



INFORME PRELIMINAR DE HOMOLOGACIÓN INICIAL

Verificación de Requerimientos para Homologación Inicial del SMMC de Enel Distribución

**PREPARADO PARA**:

Logo

Description automatically generated

**15 de octubre, 2021**

[PAGINA EN BLANCO INTENCIONALMENTE]

**CONTENIDO DE INFORME**

[1 RESUMEN EJECUTIVO 14](#_Toc85216301)

[2 OBJETIVO 15](#_Toc85216302)

[3 INTRODUCCIÓN 16](#_Toc85216303)

[3.1 Proceso de Homologación Inicial y Auditorías 16](#_Toc85216304)

[3.2 Estructura del Informe de Homologación Inicial 17](#_Toc85216305)

[3.3 Metodología de verificación de requerimientos 19](#_Toc85216306)

[3.3.1 Ejemplo de Auditoría 19](#_Toc85216307)

[3.3.2 Diferenciación de Planes de implementación y mejora 20](#_Toc85216308)

[3.4 SMMC Enel 22](#_Toc85216309)

[3.4.1 Plan de implementación Enel 22](#_Toc85216310)

[3.4.2 Solución Medidor Enel 23](#_Toc85216311)

[3.4.3 Solución Punto a Punto 24](#_Toc85216312)

[3.4.4 Arquitectura sistémica considerada por inodú 27](#_Toc85216313)

[4 Verificación de requerimientos de las Unidades de Medida 29](#_Toc85216314)

[4.1 Requerimiento AT0019 29](#_Toc85216315)

[4.2 Requerimiento AT0020 30](#_Toc85216316)

[4.3 Requerimiento AT0021 33](#_Toc85216317)

[4.4 Requerimiento AT0022 34](#_Toc85216318)

[4.5 Requerimiento AT0023 38](#_Toc85216319)

[4.6 Requerimiento AT0024 39](#_Toc85216320)

[4.7 Requerimiento AT0025 41](#_Toc85216321)

[4.8 Requerimiento AT0050 42](#_Toc85216322)

[4.9 Requerimiento AT0051 43](#_Toc85216323)

[4.10 Requerimientos AT0067; AT0068; AT0069; AT0070; AT0071; AT0072; AT0073; AT0074. 47](#_Toc85216324)

[4.11 Requerimiento AT0075 49](#_Toc85216325)

[4.12 Requerimiento AT0076 51](#_Toc85216326)

[4.13 Requerimiento AT0077 53](#_Toc85216327)

[4.14 Requerimiento AT0078 55](#_Toc85216328)

[4.15 Requerimiento AT0079 57](#_Toc85216329)

[4.16 Requerimiento AT0080 59](#_Toc85216330)

[4.17 Requerimientos AT0081; AT0082 61](#_Toc85216331)

[4.18 Requerimiento AT0083 63](#_Toc85216332)

[4.19 Requerimiento AT0084 65](#_Toc85216333)

[4.20 Requerimientos AT0085; AT0098 67](#_Toc85216334)

[4.21 Requerimientos AT0086; AT0090; AT0094; AT0099; AT0103; AT0107; AT0111; AT0115 68](#_Toc85216335)

[4.22 Requerimientos AT0087; AT0091; AT0095; AT0100; AT0104; AT0108; AT0112; AT0116 70](#_Toc85216336)

[4.23 Requerimientos AT0088; AT0092; AT0096; AT0101; AT0105; AT0109; AT0113; AT0117 73](#_Toc85216337)

[4.24 Requerimientos AT0089; AT0093; AT0097; AT0102; AT0106; AT0110; AT0114; AT0118 75](#_Toc85216338)

[4.25 Requerimiento AT0119 78](#_Toc85216339)

[4.26 Requerimiento AT0120 79](#_Toc85216340)

[4.27 Requerimiento AT0121 81](#_Toc85216341)

[4.28 Requerimiento AT0122 82](#_Toc85216342)

[4.29 Requerimiento AT0123 84](#_Toc85216343)

[4.30 Requerimiento AT0124 85](#_Toc85216344)

[4.31 Requerimiento AT0125 86](#_Toc85216345)

[4.32 Requerimiento AT0126 88](#_Toc85216346)

[4.33 Requerimiento AT0127 89](#_Toc85216347)

[4.34 Requerimiento AT0128 91](#_Toc85216348)

[4.35 Requerimiento AT0131 93](#_Toc85216349)

[4.36 Requerimiento AT0132 94](#_Toc85216350)

[4.37 Requerimiento AT0133 96](#_Toc85216351)

[4.38 Requerimiento AT0136 97](#_Toc85216352)

[4.39 Requerimiento AT0137 100](#_Toc85216353)

[4.40 Requerimiento AT0138 101](#_Toc85216354)

[4.41 Requerimiento AT0139 103](#_Toc85216355)

[4.42 Requerimiento AT0140 104](#_Toc85216356)

[4.43 Requerimiento AT0141 106](#_Toc85216357)

[4.44 Requerimientos AT0142; AT0146 107](#_Toc85216358)

[4.45 Requerimiento AT0143 109](#_Toc85216359)

[4.46 Requerimiento AT0144 110](#_Toc85216360)

[4.47 Requerimiento AT0148 113](#_Toc85216361)

[4.48 Requerimiento AT0149 114](#_Toc85216362)

[4.49 Requerimiento AT0150 116](#_Toc85216363)

[4.50 Requerimiento AT0151 117](#_Toc85216364)

[4.51 Requerimiento AT0152 119](#_Toc85216365)

[4.52 Requerimiento AT0153 120](#_Toc85216366)

[4.53 Requerimiento AT0154 122](#_Toc85216367)

[4.54 Requerimiento AT0155 124](#_Toc85216368)

[4.55 Requerimiento AT0168 126](#_Toc85216369)

[4.56 Requerimiento AT0169 128](#_Toc85216370)

[4.57 Requerimiento AT0170 130](#_Toc85216371)

[4.58 Requerimiento AT0171 131](#_Toc85216372)

[4.59 Requerimiento AT0172 132](#_Toc85216373)

[4.60 Requerimiento AT0173 133](#_Toc85216374)

[4.61 Requerimiento AT0174 134](#_Toc85216375)

[4.62 Requerimiento AT0175 135](#_Toc85216376)

[4.63 Requerimiento AT0176 136](#_Toc85216377)

[4.64 Requerimiento AT0177 138](#_Toc85216378)

[4.65 Requerimiento AT0178 139](#_Toc85216379)

[4.66 Requerimiento AT0179 140](#_Toc85216380)

[4.67 Requerimiento AT0180 142](#_Toc85216381)

[4.68 Requerimiento AT0181 144](#_Toc85216382)

[4.69 Requerimiento AT0182 145](#_Toc85216383)

[4.70 Requerimiento AT0183 146](#_Toc85216384)

[4.71 Requerimiento AT0184 150](#_Toc85216385)

[4.72 Requerimiento AT0185 152](#_Toc85216386)

[4.73 Requerimiento AT0186 154](#_Toc85216387)

[4.74 Requerimiento AT0187 155](#_Toc85216388)

[4.75 Requerimiento AT0188 157](#_Toc85216389)

[4.76 Requerimiento AT0189 158](#_Toc85216390)

[4.77 Requerimiento AT0190 160](#_Toc85216391)

[4.78 Requerimiento AT0191 162](#_Toc85216392)

[4.79 Requerimiento AT0192 163](#_Toc85216393)

[4.80 Requerimiento AT0193 164](#_Toc85216394)

[4.81 Requerimiento AT0194 166](#_Toc85216395)

