکه و نیروگاه از خدمات آزمایشگاه‌های ثالث استفاده می‌نمایند می‌بایست مجوز و صلاحیت آزمایشگاه را مطابق استاندارد مورد توجه و ارزیابی نمایند. همچنین لازم است رونوشت گواهی صلاحیت پیمانکار جهت درج در پرونده اخذ و ضمیمه گزارش نمایند.

۶-۴۴- چنانچه مسئول آزمون کالیبراسیون، با استفاده از منبع تزریق توان (بار مجازی) استفاده مینماید باید جهت حفظ مقدار ثباتهای انرژی کنتور نسبت به فعال کردن Test mode اطمینان حاصل نماید. اگر کنتور از این قابلیت پشتیبانی نمی‌کرد لازم است مقادیر ثباتهای انرژی را پیش و بعد از آزمون در گزارش آزمون کالیبراسیون ذکر نماید.

۶-۴۵- برنامه آزمون کالیبراسیون میدانی کنتورها، می‌بایست حداقل ۲ هفته قبل از انجام، به اطلاع کلیه ذینفعان رسیده و از ایشان جهت حضور در محل انجام آزمون در زمان معین دعوت بعمل آید اما اعتبار آزمون منوط به حضور این نمایندگان نیست مگر آنکه آزمون منوط به درخواست یکی از ذینفعان انجام می‌گیرد.

۶-۴۶- در صورت احراز عدم کالیبره بودن کنتور لازم است کنتور مربوطه حداکثر ظرف مدت ۷ روز تعویض گردیده و داده‌های انرژی نیز به طریق مورد تایید راهبر، اصلاح گردد.

۶-۴۷- با توجه به اینکه کنتورهای دیجیتالی در زمان آزمون کالیبراسیون تحت بار بوده و ممکن است بار عبوری از ثبات لازم مورد تایید استاندارد تبعیت ننماید، لذا طبق استانداردهای بین‌المللی خطای کنتور می‌تواند در شرایط مختلف به مقدار

INTEGRATED MANAGEMENT SYSTEM
اعتبار دارد
VALID

مشخص از کلاس دقت نامی تجاوز نماید. به منظور بررسی و تایید آزمون، جداول مربوط به نحوه تغییر رنج خطای کنتور در شرایط مختلف در پیوست ۱ این دستورالعمل آمده است. این جداول برای کنتورهای دیجیتالی با کلاس دقت ۰/۲٪ و ۰/۵٪ ارائه شده است.

۷. پیوست‌ها

ردیف	نام سند	کد سند
۱	خلاصه جداول استانداردهای مرتبط با تجهیزات سنجش انرژی	IGMC-CTS-IN-006-TA-001
۲	راهنمای صحت سنجی داده‌های سنجش با استفاده از داده‌های کنتور اصلی و پشتیبان	IGMC-CTS-IN-006-GU-001
۳	فرم ارزیابی عمومی کنتورهای ایستگاه	IGMC-CTS-IN-006-FR-001
۴	فرم گزارش آزمون کالیبراسیون کنتور	IGMC-CTS-IN-006-FR-002
۵	فرم گواهی آزمون کالیبراسیون ایستگاه	IGMC-CTS-IN-006-FR-003

INTEGRATED MANAGEMENT SYSTEM
اعتبار دارد
VALID

کد سند: IGMC-CTS-IN-006-FR-001
شماره بازنگری: ۰۰
تاریخ بازنگری: --
شماره صفحه: 1از1

فرم ارزیابی عمومی کنتورهای ایستگاه

وزارت نیرو
شرکت مدیریت شبکه برق ایران
IGMC

Num	Serial Num	Location	Ratio / Accuracy%		Principal Quantities at Evaluation Time												
			PT	CT	V_R	V_S	V_T	$\pm P_R$	$\pm P_S$	$\pm P_T$	$\pm Q_R$	$\pm Q_S$	$\pm Q_T$	$\pm P_{total}$	$\pm Q_{total}$	THD_V	THD_I
1																	
2																	
3																	
4																	
5																	
6																	
7																	
8																	
9																	
10																	
11																	
12																	
13																	
14																	

نام پست یا نیروگاه: .....
شرکت برق منطقه‌ای/توزیع: .....
تاریخ تست : .....
سطح ولتاژ پست : .....
کد دیسپاچینگی : .....
تیپ پست : .....
مجهز به فیبر نوری یا GPRS است: .....
IP: ... .
Gateway: .....
Mk6e PORT: .....
Actaris PORT: .....
شماره خط تلفن مودم PSTN یا GSM :
.....
سریال مودم یا مبدل: .....
تلفن اپراتوری یا فرد پاسخگو: .....
آدرس : .....
.....
.....
Latitude: .....
Longitude: .....

- ❑ Phase Rotation Checked
- ❑ Power Coordination checked
- ❑ Time & Date tuning checked
- ❑ PSLD
- ❑ As Built Wiring Diagram
- ❑ Test of burden

INTEGRATED MANAGEMENT SYSTEM
اعتبار دارد
VALID

توضیحات :

نام ارزیاب و امضاء :

کد سند: IGMC-CTS-IN-006-FR-002	فرم گزارش آزمون کالیبراسیون کنتور	وزارت نیرو شرکت مدیریت شبکه برق ایران IGMC
شماره بازنگری: ۰۰		
تاریخ بازنگری: --		
شماره صفحه: 1از1		

Time of test	60s	120s	180s	240s	300s
Pulse number					
Average of voltage					
Active energy					
Reactive energy					
%Watt hour Error					
%Var hour Error					

Num	Test point			Watt hour Error%	U	Result	Var hour Error%	U	Result	comment
	Voltage	Current	Phase Angle							
1	V_n	$0.1I_n$=	30							
2	V_n	$0.5I_n$=	30							
3	V_n	$0.5I_n$=	60							
4	V_n	I_n =	30							
5	V_n	I_n =	60							
6										
7										
8										
9										
10										

نام پست یا نیروگاه: .....

شرکت برق منطقه‌ای/توزیع: .....

تاریخ تست : .....

سریال کنتور: .....

سال ساخت: .....

نسخه Firmware کنتور: .....

نسبت تبدیل و کلاس دقت PT : .....

نسبت تبدیل و کلاس دقت CT : .....

نوع سیم بندی کنتور: .....

ولتاژ به تفکیک فاز : R..... S..... T.....

جریان به تفکیک فاز: R..... S..... T.....

زاویه فاز(جریان و ولتاژ): R..... S..... T.....

توان اکتیو لحظه ای : .....

توان راکتیو لحظه ای : .....

نسبت اغتشاش ولتاژ(VTHD): .....

نسبت اغتشاش جریان(ITHD): .....

دمای محیط: .....

وضعیت کلی کنتور در بازرسی بصری: .....

نام و مدل دستگاه مرجع: .....

سریال دستگاه مرجع: .....

- ❑ Shorter or Test Plug is used
- ❑ Change over Relay is used
- ❑ Tested with phantom load
- ❑ Field calibration test
- ❑ Tested with clamp
- ❑ Direct Test

توضیحات :

نام و امضاء مسئول آزمون :

INTEGRATED MANAGEMENT SYSTEM
اعتبار دارد
VALID

محدوده درصد خطای کنتورهای استاتیک مبتنی بر استاندارد IEC62053-22

8 Accuracy requirements

Tests and test conditions given in IEC 62052-11 apply.

8.1 Limits of error due to variation of the current

When the meter is under the reference conditions given in 8.5, the percentage errors shall not exceed the limits for the relevant accuracy class given in Tables 4 and 5.

If the meter is designed for the measurement of energy in both directions, the values in Table 4 and Table 5 shall apply for each direction.

Table 4 – Percentage error limits
(single-phase meters and polyphase meters with balanced loads)

Value of current	Power factor	Percentage error limits for meters of class	
		0,2 S	0,5 S
$0,01\ I_n \le I < 0,05\ I_n$	1	±0,4	±1,0
$0,05\ I_n \le I \le I_{max}$	1	±0,2	±0,5
$0,02\ I_n \le I < 0,1\ I_n$	0,5 inductive	±0,5	±1,0
	0,8 capacitive	±0,5	±1,0
$0,1\ I_n \le I \le I_{max}$	0,5 inductive	±0,3	±0,6
	0,8 capacitive	±0,3	±0,6
When specially requested by the user: from	0,25 inductive	±0,5	±1,0
$0,1\ I_n \le I \le I_{max}$	0,5 capacitive	±0,5	±1,0

8.6 Interpretation of test results

Certain test results may fall outside the limits indicated in Tables 4 and 5, owing to uncertainties of measurements and other parameters capable of influencing the measurements. However, if by one displacement of the zero line parallel to itself by no more than the limits indicated in Table 9, all the test results are brought within the limits indicated in Tables 4 and 5, the meter type shall be considered acceptable.