[4.82 Requerimiento AT0195 167](#_Toc85216396)

[4.83 Requerimiento AT0196 168](#_Toc85216397)

[4.84 Requerimiento AT0197 170](#_Toc85216398)

[4.85 Requerimiento AT0198 171](#_Toc85216399)

[4.86 Requerimiento AT0199 173](#_Toc85216400)

[4.87 Requerimiento AT0200 174](#_Toc85216401)

[4.88 Requerimiento AT0201 175](#_Toc85216402)

[4.89 Requerimiento AT0202 177](#_Toc85216403)

[4.90 Requerimiento AT0203 178](#_Toc85216404)

[4.91 Requerimiento AT0204 180](#_Toc85216405)

[4.92 Requerimiento AT0287 181](#_Toc85216406)

[5 Verificación de requerimientos de las Unidades Concentradoras 183](#_Toc85216407)

[5.1 Requerimiento AT0026 183](#_Toc85216408)

[5.2 Requerimiento AT0049 187](#_Toc85216409)

[5.3 Requerimiento AT0052 194](#_Toc85216410)

[5.4 Requerimiento AT0053 197](#_Toc85216411)

[5.5 Requerimiento AT0205 202](#_Toc85216412)

[5.6 Requerimiento AT0206 203](#_Toc85216413)

[5.7 Requerimiento AT0207 204](#_Toc85216414)

[5.8 Requerimiento AT0208 206](#_Toc85216415)

[5.9 Requerimiento AT0209 208](#_Toc85216416)

[5.10 Requerimiento AT0210 209](#_Toc85216417)

[5.11 Requerimiento AT0211 210](#_Toc85216418)

[5.12 Requerimiento AT0213 213](#_Toc85216419)

[5.13 Requerimiento AT0214 214](#_Toc85216420)

[6 Verificación de requerimientos SGO 216](#_Toc85216421)

[6.1 Requerimiento AT0027 216](#_Toc85216422)

[6.2 Requerimientos AT0028; AT0029 227](#_Toc85216423)

[6.3 Requerimientos AT0030; AT0031 236](#_Toc85216424)

[6.4 Requerimiento AT0054 240](#_Toc85216425)

[6.5 Requerimiento AT0055 242](#_Toc85216426)

[6.6 Requerimiento AT0056 244](#_Toc85216427)

[6.7 Requerimiento AT0057 245](#_Toc85216428)

[6.8 Requerimientos AT0058; AT0059 246](#_Toc85216429)

[6.9 Requerimientos AT0060; AT0061 247](#_Toc85216430)

[6.10 Requerimiento AT0215; AT0216; AT0217; AT0218 249](#_Toc85216431)

[6.11 Requerimiento AT0219 252](#_Toc85216432)

[6.12 Requerimiento AT0220 253](#_Toc85216433)

[6.13 Requerimiento AT0221 255](#_Toc85216434)

[6.14 Requerimiento AT0222 257](#_Toc85216435)

[6.15 Requerimiento AT0223 259](#_Toc85216436)

[6.16 Requerimiento AT0224 260](#_Toc85216437)

[6.17 Requerimiento AT0225 262](#_Toc85216438)

[6.18 Requerimientos AT0227; AT0228; AT0230 265](#_Toc85216439)

[6.19 Requerimiento AT0229 266](#_Toc85216440)

[6.20 Requerimiento AT0233 267](#_Toc85216441)

[6.21 Requerimiento AT0234 268](#_Toc85216442)

[6.22 Requerimiento AT0240 270](#_Toc85216443)

[6.23 Requerimiento AT0241 271](#_Toc85216444)

[6.24 Requerimiento AT0242 273](#_Toc85216445)

[6.25 Requerimiento AT0243 275](#_Toc85216446)

[6.26 Requerimiento AT0244 276](#_Toc85216447)

[6.27 Requerimiento AT0245 277](#_Toc85216448)

[6.28 Requerimiento AT0246 280](#_Toc85216449)

[6.29 Requerimiento AT0249 282](#_Toc85216450)

[6.30 Requerimiento AT0251 283](#_Toc85216451)

[7 Verificación de requerimientos de Almacén de datos y reportes 284](#_Toc85216452)

[7.1 Requerimiento AT0032 284](#_Toc85216453)

[8 Verificación de requerimientos de Sincronización Horaria 287](#_Toc85216454)

[8.1 Requerimiento AT0065 287](#_Toc85216455)

[8.2 Requerimiento AT0150 291](#_Toc85216456)

[8.3 Requerimiento AT0161 291](#_Toc85216457)

[8.4 Requerimiento AT0162 293](#_Toc85216458)

[8.5 Requerimiento AT0163 296](#_Toc85216459)

[8.6 Requerimiento AT0164 297](#_Toc85216460)

[8.7 Requerimiento AT0165 300](#_Toc85216461)

[8.8 Requerimiento AT0212 301](#_Toc85216462)

[8.9 Requerimiento AT0235 302](#_Toc85216463)

[8.10 Requerimiento AT0236; AT0239 305](#_Toc85216464)

[8.11 Requerimiento AT0237 306](#_Toc85216465)

[8.12 Requerimiento AT0238 307](#_Toc85216466)

[8.13 Requerimiento AT0247 310](#_Toc85216467)

[9 Verificación de requerimientos de Comunicaciones 312](#_Toc85216468)

[9.1 Requerimiento AT0010 312](#_Toc85216469)

[9.2 Requerimientos AT0034; AT0035; AT0036; AT0037; AT0038; AT0039; AT0040; AT0041; AT0042; AT0043; 315](#_Toc85216470)

[9.3 Requerimientos AT0063 320](#_Toc85216471)

[9.4 Requerimientos AT0064 322](#_Toc85216472)

[9.5 Requerimiento AT0134 323](#_Toc85216473)

[9.6 Requerimiento AT0135 325](#_Toc85216474)

[9.7 Requerimiento AT0145 327](#_Toc85216475)

[9.8 Requerimiento AT0255 328](#_Toc85216476)

[9.9 Requerimiento AT0256 329](#_Toc85216477)

[9.10 Requerimiento AT0257 330](#_Toc85216478)

[9.11 Requerimiento AT0258 331](#_Toc85216479)

[9.12 Requerimiento AT0260 332](#_Toc85216480)

[9.13 Requerimiento AT0261 333](#_Toc85216481)

[9.14 Requerimiento AT0262 335](#_Toc85216482)

[9.15 Requerimiento AT0263 336](#_Toc85216483)

[9.16 Requerimientos AT0062 337](#_Toc85216484)

[9.17 Requerimiento AT0264; AT0265; AT0266; AT0267; AT0268 340](#_Toc85216485)

[9.18 Requerimiento AT0269 341](#_Toc85216486)

[9.19 Requerimiento AT0270 342](#_Toc85216487)

[10 Verificación de requerimientos de Seguridad 345](#_Toc85216488)

[10.1 Requerimiento AT0006 345](#_Toc85216489)

[10.2 Requerimiento AT0009 347](#_Toc85216490)

[10.3 Requerimiento AT0017 348](#_Toc85216491)

[10.4 Requerimiento AT0044 350](#_Toc85216492)

[10.5 Requerimiento AT0045 351](#_Toc85216493)

[10.6 Requerimiento AT0046 353](#_Toc85216494)

[10.7 Requerimiento AT0047 356](#_Toc85216495)

[10.8 Requerimiento AT0048 357](#_Toc85216496)

[10.9 Requerimiento AT0226 358](#_Toc85216497)

[10.10 Requerimiento AT0231 359](#_Toc85216498)