Table 9 – Interpretation of test results

	Class of meter	
	0,2 S	0,5 S
Permissible displacement of the zero line (%)	0,1	0,2

Table C1(a): Summary of Class accuracy requirements for Class 0.2S and Class 0.5S Meters (polyphase Meters carrying a single-phase load, but with balanced polyphase voltages applied to voltage circuits):

INTEGRATED MANAGEMENT SYSTEM
اعتبار دارد
VALID

Value of current	Power factor	Percentage error limits for meters of class	
		0,2 S	0,5 S
$0,05\ I_n \le I \le I_{max}$	1	±0,3	±0,6
$0,1\ I_n \le I \le I_{max}$	0,5 inductive	±0,4	±1,0

The difference between the percentage error when the meter is carrying a single-phase load and a balanced polyphase load at rated current I_n and unity power factor shall not exceed 0,4 % and 1,0 % for meters of classes 0,2 S and 0,5 S respectively.

NOTE When testing for compliance with Table 5, the test current should be applied to each measuring element in sequence.

درصد مجاز افزایش خطا کلاس دقت از مقدار نامی

Table 6 – Influence quantities

Influence quantity	Value of current (balanced unless otherwise stated)	Power factor	Mean temperature coefficient %/K for meters of class	
			0,2 S	0,5 S
Ambient temperature variation [9]	$0,05\ I_n \le I \le I_{max}$	1	0,01	0,03
	$0,1\ I_n \le I \le I_{max}$	0,5 inductive	0,02	0,05
			Limits of variation in percentage error for meters of class	
			0,2 S	0,5 S
Voltage variation ±10 % [1] [8]	$0,05\ I_n \le I \le I_{max}$	1	0,1	0,2
	$0,1\ I_n \le I \le I_{max}$	0,5 inductive	0,2	0,4
Frequency variation ±2 % [8]	$0,05\ I_n \le I \le I_{max}$	1	0,1	0,2
	$0,1\ I_n \le I \le I_{max}$	0,5 inductive	0,1	0,2
Reversed phase sequence	$0,1\ I_n$	1	0,05	0,1
Voltage unbalance [3]	I_n	1	0,5	1,0
Auxiliary voltage ±15 % [4]	$0,01\ I_n$	1	0,05	0,1
Harmonic components in the current and voltage circuits [5]	$0,5\ I_{max}$	1	0,4	0,5
Sub-harmonics in the a.c. current circuit [5]	$0,5\ I_n$ [2]	1	0,6	1,5
Continuous magnetic induction of external origin [5]	I_n	1	2,0	2,0
Magnetic induction of external origin 0,5 mT [6]	I_n	1	0,5	1,0

INTEGRATED MANAGEMENT SYSTEM اعتبار دارد VALID

Influence quantity	Value of current (balanced unless otherwise stated)	Power factor	Limits of variation in percentage error for meters of class	
			0,2 S	0,5 S
Electromagnetic RF fields	I_n	1	1,0	2,0
Operation of accessories [7]	0,01 I_n	1	0,05	0,1
Conducted disturbances, induced by radio-frequency fields	I_n	1	1,0	2,0
Fast transient burst	I_n	1	1,0	2,0
Damped oscillatory waves immunity	I_n	1	1,0	2,0

[1] For the voltage ranges from –20 % to –10 % and +10 % to +15 %, the limits of variation in percentage errors are three times the values given in this table.

Below 0,8 U_n the error of the meter may vary between +10 % and –100 %.

[2] The distortion factor of the voltage shall be less than 1 %. For test conditions see 8.2.2.

[3] Polyphase meters with three measuring elements shall measure and register, within the limits of variation in percentage error shown in this table, if the following phases are interrupted

– in a three-phase, four wire network one or two phases;

– in a three-phase, three-wire network (if the meter is designed for this service) one of the three phases.

This only covers phase interruptions and does not cover events such as transformer fuse failures.

[4] Applicable only if the auxiliary supply is not internally connected to the voltage measuring circuit.

[5] The test conditions are specified in 8.2.1 to 8.2.3.

[6] A magnetic induction of external origin of 0,5 mT produced by a current of the same frequency as that of the voltage applied to the meter and under the most unfavourable conditions of phase and direction shall not cause a variation in the percentage error of the meter exceeding the values shown in this table.

The magnetic induction shall be obtained by placing the meter in the centre of a circular coil, 1 m in mean diameter, of square section and of small radial thickness relative to the diameter, and having 400 At.

[7] Such an accessory, when enclosed in the meter case, is energized intermittently, for example the electromagnet of a multi-rate register.

It is preferable that the connection to the auxiliary device(s) is marked to indicate the correct method of connection. If these connections are made by means of plugs and sockets, they should be irreversible.

However, in the absence of those markings or irreversible connections, the variations of errors shall not exceed those indicated in Table 6 if the meter is tested with the connections giving the most unfavourable condition.

[8] The recommended test point for voltage variation and frequency variation is I_n.

[9] The mean temperature coefficient shall be determined for the whole operating range. The operating temperature range shall be divided into 20 K wide ranges. The mean temperature coefficient shall then be determined for these ranges by taking measurements 10 K above and 10 K below the middle of the range. During the test, the temperature shall be in no case outside the specified operating temperature range.

For example the maximum permitted error at I_{max} and unity power factor for a class 0.2s Meter is +/- 0.2% when the Meter is being tested under balanced load conditions and +/- 0.3% under single phase load conditions. This would allow an overall difference of 0.5% but the additional requirement limits this to 0.4% for a class 0.2s Meter.

MANAGEMENT SYSTEM
اعتبار ندارد
VALID

حداقل نقاط کار در آزمون کالیبراسیون اولیه

Test Point	Active Meter			Reactive Meter		
Value of current (I)	Cos φ			Sin φ		
	Unity	0.5 Inductive	0.8 Capacitive*	1	0.5 Inductive	0.5 Capacitive
0.01 I_n	X					
0.02 I_n		X	X			
0.05 I_n	X (3), Y			X, Y		
0.1 I_n		X	X		X	X
1.0 I_n	X (2), Y (5)	X (4)	X	X, Y	X	X
1.0 I_{max} or 1.2 I_n or 1.5 I_n or 2.0 I_n**	X (1)	X	X	X	X	X

Notes:
These tests shall be carried out for Import/Export directions, as registered in SMRS or CMRS for a given Metering Point. If the same measuring element is used for both Import and Export one additional test point only (at 1.0 I_n, Unity Power Factor, balanced) is required in the reverse direction.
X= all elements combined.
Y = each element on its own.
X,Y means tests should be carried out on all elements combined and each element on its own.
*Tests at 0.5 capacitive Power Factor are acceptable.
** Determined by overload capacity of circuit. If unspecified test at 1.0I_{max}.
Numbers in brackets identifies, for reference only, those tests specified in Statutory Instruments 1998 No. 1566 Schedule 1, Table 2 and Schedule 3, Table 2.

INTEGRATED MANAGEMENT SYSTEM
اعتبار دارد
VALID

محدوده درصد خطای مبدل جریان مبتنی بر استاندارد IEC60044-1

For current transformers of accuracy class 0,1 - 0,2 - 0,2 S and having a rated burden not exceeding 15 VA, an extended range of burden can be specified. The current error and phase displacement shall not exceed the values given in table 11 to 12, when the secondary burden is any value from 1 VA to 100 % of the rated burden.

For class 3 and class 5, the current error at rated frequency shall not exceed the values given in table 13 when the secondary burden is any value from 50 % to 100 % of the rated burden.

The secondary burden used for test purposes shall have a power-factor of 0,8 lagging except that when the burden is less than 5 VA, a power-factor of 1,0 shall be used. In no case shall the test burden be less than 1 VA.

NOTE 1 For current transformers with a rated secondary current of 1 A, a range limit lower than 1 VA may be agreed.