[10.11 Requerimiento AT0232 360](#_Toc85216499)

[10.12 Requerimiento AT0250 361](#_Toc85216500)

[10.13 Requerimiento AT0252; AT0253 362](#_Toc85216501)

[10.14 Requerimiento AT0254 364](#_Toc85216502)

[10.15 Requerimiento AT0271 365](#_Toc85216503)

[10.16 Requerimiento AT0272 366](#_Toc85216504)

[10.17 Requerimiento AT0273 368](#_Toc85216505)

[10.18 Requerimiento AT0274 369](#_Toc85216506)

[10.19 Requerimientos AT0275; AT0276; AT0277; AT0278 369](#_Toc85216507)

[10.20 Requerimiento AT0279 372](#_Toc85216508)

[10.21 Requerimiento AT0285 373](#_Toc85216509)

[10.22 Requerimientos AT0286; AT0287; AT0288; AT0289 [Integridad] 374](#_Toc85216510)

[10.23 Requerimiento AT0290; AT0291; AT0292; AT0293; AT0294 [Confidencialidad] 376](#_Toc85216511)

[10.24 Requerimiento AT0295; AT0296; AT0297; AT0298; AT0299; AT0300; AT0301 [Funciones de Seguridad Generales a Elementos del SMMC] 378](#_Toc85216512)

[11 Verificación de otros requerimientos – Acceso a información y servicios 381](#_Toc85216513)

[11.1 Requerimiento AT0012 381](#_Toc85216514)

[11.2 Requerimiento AT0013 382](#_Toc85216515)

[11.3 Requerimiento AT0014; AT0015 383](#_Toc85216516)

[11.4 Requerimiento AT0314; AT0315; AT0316; AT0317; AT0318 384](#_Toc85216517)

[12 Verificación de otros requerimientos – Autenticación 388](#_Toc85216518)

[12.1 Requerimiento AT0166 388](#_Toc85216519)

[12.2 Requerimiento AT0248 390](#_Toc85216520)

[12.3 Requerimiento AT0259 391](#_Toc85216521)

[12.4 Requerimiento AT0280 392](#_Toc85216522)

[12.5 Requerimiento AT0281 392](#_Toc85216523)

[12.6 Requerimiento AT0282 393](#_Toc85216524)

[12.7 Requerimiento AT0283 394](#_Toc85216525)

[12.8 Requerimiento AT0284 395](#_Toc85216526)

[13 Verificación de otros requerimientos – Varios 397](#_Toc85216527)

[13.1 Requerimiento AT0016 397](#_Toc85216528)

[13.2 Requerimiento AT0002 398](#_Toc85216529)

[13.3 Requerimiento AT0004 401](#_Toc85216530)

[13.4 Requerimiento AT0129 402](#_Toc85216531)

[13.5 Requerimiento AT0130 406](#_Toc85216532)

[13.6 Requerimiento AT0147 408](#_Toc85216533)

[13.7 Requerimientos AT0156; AT0157; AT0158; AT0159; AT0160 411](#_Toc85216534)

[13.8 Requerimiento AT0167 414](#_Toc85216535)

[14 Verificación de otros requerimientos sistémicos de los SMMC 417](#_Toc85216536)

[14.1 Requerimiento AT0018 417](#_Toc85216537)

[14.2 Requerimiento AT0001 418](#_Toc85216538)

[14.3 Requerimiento AT0003 419](#_Toc85216539)

[14.4 Requerimiento AT0005 420](#_Toc85216540)

[14.5 Requerimiento AT0007 421](#_Toc85216541)

[14.6 Requerimiento AT0008 422](#_Toc85216542)

[14.7 Requerimiento AT0011; AT0066 425](#_Toc85216543)

[14.8 Requerimiento AT0033 427](#_Toc85216544)

[15 Requerimientos que no aplican al proceso de Homologación Inicial 430](#_Toc85216545)

[15.1 Requerimiento AT0302; AT0303; AT0304; AT0305; AT0306; AT0307; AT0308; AT0309; AT0310; AT0311; AT0312; AT0313 430](#_Toc85216546)

[16 Anexos 433](#_Toc85216547)

[16.1 Antecedentes transversales 433](#_Toc85216548)

[16.1.1 Solución propuesta por Enel 433](#_Toc85216549)

[16.1.1.1 ID INODU-02 433](#_Toc85216550)

[16.1.2 Casos de uso 444](#_Toc85216551)

[16.1.2.1 ID INODU-04 445](#_Toc85216552)

[16.1.2.2 ID INODU-06 446](#_Toc85216553)

[16.1.2.3 ID INODU-08 446](#_Toc85216554)

[16.1.2.4 ID INODU-09 448](#_Toc85216555)

[16.1.2.5 ID INODU-10 448](#_Toc85216556)

[16.1.2.6 ID INODU-12 450](#_Toc85216557)

[16.1.2.7 ID INODU-14 450](#_Toc85216558)

[16.1.2.8 ID INODU-16 454](#_Toc85216559)

[16.1.2.9 ID INODU-17 455](#_Toc85216560)

[16.1.2.10 ID INODU-18 456](#_Toc85216561)

[16.1.3 Antecedentes Varios 456](#_Toc85216562)

[16.1.3.1 ID INODU-118 456](#_Toc85216563)

[16.1.3.2 ID INODU-119 458](#_Toc85216564)

[16.1.3.3 ID INODU-120 458](#_Toc85216565)

[16.1.3.4 ID INODU-121 458](#_Toc85216566)

[16.1.3.5 ID INODU-122 460](#_Toc85216567)

[16.1.3.6 ID INODU-123 461](#_Toc85216568)

[16.1.3.7 ID INODU-124 461](#_Toc85216569)

[16.1.3.8 ID INODU-125 461](#_Toc85216570)

[16.2 Antecedentes relativos a las Unidades de Medida 461](#_Toc85216571)

[16.2.1 EMH 461](#_Toc85216572)

[16.2.1.1 ID INODU-26 461](#_Toc85216573)

[16.2.1.2 ID INODU-39 462](#_Toc85216574)

[16.2.1.3 ID INODU-40 468](#_Toc85216575)

[16.2.2 ION 471](#_Toc85216576)

[16.2.2.1 ID INODU-44 471](#_Toc85216577)

[16.2.2.2 ID INODU-45 472](#_Toc85216578)

[16.2.2.3 ID INODU-50 474](#_Toc85216579)

[16.2.2.4 ID INODU-53 487](#_Toc85216580)

[16.2.2.5 ID INODU-68 488](#_Toc85216581)

[16.2.3 ISKRA 489](#_Toc85216582)

[16.2.3.1 ID INODU-54 489](#_Toc85216583)

[16.2.3.2 ID INODU-55 490](#_Toc85216584)

[16.2.3.3 ID INODU-56 512](#_Toc85216585)

[16.2.4 ITRON 513](#_Toc85216586)

[16.2.4.1 ID INODU-65 513](#_Toc85216587)

[16.2.4.2 ID INODU-66 536](#_Toc85216588)

[16.2.4.3 ID INODU-64 540](#_Toc85216589)

[16.2.5 Enel v.2- NEXY-M 541](#_Toc85216590)

[16.2.5.1 ID INODU-37 541](#_Toc85216591)

[16.2.5.2 ID INODU-35 556](#_Toc85216592)

[16.2.5.3 ID INODU-112 557](#_Toc85216593)

[16.2.6 Transformadores de Medida 558](#_Toc85216594)

[16.2.6.1 ID INODU-70 558](#_Toc85216595)

[16.2.6.2 ID INODU-71 559](#_Toc85216596)

[16.2.6.3 ID INODU-72 560](#_Toc85216597)

[16.2.6.4 ID INODU-73 561](#_Toc85216598)

[16.2.7 Protocolos de certificación SEC 562](#_Toc85216599)

[16.2.7.1 ID INODU-113 562](#_Toc85216600)

[16.2.7.2 ID INODU-114 564](#_Toc85216601)

[16.2.7.3 ID INODU-115 566](#_Toc85216602)

[16.2.7.4 ID INODU-116 568](#_Toc85216603)

[16.2.8 Comunicación con la Autoridad 569](#_Toc85216604)

[16.2.8.1 ID INODU-117 569](#_Toc85216605)

[16.3 Antecedentes relativos a la Unidad Concentradora 570](#_Toc85216606)

[16.3.1 Concentrador 570](#_Toc85216607)

[16.3.1.1 ID INODU-19 570](#_Toc85216608)

[16.3.1.2 ID INODU-20 575](#_Toc85216609)

[16.3.1.3 ID INODU-21 577](#_Toc85216610)

[16.3.1.4 ID INODU-111 581](#_Toc85216611)

[16.3.2 Router 582](#_Toc85216612)

[16.3.2.1 ID INODU-22 582](#_Toc85216613)

[16.3.2.2 ID INODU-23 583](#_Toc85216614)

[16.3.2.3 ID INODU-24 583](#_Toc85216615)

[16.3.2.4 ID INODU-25 586](#_Toc85216616)

[16.4 SGO 587](#_Toc85216617)

[16.4.1 EPlus 587](#_Toc85216618)

[16.4.1.1 ID: INODU-88 587](#_Toc85216619)

[16.4.2 SMMePlus 588](#_Toc85216620)

[16.4.2.1 ID: INODU-91 588](#_Toc85216621)

[16.4.2.2 ID: INODU-92 589](#_Toc85216622)

[16.4.2.3 ID: INODU-93 589](#_Toc85216623)

[16.4.2.4 ID: INODU-94 594](#_Toc85216624)

[16.4.2.5 ID: INODU-95 594](#_Toc85216625)

[16.4.2.6 ID: INODU-96 595](#_Toc85216626)

[16.4.2.7 ID: INODU-97 595](#_Toc85216627)

[16.4.2.8 ID: INODU-98 596](#_Toc85216628)

[16.4.2.9 ID: INODU-99 610](#_Toc85216629)

[16.4.2.10 ID: INODU-100 610](#_Toc85216630)

[16.4.2.11 ID: INODU-101 615](#_Toc85216631)

[16.4.2.12 ID: INODU-102 615](#_Toc85216632)

[16.4.2.13 ID: INODU-103 621](#_Toc85216633)

[16.4.2.14 ID: INODU-108 623](#_Toc85216634)

[16.4.3 Starbeat 625](#_Toc85216635)

[16.4.3.1 ID: INODU-104 625](#_Toc85216636)

[16.4.3.2 ID: INODU-105 628](#_Toc85216637)

[16.4.3.3 ID: INODU-106 640](#_Toc85216638)

[16.4.3.4 ID: INODU-107 645](#_Toc85216639)

[17 Anexos 2 646](#_Toc85216640)

[17.1 Anexo Seguridad 646](#_Toc85216641)

# RESUMEN EJECUTIVO

El presente informe se desarrolla en el contexto del proceso de Homologación Inicial de los Sistemas de Medición, Monitoreo y Control (SMMC) realizado por la consultora inodú a Enel Distribución Chile, en donde se desarrolla la evaluación del nivel de cumplimiento de los requerimientos definidos por la Superintendencia, relativos a las exigencias presentadas por la CNE en la Norma Técnica de Distribución (NTD) y su respectivo Anexo Técnico (AT).

En el proceso de Homologación Inicial se verificaron 318 requerimientos definidos por la Superintendencia. La siguiente tabla sintetiza el resultado preliminar del proceso de verificación.

Tabla 1: Resultado preliminar del proceso de homologación inicial

|  |  |
| --- | --- |
| **Resultado Preliminar de la Homologación Inicial** | **Cantidad de Requerimientos** |
| Incumplimiento | 21 |
| Parcial | 186 |
| Total | 76 |
| No Aplica | 31 |
| Plan de Implementación | 0 |

Como resultado de la Homologación Inicial se documentaron 125 referencias o evidencias, cada una de las cuales ha sido citada utilizando el nombre “INODU-XX”, y 124 planes de implementación, los cuales se citan utilizando el nombre “ID-Planes-XXX”. En general, cada vez que un requerimiento fue evaluado bajo cumplimiento parcial o incumplimiento, se asignaron planes de implementación. Una vez que los planes de implementación sean abordados, el requerimiento asociado debiera tener cumplimiento total.

Los requerimientos definidos por la Superintendencia fueron clasificados y asociados a distintas categorías. A continuación, se presenta un resumen de la evaluación realizada por el equipo auditor según las categorías en las cuales se dividió el presente informe.

Tabla 2: Síntesis de la evaluación según clasificación de requerimientos

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Tipo de Requerimiento** | **Incumplimiento** | **Parcial** | **Total** | **No Aplica** | **Plan de Implementación** |
| Unidad de Medida (UM) | 1 | 71 | 46 | 10 | 0 |
| U. Concentradora | 0 | 11 | 3 | 0 | 0 |
| SGO | 2 | 28 | 9 | 0 | 0 |
| Almacén de Datos y Reportes | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 |
| Sincronización Horaria | 0 | 9 | 4 | 0 | 0 |
| Seguridad | 6 | 33 | 2 | 1 | 0 |
| Comunicaciones | 3 | 14 | 10 | 4 | 0 |
| SMMC | 2 | 5 | 1 | 0 | 0 |
| Otros - Acceso a Información y Servicios | 0 | 1 | 0 | 4 | 0 |
| Otros - Autenticación | 5 | 3 | 0 | 0 | 0 |
| Otros - Varios | 2 | 10 | 1 | 0 | 0 |
| No Aplican al proceso | 0 | 0 | 0 | 12 | 0 |

# 

# OBJETIVO

El objetivo de este informe es presentar la documentación de respaldo utilizada para el proceso de Homologación Inicial del Sistemas de Medición, Monitoreo y Control (SMMC) de Enel Distribución. El proceso de homologación ha tenido en consideración los requerimientos establecidos por la Superintendencia y las exigencias definidas en la Norma Técnica, particularmente en el Anexo Técnico de Sistemas de Medición, Monitoreo y Control.

Cada requerimiento es desarrollado de manera individual y en algunos casos, cuando se tiene requerimientos con desarrollo similar, han sido agrupados. Cada desarrollo incluye la interpretación del equipo consultor, referencias a la documentación de respaldo, desarrollo de la auditoría, comentarios finales y planes de implementación en caso de ser necesarios.

# INTRODUCCIÓN

## Proceso de Homologación Inicial y Auditorías

Según lo definido en el AT, previo a la implementación de los SMMC de cada empresa Distribuidora, estas deberán realizar un proceso de Homologación Inicial, seguido de auditorías posteriores a la implementación de dichos sistemas.

De acuerdo con lo indicado en el Artículo 8-4 del Anexo Técnico de SMMC, la Homologación Inicial tiene por finalidad la revisión temprana del diseño del SMMC definido por cada Empresa Distribuidora, con el objeto de dar cuenta del cumplimiento de las exigencias establecidas en la NTD, en el presente Anexo Técnico, el respectivo Perfil y demás normativa aplicable, previo a su implementación.