NOTE 2 This requirement may be requested for certified accuracy of energy measurements.

NOTE 3 At the moment, there is not sufficient experience about the possibility to perform the accuracy measurements at lower current values (test equipment and uncertainty of the obtained results).

NOTE 4 In general the prescribed limits of current error and phase displacement are valid for any given position of an external conductor spaced at a distance in air not less than that required for insulation in air at the highest voltage for equipment (U_m).

Special conditions of application, including lower ranges of operation voltages associated with high current values, should be a matter of separate agreement between manufacturer and purchaser.

For multi-ratio transformers with tappings on the secondary winding, the accuracy requirements refer to the highest transformation ratio, unless otherwise specified.

NOTE When the requirements refer to highest transformation ratio, the manufacturer shall give indications about the accuracy class and the rated burden for the other tappings.

Table 11 – Limits of current error and phase displacement for measuring current transformers (classes from 0.1 to 1)

Accuracy class	± Percentage current (ratio) error at percentage of rated current shown below				± Phase displacement at percentage of rated current shown below							
					Minutes				Centiradians			
	5	20	100	120	5	20	100	120	5	20	100	120
0.1	0,4	0,2	0,1	0,1	15	8	5	5	0,45	0,24	0,15	0,15
0.2	0,75	0,35	0,2	0,2	30	15	10	10	0,9	0,45	0,3	0,3
0.5	1,5	0,75	0,5	0,5	90	45	30	30	2,7	1,35	0,9	0,9
1.0	3,0	1,5	1,0	1,0	180	90	60	60	5,4	2,7	1,8	1,8

Table 12 – Limits of current error and phase displacement for measuring current transformers for special application

Accuracy class	± Percentage current (ratio) error at percentage of rated current shown below					± Phase displacement at percentage of rated current shown below									
						Minutes					Centiradians				
	1	5	20	100	120	1	5	20	100	120	1	5	20	100	120
0.2 S	0,75	0,35	0,2	0,2	0,2	30	15	10	10	10	0,9	0,45	0,3	0,3	0,3
0.5 S	1,5	0,75	0,5	0,5	0,5	90	45	30	30	30	2,7	1,35	0,9	0,9	0,9

Table 13 – Limits of current error for measuring current transformers (classes 3 and 5)

Class	± Percentage current (ratio) error at percentage of rated current shown below	
	50	120
3	3	3
5	5	5

Limits of phase displacement are not specified for class 3 and class 5.

INTEGRATED MANAGEMENT SYSTEM
اعتبار دارد
VALID

محدوده درصد خطای مبدل ولتاژ خازنی مبتنی بر استاندارد IEC60044-5

14.3 Standard accuracy classes

The standard accuracy classes for single-phase metering capacitor voltage transformers are:

0,2 – 0,5 – 1,0 – 3,0

14.4 Limits of voltage error and phase displacement

The voltage error and phase displacement shall not exceed the values given in Table 16 (see also Figure 16) for the appropriate accuracy class at any value of temperature and frequency within the reference ranges and with burdens from 0 % to 100 % of rated value for rated burden range I or with burdens from 25 % to 100 % of rated value for rated burden range II.

Table 16 – Limits of voltage error and phase displacement for measuring capacitor voltage transformers

Accuracy class	Percentage voltage (ratio) error ε_u ±	Phase displacement φ_u ±	
		Minutes	Centiradians
0,2	0,2	10	0,3
0,5	0,5	20	0,6
1,0	1,0	40	1,2
3,0	3,0	Not specified	Not specified

NOTE 1 The input burden (input impedance) of a compensated bridge is very low (≈ 0) (very high).

NOTE 2 The power factor of the rated burden must be in accordance with 9.8.2.

NOTE 3 For CVT's having two or more secondary windings (see 9.8): if one of the windings is loaded only occasionally for short periods or only used as a residual voltage winding, its effect upon other windings may be neglected.

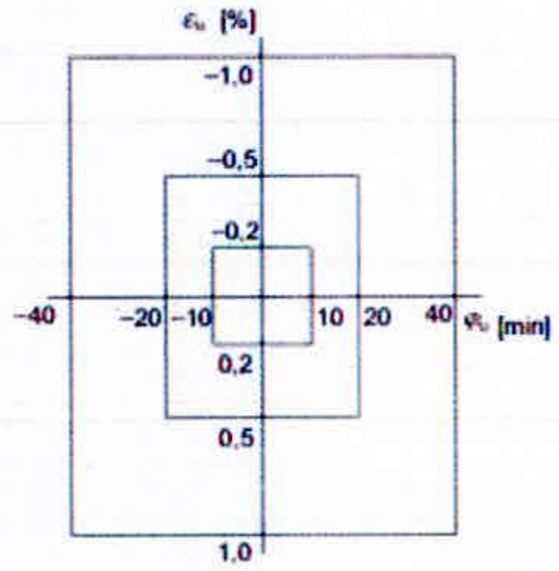


Figure 16 – Error diagram of a capacitor voltage transformer for accuracy classes 0,2, 0,5 and 1,0

INTEGRATED MANAGEMENT SYSTEM
اعتبار دارد
VALID

محدوده درصد خطای مبدل ولتاژ القایی مبتنی بر استاندارد IEC60044-2

Table 11 – Limits of voltage error and phase displacement measuring voltage transformers

Class	Percentage voltage (ratio) error ±	Phase displacement ±	
		Minutes	Centiradians
0,1	0,1	5	0,15
0,2	0,2	10	0,3
0,5	0,5	20	0,6
1,0	1,0	40	1,2
3,0	3,0	Not specified	Not specified

NOTE When ordering transformers having two separate secondary windings, because of their interdependence, the user should specify two output ranges, one for each winding, the upper limit of each output range corresponding to a standard rated output value. Each winding should fulfil its respective accuracy requirements within its output range, whilst at the same time the other winding has an output of any value from zero up to 100 % of the upper limit of the output range specified for the other winding. In proving compliance with this requirement, it is sufficient to test at extreme values only. If no specification of output ranges is supplied, these ranges are deemed to be from 25 % to 100 % of the rated output for each winding.

If one of the windings is loaded only occasionally for short periods or only used as a residual voltage winding, its effect upon other windings may be neglected.

محدوده مجاز هارمونیکی

ماکزیمم اعوجاج جریان مجاز هر مشترک به درصد نسبت به ماکزیمم جریان مصرف یا دیماند بدون هارمونیک مشترک										
بزرگی مشترک یا درصد ماکزیمم جریان مصرفی (دیماند) بدون هارمونیک به جریان اتصال کوتاه محل تغذیه(R)	اعوجاج تکی جریان هر هارمونیک مرتبه n									اعوجاج کلی جریان
	$n\leq11$		$11\leq n\leq17$		$17\leq n\leq23$		$23\leq n\leq35$		$n\geq35$	
	فرد	زوج	فرد	زوج	فرد	زوج	فرد	زوج	فرد	زوج
R>5	۴	۱/۰	۳/۰	۰/۵	۱/۵	۰/۴	۰/۶	۰/۱	۰/۳	۰/۱	۵
2<R≤5	۷	۱/۷	۳/۵	۰/۹	۲/۵	۰/۶	۱/۰	۰/۳	۰/۵	۰/۱	۸
1<R≤2	۱۰	۲/۵	۴/۵	۱/۱	۴/۰	۱/۰	۱/۵	۰/۴	۰/۷	۰/۲	۱۲
0.1<R≤1	۱۲	۳/۰	۵/۵	۱/۴	۵/۰	۱/۲	۲/۰	۰/۵	۱/۰	۰/۲	۱۵
R≤0.1	۱۵	۳/۸	۷/۰	۱/۷	۶/۰	۱/۵	۲/۵	۰/۶	۱/۴	۰/۳	۲۰

جدول ۱ : حدود مجاز اعوجاج جریان برای مشترکین در شبکه‌های توزیع ۳۸۰ ولت و ۲۰ کیلوولت

ماکزیمم اعوجاج جریان مجاز هر مشترک به درصد نسبت به ماکزیمم جریان مصرف یا دیماند بدون هارمونیک مشترک					
	اعوجاج تکی جریان هر هارمونیک مرتبه **n**				
	$n\leq11$	$11\leq n\leq17$	$17\leq n\leq23$	$23\leq n\leq35$	$n\geq35$

بزرگی مشترک یا درصد ماکزیمم جریان مصرفی (دیماند) بدون هارمونیک به جریان اتصال کوتاه محل تغذیه(**R**)	فرد	زوج	فرد	زوج	فرد	زوج	فرد	زوج	فرد	زوج	فرد	زوج	اعوجاج کلی جریان
R>5	۲/۰	۰/۵	۱/۰	۰/۲	۰/۷	۰/۲	۰/۳	۰/۱	۰/۱	۰/۰	۲/۵
2<R≤5	۳/۵	۰/۹	۱/۷	۰/۴	۱/۲	۰/۳	۰/۵	۰/۱	۰/۲	۰/۰	۴
1<R≤2	۵/۰	۱/۲	۲/۲	۰/۶	۲/۰	۰/۵	۰/۷	۰/۲	۰/۳	۰/۱	۶/۰
0.1<R≤1	۶/۰	۱/۵	۲/۷	۰/۷	۲/۵	۰/۶	۱/۰	۰/۲	۰/۵	۰/۱	۷/۵
R≤0.1	۷/۵	۱/۹	۳/۵	۰/۹	۳/۰	۰/۷	۱/۲	۰/۳	۰/۷	۰/۲	۱۰/۰

جدول ۲ : حدود مجاز اعوجاج جریان برای مشترکین فوق توزیع ۶۳ کیلوولت و ۱۳۲ کیلوولت

ماکزیمم اعوجاج جریان مجاز هر مشترک به درصد نسبت به ماکزیمم جریان مصرف یا دیماند بدون هارمونیک مشترک											
بزرگی مشترک یا درصد ماکزیمم جریان مصرفی (دیماند) بدون هارمونیک به جریان اتصال کوتاه محل تغذیه(**R**)	اعوجاج تکی جریان هر هارمونیک مرتبه **n**										اعوجاج کلی جریان
	n≤11		*11≤n≤17*		*17≤n≤23*		*23≤n≤35*		*n≥35*		
	فرد	زوج	فرد	زوج	فرد	زوج	فرد	زوج	فرد	زوج	
R>2	۲/۰	۰/۵	۱/۰	۰/۲	۰/۷	۰/۲	۰/۳	۰/۱	۰/۱	۰/۰۴	۲/۵
R<2	۳/۰	۰/۷	۱/۵	۰/۴	۱/۱	۰/۳	۰/۴	۰/۱	۰/۲	۰/۰۵	۴/۰

جدول ۳ : حدود مجاز اعوجاج جریان برای شبکه‌های انتقال فشارقوی ۲۳۰ ولت و ۴۰۰ کیلوولت

اعوجاج ولتاژ بیشینه مجاز در شینه‌های با ولتاژهای مختلف به درصد نسبت به ولتاژ نامی در فرکانس ۵۰ هرتز			
ولتاژ شینه	اعوجاج تکی ولتاژ هارمونیک		اعوجاج کلی ولتاژ
	فرد	زوج	
۳۸۰ ولت و ۲۰ کیلوولت	۳/۰	۱/۵	۵/۰
۶۳ ولت و ۱۳۲ کیلوولت	۱/۵	۰/۷	۲/۵
۲۳۰ ولت و۴۰۰ کیلوولت	۱/۰	۰/۵	۱/۵

جدول ۴ : حدود مجاز اعوجاج ولتاژ در شبکه

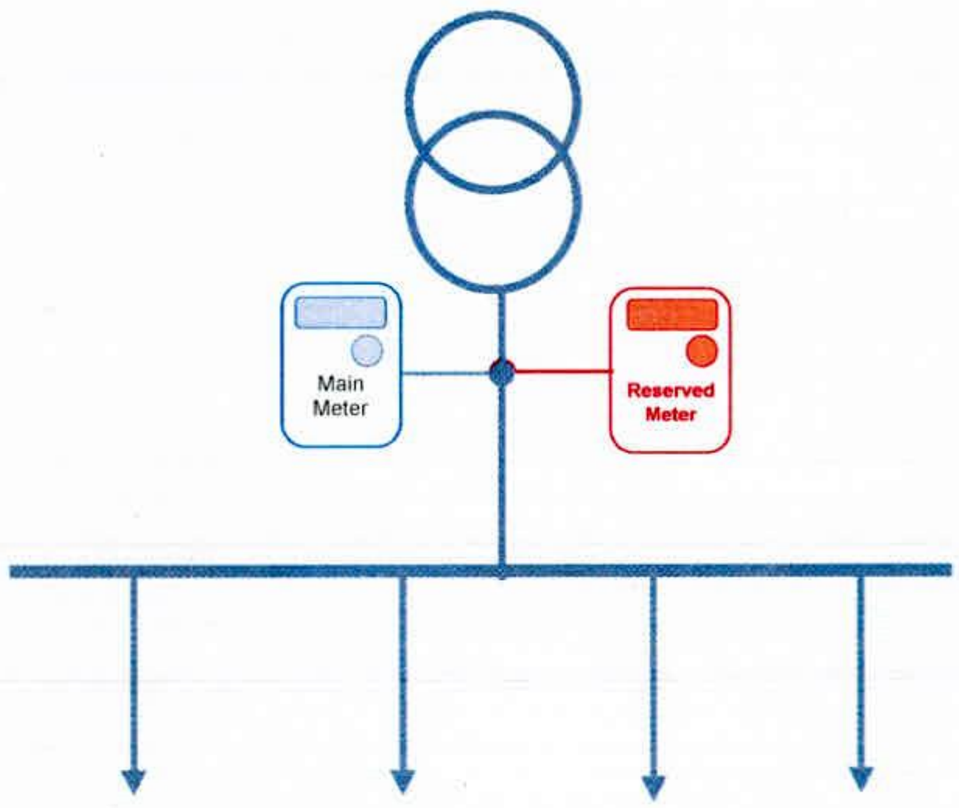
• مقدمه

احتمال بروز خطای اساسی تجهیز سنجش انرژی بعنوان دستگاهی با فن‌آوری الکترونیک دیجیتال ممکن است موجب از دست رفتن اطلاعات انرژی تبادلی و درنتیجه متضرر شدن ذینفع سنجش انرژی در صورت‌حساب صادره باشد. بنابراین طرح آرایش نصب تجهیزات سنجش انرژی در مبادی سنجش شبکه انتقال به نحوی تمهید شده است که هر تجهیز توسط یک یا چند تجهیز دیگر پشتیبانی گردد. از این ساختار برای اطمینان از صحت داده‌های انرژی و همچنین اطمینان از حفظ کلاس دقت تجهیزات سنجش استفاده می‌گردد.

باتوجه به محل نصب کنتور پشیبان در قیاس با کنتور اصلی در ۳ وضعیت میتواند واقع گردد که در ادامه نحوه و روابط مورد استفاده قیاس داده‌های اصلی و پشتیبان تشریح می‌گردد.

• خطای مجاز در کنتورهای پشتیبان نوع ۱

بر اساس نظام‌نامه سنجش و پایش انرژی و دستورالعمل نصب سامانه‌های سنجش، در بعضی از مبادی، دو دستگاه کنتور، یکی به‌عنوان کنتور اصلی و دیگری به‌عنوان کنتور پشتیبان، با شرایطی که در "دستورالعمل نصب" آورده شده است، و به‌صورت موازی نصب می‌گردد. شکل ۱ نمای محل نصب کنتور پشتیبان نوع ۱ نسبت به کنتور اصلی را نشان می‌دهد.