El proceso de Homologación Inicial comprende la elaboración y presentación de un informe preliminar y un informe definitivo por parte del consultor ante la Superintendencia, con copia a la Comisión, los que deberán dar cuenta del cumplimiento de cada una de las exigencias establecidas en la Norma Técnica de Distribución, Anexo Técnico de SMMC, y demás normativa aplicable.

Las auditorías tienen por objeto la supervisión de procesos asociados a la implementación de los SMMC y de los planes de mejora continua, con el objeto de asegurar que los SMMC que implemente Enel Distribución cumplan sostenidamente las exigencias establecidas en la Norma Técnica de Distribución, en el presente Anexo Técnico, el respectivo Perfil y demás normativa aplicable.

El informe debe ser presentado a la Superintendencia, con copia a la Comisión, dando cumplimiento al formato y contenido mínimo que la Superintendencia defina y en los plazos establecidos en Anexo Técnico de SMMC.

El proceso de Homologación Inicial contempla:

**1. Preparación de la Homologación Inicial de acuerdo con requerimientos establecidos en el Anexo Técnico, Artículo 8-4, literal a)**

*“Preparación de la homologación inicial/auditoría: La Empresa Distribuidora deberá preparar de manera oportuna la evidencia para evaluar la solución SMMC diseñada en función de los requerimientos normativos (en el caso de la homologación inicial), o para dar cuenta del cumplimiento sostenido de las exigencias normativas en función de resultados (en el caso de auditorías). Este reporte de evidencias y autoevaluación deberá incluir un análisis crítico del estado de la solución SMMC a la fecha de elaboración de dichos antecedentes, proponiendo un plan de implementación en el caso de la homologación inicial, o un plan de mejoras en base a resultados en el caso de las auditorías. En caso que la Empresa Distribuidora haya instalado equipos que quiera incorporar como parte de su solución SMMC, deberá informarlo a los auditores a fin de que estos evalúen si cumplen las exigencias del AT SMMC y demás normativa aplicable.”*

**2. Informe a Superintendencia de auditor de acuerdo con requerimientos establecidos en el Anexo Técnico, Artículo 8-4, literal b)**

*“La Empresa Distribuidora deberá informar a la Superintendencia, con una antelación mínima de un mes respecto al inicio del proceso de homologación/auditoría, el nombre del auditor, su domicilio y el nombre de un representante del auditor ante la Superintendencia. Adicionalmente, deberá informar la nómina de profesionales que integrarán el equipo auditor, adjuntando evidencia curricular que avale su idoneidad técnica para la realización de la homologación inicial o auditorías, según corresponda, la calendarización de las fases del proceso y de entrega de evidencia al equipo auditor. El reporte de evidencias y autoevaluación deberá ser enviado por la Empresa Distribuidora al auditor, Superintendencia y Comisión en los plazos estipulados por la calendarización del proceso.”*

**3. Realización de homologación inicial de acuerdo con requerimientos establecidos en el Anexo Técnico, Artículo 8-4, literal c)**

*“El auditor deberá validar la evidencia generada por la Empresa Distribuidora en su reporte de evidencias y autoevaluación. La validación será realizada a partir de la información entregada por la Empresa Distribuidora, entrevistas a agentes clave y a través de inspecciones. El auditor emitirá un informe que dé cuenta del cumplimiento, parcial o total, o del incumplimiento de las exigencias de la NTD, del Anexo Técnico y demás normativa aplicable, y lo enviará a la Empresa Distribuidora respectiva y a la Superintendencia, con copia a la Comisión, en un plazo no mayor a seis meses contados desde el inicio de la homologación inicial o auditoría, según corresponda.”*

**4. Aclaraciones de acuerdo con requerimientos establecidos en el Anexo Técnico, Artículo 8-4, literal d)**

*“La Empresa Distribuidora podrá solicitar al auditor aclaraciones sobre su informe, así como entregar información adicional para precisar aspectos que podrían no haber sido abordados durante la realización de la homologación inicial o auditoría, en un plazo no mayor a 30 días contados desde la fecha de recepción del informe. Asimismo, y en el mismo plazo, la Superintendencia podrá solicitar al auditor aclaraciones respecto a su informe. El auditor deberá responder las solicitudes de aclaración y/o analizar la nueva evidencia provista por la Empresa Distribuidora. En vista de los nuevos antecedentes, el auditor emitirá un informe de homologación o auditoría definitivo, según corresponda, el que deberá ser enviado a la Empresa Distribuidora y a la Superintendencia, con copia a la Comisión, en un plazo no mayor a 30 días contados desde el vencimiento del plazo para solicitar aclaraciones o entregar información adicional.”*

## Estructura del Informe de Homologación Inicial

En el presente informe se desarrollan los requerimientos con una categorización definida por el equipo consultor; la categorización se ha definido considerando el objetivo primario del requerimiento y su asociación con aspectos relevantes del SMMC. Si bien existen requerimientos que relacionan más de una temática, teniendo en consideración criterios de simplicidad se considera una temática o objetivo primario, mencionando mencionando los componentes relacionados a dicho objetivo o, más bien, definiendo las relaciones entre los distintos requerimientos y componentes del sistema.

De este modo, se definen los siguientes tipos de requerimientos asociados a:

* Unidad de Medida
* Unidad Concentradora
* Sistema de Gestión y Operación (SGO)
* Almacén de Datos y Reportes
* Sincronización Horaria
* Seguridad
* Comunicaciones
* Otros – Acceso a información y servicios
* Otros – Autenticación
* Otros - Varios
* SMMC
* No aplican al proceso de Homologación Inicial

Adicionalmente, en el capítulo Anexos se documentan extractos de las referencias entregadas por Enel para el desarrollo de esta auditoría.

## Metodología de verificación de requerimientos

### Ejemplo de Auditoría

A continuación, se desarrolla un caso de ejemplo para explicar la estructura y metodología aplicada en la evaluación de los requerimientos de la presente auditoria.

1. **Requerimiento**

AT0XXX: En esta sección se escribe el requerimiento como es reportado en la documentación de la SEC.

1. Comentario inodú del requerimiento

En esta sección inodú realiza los comentarios de interpretación del requerimiento y sugerencias respectivas a su mejora y posibles limitaciones de alcance.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

En esta sección se establecen las relaciones entre el requerimiento evaluado y los componentes del sistema y otros requerimientos definidos por la Superintendencia.

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Se mencionan las componentes consideradas dentro de la evaluación del requerimiento |
| **Requerimientos** | Se mencionan requerimientos relacionados al evaluado |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

En esta sección se presentan observaciones de la autoevaluación realizada por Enel, siguiendo la siguiente estructura:

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | Autoevaluación realizada por Enel |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | Comentarios realizados por Enel en su autoevaluación |
| **Observación inodú** | Observaciones realizadas por inodú respecto a la autoevaluación de Enel y limitaciones en la evaluación |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento

En esta sección se realiza la documentación de referencias que serán necesarias para el desarrollo del requerimiento. Se utiliza el siguiente formato: INODU-XX-YY; donde XX es la ID de la evidencia mencionada en la hoja “Evidencias” del archivo Excel “Formato de Auditoría”, e YY en el N° del ítem del respectivo extracto de texto que se cita, que se puede revisar directamente en la sección Anexos.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-XX-YY** | Título del contenido |

1. Auditoría inodú

En esta sección se desarrolla el proceso de auditoría, mencionando evidencias y los criterios bajo los cuales se cumplen o no los requerimientos, y sus respectivos planes de implementación.

1. Cumplimiento de auditoria

En esta sección se emite el resultado de la auditoría para el requerimiento evaluado, los cuales, según la definición del Anexo Homologación y Auditorías de la SEC, pueden ser:

* **Incumplimiento:** Incumplimiento total de la exigencia establecida en la NTD. Para términos del presente informe será reportado como “No Cumple”.
* **Parcial:** Cumplimiento parcial de la exigencia establecida en la NTD.
* **Total:** Cumplimiento total de la exigencia establecida en la NTD.
* **No Aplica:** En ocasiones hay requerimientos que corresponden solo a auditorías o a homologación, en este documento se encuentran todos los requerimientos para los dos procesos. Se debe colocar este cumplimiento cuando no corresponda al proceso que se está auditando. Se deben justificar todos los casos en el cual se coloca, detallando claramente el por qué no aplica.
* **Plan de Implementación:** Plan propuesto de implementación en la homologación inicial para dar cumplimiento a los requisitos del NTD.
* **Plan de Mejora:** Plan propuesto de mejoras con base en los resultados de la auditoría para dar cumplimiento a los requisitos del NTD (no será utilizado en el proceso de Homologación Inicial).

1. Observación auditoría

Se incluyen observaciones finales respecto a la auditoría realizada y se incluyen los Planes de mejora que deben implementarse para lograr el cumplimiento total del requerimiento. El formato de los planes de mejora es ID-Planes-XXX, y hacen referencia a los planes de implementación desarrollados en la hoja “Planes” del Excel “Formato de Auditoría”.

### Diferenciación de Planes de implementación y mejora

Para términos del proceso de Homologación Inicial, el equipo consultor definió Planes de Implementación, los cuales se documentaron en la hoja “Planes” del Excel “Formato de Auditoría.xlsx”. Estos planes son los planes mínimos que se debe implementar Enel para lograr dar cumplimiento a los requerimientos del Anexo Técnico relativos al presente proceso.

Graphical user interface, text, application, email

Description automatically generated

Figura 1: Ejemplo de formato de planes de Implementación formulados.

Cabe señalar que dentro del proceso de Homologación Inicial los planes desarrollados serán llamados Planes de Implementación, y que en el marco de los procesos de auditoría posteriores serán desarrollados Planes de Mejora, según lo señalado en el AT.

Adicionalmente, la Empresa Distribuidora deberá desarrolla e informar un Plan de Mejora Continua en base a los resultados del proceso de Homologación Inicial o Auditoría. El objetivo de este plan es abordar aquellos puntos necesario para dar cumplimiento a las exigencias establecidas en los requerimientos relativos al proceso desarrollado. Según lo indicado en el AT, el plan de mejora continua deberá ser presentado por la Empresa Distribuidora, a más tardar, dentro de 30 días contados desde la presentación a la Superintendencia del informe de homologación inicial definitivo o del informe de auditoría definitivo, según corresponda.

## SMMC Enel

### Plan de implementación Enel

En la evidencia INODU-03 Enel presenta el plan de implementación “Plan Smart Meter Chile 2022-2025”, en base al cual se establecen las fechas de implementación de soluciones con diferentes equipamientos, como se presenta en la siguiente figura:

Timeline

Description automatically generated

Figura 2: Plan de implementación propuesto por Enel según evidencia INODU-03

En base a este plan de implementación, el proceso de auditoría desarrollado por inodú considera como solución auditable la solución que será implementada el año 2022, es decir la que considera como equipamiento:

* Unidad de Medida: medidores v.2 Enel
* SGC: Solución Comercial (MC+LVM)
* Sistemas de Medidas: SMMePLUS y Starbeat
* Sistemas Transversales: Sistemas Legacy Enel

Adicionalmente, en INODU-02 Enel plantea dos tipos de soluciones que serán implementadas según el tipo de usuario, las cuales corresponden a:

* Solución Medidor Enel (ver subsección 3.4.2)
* Solución Punto a Punto (ver subsección 3.4.3)

Los requerimientos específicos y documentación asociados a las soluciones post-2022, es decir, solución Qed, Sistemas BEAT y todos aquellos equipamientos que no estén considerados en la solución 2022 del Enel, no serán considerados en esta auditoría, y quedan propuestos dentro de los Planes de Implementación futura de Enel.

### Solución Medidor Enel

Esta solución es utilizada para usuarios residenciales y considera como unidad de medida el medidor Enel v.2 o NEXY-M y como unidad concentradora el concentrador LVM más un Router externo (RUT955).

Diagram

Description automatically generated

Figura 3: Diagrama Solución Medidor Enel (INODU-02).

Relativo al SGO, la solución Enel, según INODU-02, está representado por el ***SMMePlus Integration Platform***. La solución considera un conjunto de aplicaciones informáticas que permiten administrar, controlar y gestionar la información, datos y comandos relacionados con la medición y control del suministro de los Clientes y Usuarios del Sistema de Distribución. En particular, este sistema recibe y almacena la información procedente de las Unidades de Medida o Unidades Concentradoras, según corresponda.

El Sistema de Gestión y operación está constituido por los módulos:

* Head End System o HES (ePlus system): Es un Sistema centralizado que permite el control y gestión de los distintos componentes del SMMC. Se divide en dos submódulos:
  + Unidad de procesamiento: Recibe la información proveniente de las Unidades de Medida y/o Unidades Concentradoras, tales como Evento SMMC y Alarmas, registrándola en la Base de Datos Central. Examina la información recibida y genera las Alarmas pertinentes.
  + Unidad de Gestión: Monitorea y controla los distintos componentes del SMMC, la gestión centralizada de los datos del sistema, la detección de Eventos SMMC y las Alarmas generadas por la Unidad de Procesamiento, entre otras. Además, es el encargado de instruir la sincronización horaria.
* Base de Datos Central: Repositorio en el cual se registran todos los datos, Alarmas, Eventos SMMC, registros y, en general, toda la información de campo recopilada por el “ePlus System” por un periodo mínimo de 2 años contados desde su registro. Este módulo solo es intervenido directamente desde el “ePlus System”, y no pueden acceder a él otras aplicaciones, sistemas o personas no autorizadas. La Base de Datos Central cuenta con mecanismos de redundancia y alta disponibilidad, según lo requiera la demanda y arquitectura de nuestro SMMC implementado, así como también con protocolos de respaldo o backup.

La arquitectura conceptual planteada para la plataforma de integración de la solución Enel es la siguiente:

Diagram, timeline

Description automatically generated

Figura 4: Arquitectura conceptual propuesta por Enel para Plataforma Integración solución con medidor Enel (SMMePlus Integration Platform).

### Solución Punto a Punto

Esta solución es utilizada en el resto de los casos y considera los medidores comerciales: EMH, ISKRA, ITRON e ION (Enel no confirmó durante el proceso que utilizaría el medidor ELSTER, por lo que no fue considerado en la evaluación). Dado que para la comunicación con el SGO esta solución debe considerar un Router eterno, este en términos del proceso de auditoría fue considerado como parte de la Unidad de Medida, en particular como parte de su módulo de comunicación y se evaluaron los modelos RUT955 y APK.

Diagram

Description automatically generated

Figura 5: Diagrama Solución Medidor Punto a Punto (INODU-02).

Relativo al SGO, el medidor Punto a Punto, según INODU-02, está representado por el ***Starbeat Integration Platform***. La solución corresponde a un conjunto de aplicaciones informáticas que permiten administrar, controlar y gestionar la información, datos y comandos relacionados con la medición y control de lecturas del suministro hacia los Grandes Clientes y Usuarios del Sistema de Distribución. Este sistema administra la información de unidades de medida según corresponda. Puede generar procesos planificados y automatizados, bajo demanda para obtención de datos de facturación y medición.