شکل ۱ : کنتور پشتیبان نوع ۱

INTEGRATED MANAGEMENT SYSTEM
اعتبار دارد
VALID

با توجه به‌احتمال وجود خطا در مقادیر ثبت شده هر دو کنتور، می‌بایست مقادیر متناظر ثبت شده از روابط زیر تبعیت نماید. در غیر این صورت می‌توان نتیجه گرفت حداقل یکی از دو سامانه با اشکال مواجه بوده و باید گروه‌های کارشناسی نسبت به عیب‌یابی و رفع اشکال مبادرت نمایند.

$$\%\,\varepsilon_E = \frac{|Value_{real} - Value_{measurment}|}{Value_{real}} * 100 = \frac{|dV|}{V_{real}} * 100$$

خطای اندازه گیری در مقیاس درصد برابر است با تفاضل مقدار واقعی (V_r) از مقدار اندازه گیری شده(V_m) نسبت به مقدار واقعی و مقدار خطای تجهیز سنجش یا کلاس دقت اندازه گیری (ε_E) از رابطه زیر با توجه به کلاس دقت عوامل موثر در سنجش یعنی کلاس دقت CT (ε_c)، کلاس دقت PT (ε_p) و کلاس دقت تجهیز سنجش (ε_m) محاسبه میگردد.

$$\varepsilon_E = \sqrt{{\varepsilon_c}^2 + {\varepsilon_p}^2 + {\varepsilon_m}^2}$$

بر اساس دادههای دو کنتور در هر بازه زمانی و از روابط بالا میتوان نتیجه گرفت مقدار واقعی انرژی (E_R) نسبت به مقادیر ثبت شده توسط دو کنتور (E_{M1} و E_{M2}) در روابط زیر صدق نماید.

$$E_R - dE_1 \leq E_{M1} \leq E_R + dE_1$$

$$E_R - dE_2 \leq E_{M2} \leq E_R + dE_2$$

بنابراین

$$-(dE_1 + dE_2) \leq (E_{M1} - E_{M2}) \leq +(dE_1 + dE_2)$$

$$|E_{M1} - E_{M2}| \leq |dE_1 + dE_2|$$

$$|E_{M1} - E_{M2}| \leq \left|\varepsilon_{E_1} * E_R + \varepsilon_{E_2} * E_R\right|$$

$$|E_{M1} - E_{M2}| \leq \left|\varepsilon_{E_1} + \varepsilon_{E_2}\right| * |E_R|$$

$$\frac{|E_{M1} - E_{M2}|}{|E_R|} \leq \left|\varepsilon_{E_1} + \varepsilon_{E_2}\right|$$

روابط بالا برای سهولت در بیان مفهوم تصدیق به روش محاسباتی آورده شده است، اما در بیان خطا و کلاس دقت در قالب مفاهیم پدیده‌های آماری و عدم قطعیت اندازه‌گیری، که عموماً از الگوی نرمال یا گوسی تبعیت می‌کنند؛ اثبات می‌گردد رابطه شرطی بالا بصورت زیر خواهد بود؛ که از اثبات آن صرف نظر می‌گردد.

$$\frac{|E_{M1} - E_{M2}|}{|E_R|} \leq \sqrt{{\varepsilon_{E_1}}^2 + {\varepsilon_{E_2}}^2}$$

یعنی در مدل پشتیبانی نوع اول دو کنتور؛ درصد تفاضل انرژی دو کنتور نسبت به مقدار واقعی باید از مجذور مربعات درصد خطای نسبی کنتورها کوچکتر باشد.

در عمل بدلیل عدم اطلاع از مقدار واقعی انرژی تبادل شده، با تساهل فرض کنیم مقدار واقعی برابر مقدار کوچکتر بین داده‌های کنتور اصلی و کنتور پشتیبان باشد، لذا شرط صحت داده‌ها و همچنین کالیبره بودن کلاس دقت تجهیز سنجش، به این صورت تعریف می‌گردد که در هر بازه زمانی اختلاف مقادیر دو کنتور بر مقدار کوچکتر، باید از مجموع خطای دو کنتور، کمتر باشد.

INTEGRATED MANAGEMENT SYSTEM اعتبار دارد VALID

$$\frac{|E_{M1} - E_{M2}|}{\min(E_{M1}, E_{M2})} \leq \sqrt{{\varepsilon_{E_1}}^2 + {\varepsilon_{E_2}}^2}$$

به عنوان مثال در جدول زیر دادهای انرژی تبادلی دو کنتور در یک نقطه سنجش به تفکیک ورود و خروج، برای مقادیرانرژی اکتیو و راکتیو که در وضعیت پشتیبان نوع ۱هستند، دیده میشود.کلاس دقت هر دو کنتور برای توان اکتیو استاندارد 0.2S و برای توان راکتیو ۱ است. با فرض تغذیه دو کنتور از core یکسان CT و PT ، خطای اندازه گیری ترانسفورماتورهای ولتاژ و جریان در خطا تاثیر ندارد لذا حداکثر مجاز خطا از مجذور جمع مربعات کلاس دقت دو کنتور محاسبه میگردد که برای انرژی اکتیو 0.28 و برای انرژی راکتیو مقدار 1.41 خواهد بود. مشاهده می‌گردد در همه موارد اطلاعات، بجز در پنج مورد در محدوده مجاز است. البته درصد خطای نسبی انرژی راکتیو در ایام D5، D11، D13، D15 و D26 بدلیل نزدیک به صفر بودن مقادیر انرژی راکتیو ورودی، بیش از محدوده مجاز شده که به همین دلیل قابل صرف نظر کردن بوده و اساساً نباید لحاظ شوند.