El Sistema de Gestión y Operación para Medidor Punto a Punto, estará compuesto por los siguientes módulos:

* + Head End System o HES: El sistema de gestión y operaciones para telemedida de medidores punto a punto, es un sistema que permite la administración de información y de los componentes del SMMC.
  + Base de Datos: Repositorios centralizados que permiten el alojamiento de lecturas e información de periodos configurables mediante Base Pulse, Sync y Reportes.

Diagram

Description automatically generated

Figura 6: Arquitectura conceptual propuesta por Enel para Plataforma de Integración para medidor punto a punto (Starbeat Integration Platform).

### Arquitectura sistémica considerada por inodú

En base a la arquitectura conceptual de los SMMC presentada en el Anexo Técnico de la Norma Técnica de Distribución (ATNTD) y a las soluciones conceptuales propuestas por Enel, el equipo consultor desarrolló el siguiente esquema para la evaluación de las soluciones SMMC de Enel.

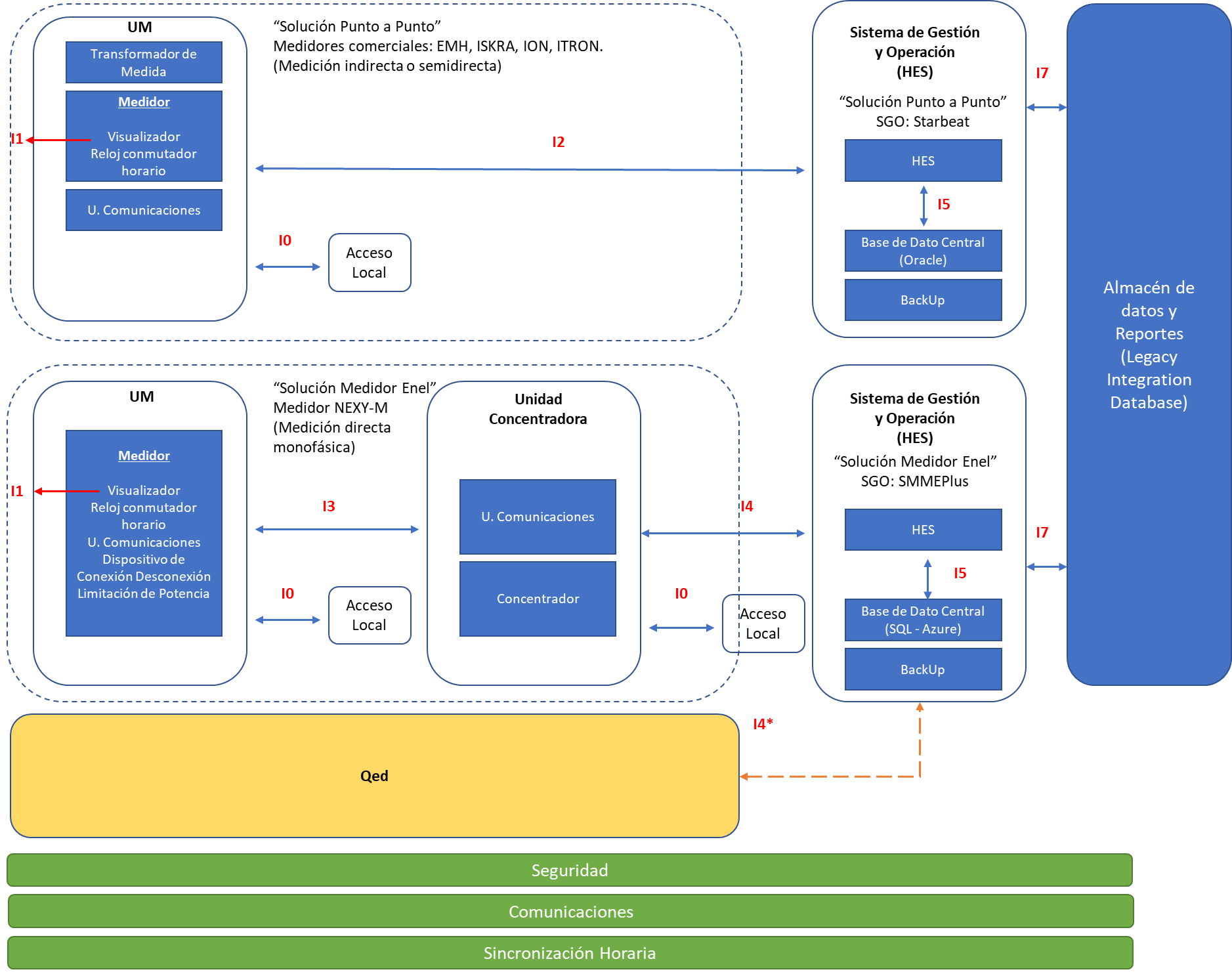


Figura 7: Esquema de interacción de soluciones propuestas por Enel. Elaboración propia.

En la siguiente tabla se indica el listado de equipos considerados en la evaluación:

Tabla 3: Listado de equipos considerados en la evaluación

|  |  |
| --- | --- |
| **Componente individual** | **Dispositivo - Equipo** |
| **Transformadores de medida** | TRANSFORMADORES COMPACTOS DE MEDIDA DE 3 ELEMENTOS PARA INSTALACIÓN A LA INTEMPERIE CLASE 15 kV (REV. 3 - Julio 2018) |
| TRANSFORMADORES COMPACTOS DE MEDIDA DE 3 ELEMENTOS PARA INSTALACIÓN A LA INTEMPERIE CLASE 15 kV (REV. 8 - Julio 2018) |
| TRANSFORMADORES DE CORRIENTE INSTALACIÓN INTERIOR CLASE 15-25 kV (REV. 1 - Mayo 2018) |
| TRANSFORMADORES DE POTENCIAL INSTALACIÓN INTERIOR CLASE 15-25 kV (REV. 1 - Mayo 2018) |
| **Medidores** | EMH |
| ION |
| ISKRA |
| ITRON |
| Enel v.2 - NEXY-M (monofásico) |
| **Otros** | Empalmes y cajas de empalmes |
| **Módulo de comunicaciones** | Módulo RF |
| **Router externo** | Router RUT 955 |
| Router APK |
| **Concentrador** | LVM |
| **Sistema de gestión y operación** | SMMEPlus - Solución Enel |
| Starbeat - Solución Punto a Punto |

Debido a que no serán implementados en la solución 2022 de Enel, no serán considerados en esta evaluación, y por tanto no forman parte del proceso de Homologación Inicial, los siguientes componentes:

* Medidor ELSTER
* Router APR410
* Equipo Qed
* Sistemas familia Beat

# Verificación de requerimientos de las Unidades de Medida

## Requerimiento AT0019

1. Requerimiento

AT0019: Unidad de medida. Según referencia de definición de Anexo Técnico.

1. Comentario inodú del requerimiento

En el Título 3-2 del Anexo Técnico SMMC se indican los componentes, módulos y conceptos asociados a los SMMC. El requerimiento AT0019 hace referencia al artículo 3-3, que indica los elementos que conforman la Unidad de Medida.