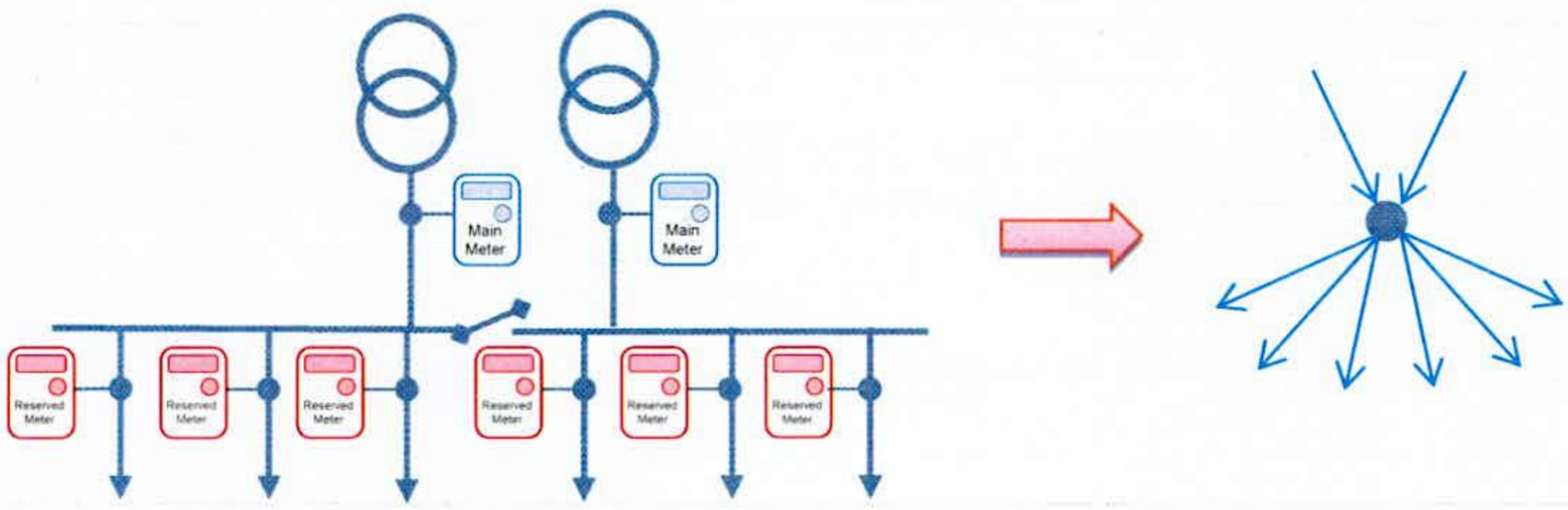
روز	نوع تجهیز	انرژی اکتیو خروجی	انرژی اکتیو ورودی	انرژی راکتیو خروجی	انرژی راکتیو ورودی	خطای انرژی اکتیو ورودی	خطای انرژی راکتیو خروجی	خطای انرژی راکتیو ورودی	خطای انرژی اکتیو ورودی
D1	Main	184.271	1151.405	600.186	3.347	0.005%	0.025%	0.056%	0.388%
	Reserved	184.261	1151.691	599.847	3.36				
D2	Main	232.966	1090.469	518.074	44.656	0.005%	0.025%	0.056%	0.112%
	Reserved	232.977	1090.742	517.784	44.706				
D3	Main	188.633	941.057	448.918	12.35	0.000%	0.026%	0.063%	0.348%
	Reserved	188.633	941.301	448.636	12.393				
D4	Main	227.028	828.092	454.157	1.534	0.005%	0.026%	0.067%	0.130%
	Reserved	227.016	828.306	453.854	1.532				
D5	Main	219.649	820.571	431.315	0.079	0.009%	0.024%	0.070%	2.532%
	Reserved	219.629	820.772	431.012	0.077				
D6	Main	234.153	893.094	425.545	7.146	0.000%	0.023%	0.071%	0.238%
	Reserved	234.152	893.303	425.244	7.163				
D7	Main	132.964	1005.978	411.869	7.748	0.003%	0.023%	0.083%	0.232%
	Reserved	132.96	1006.213	411.528	7.766				
D8	Main	220.848	862.671	373.272	10.484	0.000%	0.024%	0.080%	0.200%
	Reserved	220.847	862.878	372.974	10.505				
D9	Main	230.176	935.513	388.781	44.055	0.007%	0.024%	0.072%	0.116%
	Reserved	230.191	935.737	388.503	44.106				
D10	Main	141.785	995.637	410.435	50.078	0.007%	0.024%	0.069%	0.138%
	Reserved	141.795	995.878	410.151	50.147				
D11	Main	113.063	884.82	403.024	0	0.016%	0.025%	0.082%	#DIV/0!
	Reserved	113.045	885.045	402.692	0				
D12	Main	107.538	1298.519	571.447	3.23	0.007%	0.026%	0.068%	0.155%
	Reserved	107.546	1298.852	571.056	3.235				
D13	Main	155.534	704.583	393.024	0.005	0.003%	0.029%	0.074%	40.000%
	Reserved	155.529	704.786	392.733	0.007				
D14	Main	179.493	752.823	376.253	1.273	0.001%	0.027%	0.080%	0.393%
	Reserved	179.492	753.026	375.951	1.268				
D15	Main	242.257	419.97	291.043	0.015	0.003%	0.031%	0.082%	20.000%
	Reserved	242.249	420.101	290.803	0.012				
D16	Main	221.832	297.892	235.426	3.978	0.006%	0.036%	0.096%	0.050%
	Reserved	221.819	297.998	235.199	3.976				
D17	Main	290.059	210.5	214.882	2.404	0.005%	0.034%	0.096%	0.291%
	Reserved	290.045	210.571	214.676	2.397				
D18	Main	239.486	275.796	221.944	2.315	0.014%	0.029%	0.107%	0.000%
	Reserved	239.453	275.876	221.707	2.315				
D19	Main	246.16	637.336	368.544	0.035	0.005%	0.028%	0.074%	0.000%
	Reserved	246.147	637.514	368.272	0.035				
D20	Main	440.827	489.547	298.053	10.284	0.008%	0.027%	0.072%	0.049%
	Reserved	440.861	489.68	297.838	10.279				
D21	Main	436.248	520.403	305.425	14.797	0.003%	0.029%	0.070%	0.034%
	Reserved	436.259	520.555	305.211	14.792				
D22	Main	619.725	407.88	229.985	61.548	0.008%	0.029%	0.059%	0.045%
	Reserved	619.777	408	229.849	61.576				
D23	Main	452.055	458.319	249.164	63.741	0.009%	0.028%	0.077%	0.027%
	Reserved	452.096	458.447	248.971	63.758				
D24	Main	407.75	538.742	267.622	20.283	0.002%	0.026%	0.086%	0.005%
	Reserved	407.759	538.88	267.393	20.282				
D25	Main	156.323	590.528	347.867	11.95	0.008%	0.025%	0.081%	0.084%
	Reserved	156.31	590.676	347.586	11.96				
D26	Main	226.611	899.321	515.496	0.023	0.002%	0.026%	0.061%	8.696%
	Reserved	226.606	899.555	515.182	0.021				
D27	Main	174.429	958.878	441.342	14.234	0.003%	0.026%	0.068%	0.183%
	Reserved	174.424	959.13	441.043	14.26				
D28	Main	98.596	1019.235	532.471	0.015	0.019%	0.024%	0.068%	0.000%
	Reserved	98.577	1019.482	532.11	0.015				
D29	Main	224.289	918.864	403.37	7.244	0.003%	0.024%	0.079%	0.083%
	Reserved	224.282	919.085	403.053	7.25				
D30	Main	381.37	811.901	378.558	17.338	0.004%	0.025%	0.067%	0.069%
	Reserved	381.387	812.101	378.304	17.35				

جدول ۱: مقایسه مقادیر انرژی روزانه دو کنتور منصوب در یک نقطه سنجش به تفکیک

INTEGRATED MANAGEMENT SYSTEM
اعتبار دارد
VALID

• خطای سنجش در کنتورهای منصوب روی یک باسبار (پشتیبان نوع ۲)

بر اساس نظام‌نامه سنجش و پایش انرژی و دستورالعمل نصب سامانه‌های سنجش، مقرر است کلیه فیدرهای منشعب از هر باسبار مجهز به کنتور باشد (شکل2). این ساختار به راهبر سنجش اجازه می‌دهد ضمن کنترل صحت اطلاعات، نسبت به سلامت تجهیز سنجش نظارت مستمر داشته و در شرایط بروز اختلال بتواند اطلاعات از دست رفته را با بهترین تقریب ممکن محاسبه و جایگزین نماید.



شکل 2 : نصب کنتور روی فیدرهای منشعب از هر باسبار

چنانچه در شکل2 نیز نمایش داده شده است می‌توان باسبار[1] و فیدرهای متصل به باسبار را با یک گره و شاخه‌های متصل به گره، مدل کرد. در شرایط ایده آل جمع جبری انرژی وارد و خارج شده به گره الکتریکی باید صفر باشد. اما هم‌مانند روابط بخش قبل با توجه به بروز خطای اندازه گیری، می‌توان چنین استنتاج کرد:

$$\frac{\left|\sum_{n=1}^{N}\left(E_{Import_n}-E_{Export_n}\right)\right|}{\sum_{n=1}^{N}\left(E_{Import_n}\right)} \leq \sqrt{\sum_{n=1}^{N}(\varepsilon_n)^2}$$

به بیان دیگر، درصد جمع جبری مقادیر انرژی ورودی به خروجی کنتورها روی هر باسبار نسبت به انرژی ورودی با توجه به جهت تبادل انرژی، باید کمتر از ریشه مجموع مربعات کلاس دقت تجهیزات سنجش مورد استفاده در هر باسبار باشد.

در ادامه به عنوان مثال SLD و دادهای انرژی تبادلی در یک پست انتقال آورده شده است که کنتورها در وضعیت پشتیبان نوع دوم هستند.کلاس دقت کنتورهای منصوب روی ترانسفورماتورها توان اکتیو استاندارد 0.2S و کنتورهای روی فیدرها 0.5 می‌باشد. چنانچه از SLD مشاهده میشود چون باسبار ها مجهز به PT نیستند لذا کنتورهای هر باس از PT core ترانسفورماتور تغذیه می‌گردند که در بهترین حالت، کلاس دقت 0.5 دارند. همچنین در بهترین حالت کلاس دقت CT ترانسفورماتورها 0.5 و CT فیدرها 1 می‌باشد. در این شرایط کلاس دقت اندازه گیری هر تجهیز و خطای مجاز سنجش برای سه باسبار مطابق جدول ۲ : درصد مجاز خطا سنجش برای انرژی اکتیو محاسبه می‌گردد.

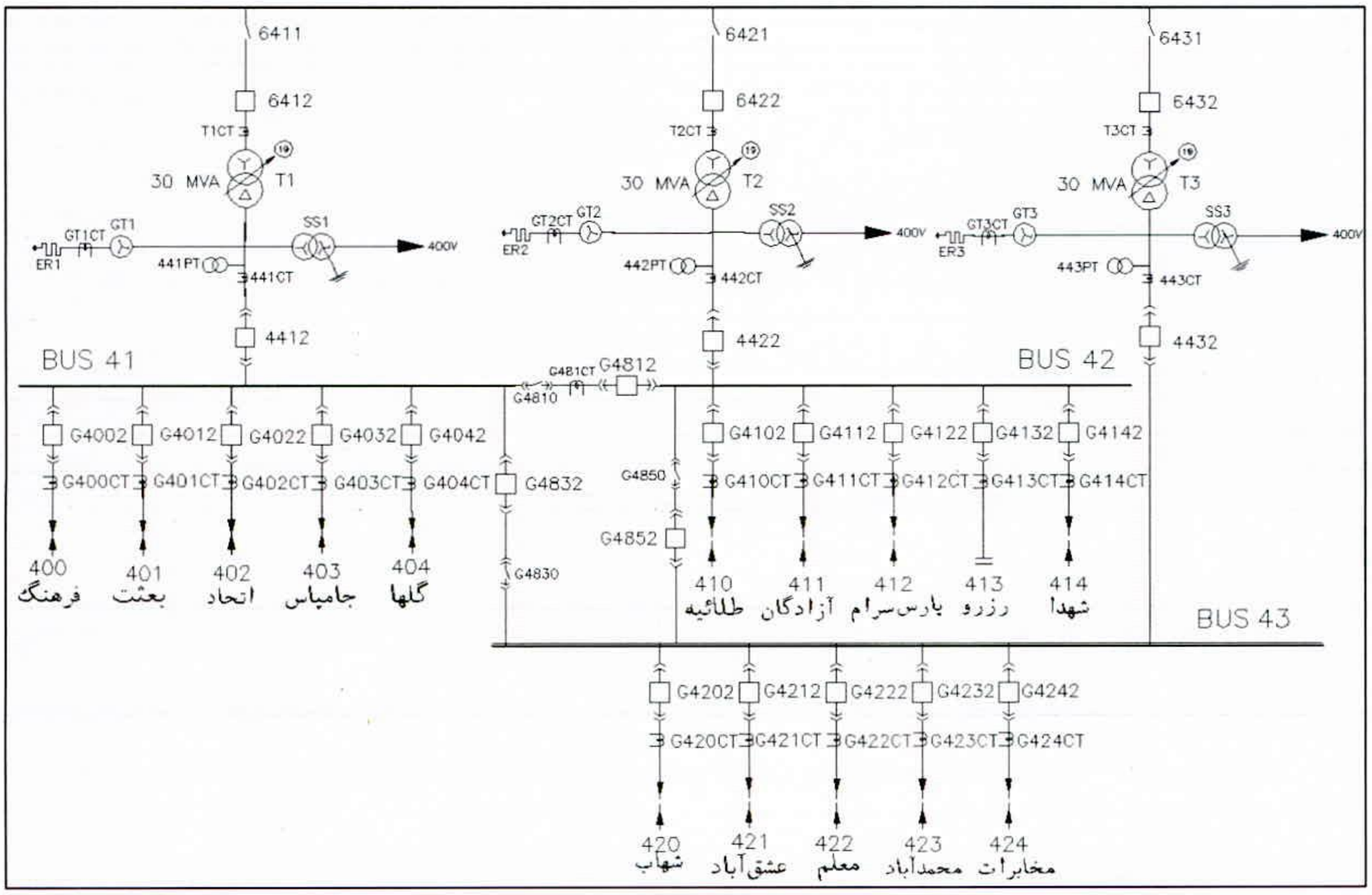
در نهایت چنانچه از محاسبات نشان داده شده در جدول ۳ **Error! Reference source not found.Error! Reference source not found.** قابل رویت است در همه موارد خطای سنجش انرژی اکتیو در محدوده مجاز است.

INTEGRATED MANAGEMENT SYSTEM
VALID اعتبار دارد

[1] Busbar

درصد مجاز خطا سنجش برای انرژی اکتیو کل	خطای نسبی معادل سامانه سنجش	کلاس دقت		
		Meter	CT	PT
4.9112	0.7348	0.2S	0.5	0.5
	1.2247	0.5	1	0.5

جدول ۲ : درصد مجاز خطا سنجش برای انرژی اکتیو



شکل ۳ : SLD پست

روز	محل نصب	نام باس	انرژی اکتیو	انرژی راکتیو	خطا اکتیو باس	خطای اکتیو باس ۴۲و۴۳	خطای اکتیو هر سه باس
D1	T1	BUS41	254254.2	4906.41	0.10%	-	0.30%
D1	اتحاد	BUS41	37842	-2285			
D1	جامپاس	BUS41	40881	6954			
D1	فرهنگ	BUS41	115772	21364			
D1	گلها	BUS41	40483	11860			
D1	میهن نور(بعثت)	BUS41	19015	11370			
D1	T2	BUS42	251515.66	45098.03	38.03%	0.40%	
D1	آزادگان	BUS42	7604	1946			
D1	پارس سرام	BUS42	39988	9888			
D1	رزرو	BUS42	-815	-233896			
D1	شهدا	BUS42	49154	14674			
D1	عقیق(طلائیه سابق)	BUS42	59929	5839			
D1	T3	BUS43	242716.08	-41988.7	38.59%		
D1	شهاب	BUS43	71115	20128			

INTEGRATED MANAGEMENT SYSTEM VALID اعتبار دارد

			30454	81885	BUS43	عشق اباد	D1
			24744	72829	BUS43	محمد آباد	D1
			11976	71761	BUS43	مخابرات	D1
			-1353	38789	BUS43	معلم	D1
0.23%	-	0.10%	35488.54	264252.16	BUS41	T1	D2
			-2454	37807	BUS41	اتحاد	D2
			6589	40488	BUS41	جامپاس	D2
			20456	114578	BUS41	فرهنگ	D2
			11746	42509	BUS41	گلها	D2
			17529	28600	BUS41	میهن نور(بعثت)	D2
	0.30%	39.00%	31920.86	254719.66	BUS42	T2	D2
			1871	7565	BUS42	آزادگان	D2
			9401	39624	BUS42	پارس سرام	D2
			-233137	-913	BUS42	رزرو	D2
			14226	48841	BUS42	شهدا	D2
			5426	60260	BUS42	عقیق(طلائیه سابق)	D2
		39.37%	-25362.73	248474.73	BUS43	T3	D2
			21414	74914	BUS43	شهاب	D2
			33488	85655	BUS43	عشق اباد	D2
			25470	75373	BUS43	محمد آباد	D2
			11226	71674	BUS43	مخابرات	D2
			-1662	38672	BUS43	معلم	D2
0.10%	-	0.11%	11954.83	261733.78	BUS41	T1	D3
			-2438	38088	BUS41	اتحاد	D3
			6551	41246	BUS41	جامپاس	D3
			20985	117760	BUS41	فرهنگ	D3
			11142	43020	BUS41	گلها	D3
			12375	21335	BUS41	میهن نور(بعثت)	D3
	0.21%	38.40%	27608.88	255295.16	BUS42	T2	D3
			1820	7644	BUS42	آزادگان	D3
			9167	40029	BUS42	پارس سرام	D3
			-229252	-728	BUS42	رزرو	D3
			13860	49336	BUS42	شهدا	D3
			5083	60973	BUS42	عقیق(طلائیه سابق)	D3
		39.80%	-24963.13	249046.79	BUS43	T3	D3
			19800	74618	BUS43	شهاب	D3
			31324	86155	BUS43	عشق اباد	D3
			25260	76842	BUS43	محمد آباد	D3
			11018	71717	BUS43	مخابرات	D3
			-1818	38840	BUS43	معلم	D3
0.39%	-	0.11%	24755.78	245124.25	BUS41	T1	D4
			-2320	37421	BUS41	اتحاد	D4
			6772	40916	BUS41	جامپاس	D4
			20820	116390	BUS41	فرهنگ	D4
			11256	39803	BUS41	گلها	D4
			4389	10318	BUS41	میهن نور(بعثت)	D4
	0.53%	38.16%	50194.59	253836.11	BUS42	T2	D4
			1891	7475	BUS42	آزادگان	D4
			9843	39947	BUS42	پارس سرام	D4
			-231668	-255	BUS42	رزرو	D4
			14807	49466	BUS42	شهدا	D4
			6015	60349	BUS42	عقیق(طلائیه سابق)	D4

INTEGRATED MANAGEMENT SYSTEM
اعتبار دارد
VALID

		38.58%	-47361.86	244215.71	BUS43	T3	D4
			19331	70336	BUS43	شهاب	D4
			30892	84207	BUS43	عشق اباد	D4
			24218	73674	BUS43	محمد آباد	D4
			12182	71527	BUS43	مخابرات	D4
			-1068	38689	BUS43	معلم	D4
0.18%	-	0.18%	30724.49	221548.24	BUS41	T1	D5
			-3487	36377	BUS41	اتحاد	D5
			5286	38622	BUS41	جامپاس	D5
			15601	104324	BUS41	فرهنگ	D5
			10178	36601	BUS41	گلها	D5
			1956	5221	BUS41	میهن نور(بعثت)	D5
	0.18%	30.46%	41616.96	224887.76	BUS42	T2	D5
			1736	7379	BUS42	آزادگان	D5
			8501	39573	BUS42	پارس سرام	D5
			-176918	-311	BUS42	رزرو	D5
			13388	49263	BUS42	شهدا	D5
			4723	60477	BUS42	عقیق(طلائیه سابق)	D5
		31.48%	-54163.52	215030.59	BUS43	T3	D5
			10766	54666	BUS43	شهاب	D5
			16893	63237	BUS43	عشق اباد	D5
			11237	57763	BUS43	محمد آباد	D5
			10106	69477	BUS43	مخابرات	D5
			-2255	37586	BUS43	معلم	D5
0.38%	-	0.10%	15079.04	262818.33	BUS41	T1	D6
			-2823	38115	BUS41	اتحاد	D6
			6089	41219	BUS41	جامپاس	D6
			20354	115495	BUS41	فرهنگ	D6
			10771	43822	BUS41	گلها	D6
			13810	23896	BUS41	میهن نور(بعثت)	D6
	0.53%	38.82%	65771.86	256547.34	BUS42	T2	D6
			2023	7908	BUS42	آزادگان	D6
			8834	39583	BUS42	پارس سرام	D6
			-233504	-1016	BUS42	رزرو	D6
			13790	49367	BUS42	شهدا	D6
			4846	61109	BUS42	عقیق(طلائیه سابق)	D6
		39.90%	-69246.59	242991.43	BUS43	T3	D6
			18986	72540	BUS43	شهاب	D6
			29924	82887	BUS43	عشق اباد	D6
			23212	73980	BUS43	محمد آباد	D6
			11124	72484	BUS43	مخابرات	D6
			-2155	38042	BUS43	معلم	D6
0.17%	-	0.13%	16394.11	261586.26	BUS41	T1	D7
			-2550	37894	BUS41	اتحاد	D7
			6382	40989	BUS41	جامپاس	D7
			20352	113955	BUS41	فرهنگ	D7
			12223	45466	BUS41	گلها	D7
			11807	22941	BUS41	میهن نور(بعثت)	D7
	0.19%	39.85%	92106.47	264905.13	BUS42	T2	D7
			2234	9238	BUS42	آزادگان	D7
			9166	39850	BUS42	پارس سرام	D7
			-233796	-600	BUS42	رزرو	D7

INTEGRATED MANAGEMENT SYSTEM
اعتبار دارد
VALID

			14006	49214	BUS42	شهدا	D7
			5295	61630	BUS42	عقیق(طلائیه سابق)	D7
		42.19%	-87861.36	247977.56	BUS43	T3	D7
			21424	76681	BUS43	شهاب	D7
			32799	88805	BUS43	عشق اباد	D7
			25634	76729	BUS43	محمد آباد	D7
			11039	72175	BUS43	مخابرات	D7
			-1787	38197	BUS43	معلم	D7
0.02%	-	0.68%	47718.02	219020.86	BUS41	T1	D8
			-2596	37995	BUS41	اتحاد	D8
			6383	40890	BUS41	جامپاس	D8
			8927	58856	BUS41	فرهنگ	D8
			11860	45792	BUS41	گلها	D8
			21286	33998	BUS41	میهن نور(بعثت)	D8
	0.23%	26.42%	82308.22	292811.58	BUS42	T2	D8
			13776	63119	BUS42	آزادگان	D8
			9666	39381	BUS42	پارس سرام	D8
			-232798	2684	BUS42	رزرو	D8
			14828	49103	BUS42	شهدا	D8
			6188	61170	BUS42	عقیق(طلائیه سابق)	D8
		28.47%	-65795.63	276231.83	BUS43	T3	D8
			21648	75853	BUS43	شهاب	D8
			35750	91662	BUS43	عشق اباد	D8
			26361	76415	BUS43	محمد آباد	D8
			12546	72661	BUS43	مخابرات	D8
			-1243	38292	BUS43	معلم	D8
0.43%	-	0.62%	30067.06	225230.2	BUS41	T1	D9
			-2323	38619	BUS41	اتحاد	D9
			6653	41182	BUS41	جامپاس	D9
			9062	58811	BUS41	فرهنگ	D9
			12347	46299	BUS41	گلها	D9
			24502	38933	BUS41	میهن نور(بعثت)	D9
	0.36%	26.30%	79920.31	294531.67	BUS42	T2	D9
			14857	64195	BUS42	آزادگان	D9
			10202	39944	BUS42	پارس سرام	D9
			-235798	2292	BUS42	رزرو	D9
			15388	49125	BUS42	شهدا	D9
			6660	61527	BUS42	عقیق(طلائیه سابق)	D9
		26.92%	-68181.54	279967.45	BUS43	T3	D9
			22658	75062	BUS43	شهاب	D9
			37032	90069	BUS43	عشق اباد	D9
			27228	76327	BUS43	محمد آباد	D9
			14252	75446	BUS43	مخابرات	D9
			-1020	38421	BUS43	معلم	D9
0.63%	-	54.59%	17272.39	141645.07	BUS41	T1	D10
			-2311	38278	BUS41	اتحاد	D10
			6348	41059	BUS41	جامپاس	D10
			8910	58600	BUS41	فرهنگ	D10
			12241	47048	BUS41	گلها	D10
			20575	33985	BUS41	میهن نور(بعثت)	D10
	12.63%	35.51%	70402.91	335712	BUS42	T2	D10
			14350	64433	BUS42	آزادگان	D10

INTEGRATED MANAGEMENT SYSTEM
اعتبار دارد
VALID

D10	پارس سرام	BUS42	39778	9638			
D10	رزرو	BUS42	1424	-232712			
D10	شهدا	BUS42	49771	15606			
D10	عقیق(طلائیه سابق)	BUS42	61092	6031			
D10	T3	BUS43	316175.45	-92219.2	11.67%		
D10	شهاب	BUS43	74891	21585			
D10	عشق اباد	BUS43	88537	35557			
D10	محمد آباد	BUS43	78886	28537			
D10	مخابرات	BUS43	72231	11994			
D10	معلم	BUS43	38529	-1266			

جدول ۳ : خطای سنجش انرژی در باسبار

شایان ذکر است درصد تفاضل انرژی راکتیو ورودی به خروجی نسبت به انرژی راکتیو ورودی مقدار بسیار زیادی دارد که شاید بدلیل انرژی راکتیو تبادل شده روی فیدر رزرو باشد که احتمالاً به بانک خازنی متصل شده است و کنتور این فیدر خطا یا اشکال دارد و باید کنترل گردد.

- **خطای سنجش در کنتورهای منصوب در طرفین تجهیزات شبکه انتقال (پشتیبان نوع ۳)**

در موقعیتی که تجهیزات سنجش در طرفین خطوط انتقال و ترانسفورماتورهای شبکه نصب شده باشد، رابطه انرژی اندازه گیری شده، متناسب با مشخصه مدار معادل تجهیز شبکه خواهد بود ولذا نمیتوان رابطه مشخصی ارائه داد. این آرایش در مواقعی که دادهای سنجش در یک سمت تجهیز شبکه انتقال محل ابهام باشد، با نظر کارشناس خبره مبتنی بر مطالعه سوابق گذشته انرژی میتواند مورد استفاده باشد.

INTEGRATED MANAGEMENT SYSTEM
اعتبار دارد
VALID

وزارت نیرو شرکت مدیریت شبکه برق ایران IGMC	**فرم گواهی آزمون کالیبراسیون ایستگاه**	کد سند: IGMC-CTS-IN-006-FR-003 شماره بازنگری: ۰۰ تاریخ بازنگری: -- شماره صفحه: 1از1

ردیف	سریال کنتور	محل نصب	تاریخ ساخت / کلاس دقت	آزمون سازنده														توضیحات
۱																		
۲																		
۳																		
۴																		
۵																		
۶																		
۷																		
۸																		
۹																		
۱۰																		
۱۱																		
۱۲																		
۱۳																		
۱۴																		

INTEGRATED MANAGEMENT SYSTEM
اعتبار دارد
VALID

توضیحات :

نام و امضاء مسئول آزمون :