Se revisará que las unidades de medida que utilizará Enel cuenten con los elementos indicados en el Anexo Técnico, artículo 3-3.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Unidad de medida |
| **Requerimientos** | AT0020; AT0021; AT0022; AT0023; AT0024; AT0025 |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | “Total” |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* Solución Tecnológica para Enel Dx Chile para dar cumplimiento a la NT Dx y al AT SMMC 2021  \* Especificaciones de transformadores de corriente, compactos de medida.  \* Especificaciones técnicas medidores no Enel y Enel |
| **Observación inodú** | No hay observaciones adicionales |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-02-8** | Diagrama y descripción Solución Medidor ENEL (concentrador) |
| **INODU-02-9** | Diagrama y descripción Solución Medidor Punto a Punto |
| **INODU-24** | Datasheet RUT955 |
| **INODU-37** | General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” |
| **INODU-39** | EMH LZQJ-XC 17 Nov 2020 (LZQJXC-BIA-E-2.51) Instruction for use (17/09/2020) |
| **INODU-45** | METSEION7400 PowerLogic ION7400 Panel mount meter - display - optical port and 2 pulse (10/2017) |
| **INODU-55** | ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016) |
| **INODU-65** | ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010) |
| **INODU-70** | TRANSFORMADORES COMPACTOS DE MEDIDA DE 3 ELEMENTOS PARA INSTALACIÓN A LA INTEMPERIE CLASE 25 kV (REV. 3 - Julio 2018) |
| **INODU-71** | TRANSFORMADORES COMPACTOS DE MEDIDA DE 3 ELEMENTOS PARA INSTALACIÓN A LA INTEMPERIE CLASE 15 kV (REV. 8 - Julio 2018) |
| **INODU-72** | TRANSFORMADORES DE CORRIENTE INSTALACIÓN INTERIOR CLASE 15-25 kV (REV. 1 - Mayo 2018) |
| **INODU-73** | TRANSFORMADORES DE POTENCIAL INSTALACIÓN INTERIOR CLASE 15-25 kV (REV. 1 - Mayo 2018) |

1. Auditoría inodú

En el artículo 3-3 del Anexo Técnico SMMC se indica que la Unidad de Medida queda conformada por los siguientes elementos:

* Medidor;
* Transformador de medida;
* Unidad de Comunicaciones;
* Visualizador;
* Dispositivo de conexión, desconexión y limitación de potencia; y
* Reloj conmutador horario.

En el desarrollo de los requerimientos AT0020, AT0021, AT0022, AT0023, AT0024 y AT0025 se verifica la existencia de cada uno de los elementos que indica el artículo 3-3, por lo tanto, el cumplimiento de este requerimiento queda sujeto al cumplimiento de los requerimientos AT0020 a AT0025.

1. Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, al cumplirse totalmente los requerimientos AT0020 a AT0025, se cumple **totalmente** el requerimiento.

1. Observación auditoría

No hay observaciones adicionales respecto del requerimiento AT0019.

## Requerimiento AT0020

1. Requerimiento

AT0020: La UM debe contener el elemento Medidor: Dispositivo electrónico que permite la medición directa, semidirecta o indirecta de variables eléctricas.

1. Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento comprende uno de los componentes mínimos exigidos para cada una de las UM y se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Unidad de medida |
| **Requerimientos** | AT0020 |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | “Total” |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* Especificaciones técnicas de medidores: (EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel v.2. |
| **Observación inodú** | No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verifico el requerimiento para este medidor. |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-02-8** | Diagrama y descripción Solución Medidor ENEL (concentrador) |
| **INODU-02-9** | Diagrama y descripción Solución Medidor Punto a Punto |
| **INODU-37** | General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” |
| **INODU-39** | EMH LZQJ-XC 17 Nov 2020 (LZQJXC-BIA-E-2.51) Instruction for use (17/09/2020) |
| **INODU-45** | METSEION7400 PowerLogic ION7400 Panel mount meter - display - optical port and 2 pulse (10/2017) |
| **INODU-55** | ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016) |
| **INODU-65** | ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010) |

1. Auditoría inodú

Enel utilizara distintos equipos para cumplir el requerimiento AT0020. Los medidores que se utilizarán para efectuar las mediciones eléctricas corresponden a los equipos “EMH”, “ION”, “ISKRA”, “ITRON” y Enel v.2 “NEXY-M”. Las características de los equipos de medición se presentan en varias de las evidencias entregadas por Enel, entre ellas: INODU-39 (EMH); INODU-45 (ION); INODU-55 (ISKRA); INODU-65 (ITRON); e INODU-37 (Enel v.2 NEXY-M).

De acuerdo a las evidencias INODU-02-8 e INODU-02-9 se implementarán 2 tipos de soluciones: La solución “Medidor ENEL (concentrador)” y la solución “Medidor punto a punto”.

Diagram

Description automatically generated

Figura 8: Solución "Medidor ENEL (concentrador)" - Fuente: INODU-02-8

La solución “Medidor ENEL (concentrador)” considera la conexión de la UM hacia la Unidad Concentradora de datos. Para la implementación de esta solución se utilizará el equipo de medida Enel v.2 “NEXY-M”.

Diagram

Description automatically generated

Figura 9: Solución "Medidor punto a punto" - Fuente: INODU-02-9

La solución “Medidor punto a punto” se podrá implementar utilizando los equipos de medida “EMH”, “ION”, “ISKRA” o “ITRON”.

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Requerimiento/ Medidor** | **EMH** | **ION** | **ISKRA** | **ITRON** | **Enel v.2 – NEXY-M** |
| **AT0020** | Cumple | Cumple | Cumple | Cumple | Cumple |

1. Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **totalmente** el requerimiento.

1. Observación auditoría

No hay observaciones adicionales respecto del requerimiento AT0020.

## Requerimiento AT0021

1. Requerimiento

AT0021: La UM debe contener el elemento Transformadores de medida: Corresponde a los equipos de transformación de tensión o corriente que permiten realizar medidas semidirectas o indirectas.

1. Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento comprende uno de los componentes mínimos exigidos para cada una de las UM que realice mediciones semidirectas o indirectas y se debe verificar para cada una estas UM utilizadas por Enel.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Unidad de medida |
| **Requerimientos** | AT0020; AT0024 |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | “Total” |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* Especificaciones técnicas de medidores: (EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION). |
| **Observación inodú** | No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verifico el requerimiento para este medidor. |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-02-8** | Diagrama y descripción Solución Medidor ENEL (concentrador) |
| **INODU-02-9** | Diagrama y descripción Solución Medidor Punto a Punto |
| **INODU-70** | TRANSFORMADORES COMPACTOS DE MEDIDA DE 3 ELEMENTOS PARA INSTALACIÓN A LA INTEMPERIE CLASE 25 kV (REV. 3 - Julio 2018) |
| **INODU-71** | TRANSFORMADORES COMPACTOS DE MEDIDA DE 3 ELEMENTOS PARA INSTALACIÓN A LA INTEMPERIE CLASE 15 kV (REV. 8 - Julio 2018) |
| **INODU-72** | TRANSFORMADORES DE CORRIENTE INSTALACIÓN INTERIOR CLASE 15-25 kV (REV. 1 - Mayo 2018) |
| **INODU-73** | TRANSFORMADORES DE POTENCIAL INSTALACIÓN INTERIOR CLASE 15-25 kV (REV. 1 - Mayo 2018) |

1. Auditoría inodú

En el caso del requerimiento AT0021, los TTMM sólo serán necesarios cuando la unidad de medida realice mediciones semidirectas o indirectas. Para mediciones directas las UM no contarán con TTMM. Las caracterísiticas de fabricación y estándares aplicables a los TTMM que utilizará Enel para la implementación de las soluciones corresponden a las evidencias INODU-70; INODU-71; INODU-72 e INODU-73.

La solución “Medidor punto a punto” (INODU-02-9) dispondrá de un Transformador de Medida para realizar mediciones semidirectas o indirectas. Se consideran para esta solución los equipos de medida que se podrán utilizar para implementar la solución “Medidor punto a punto” (EMH, ION, ISKRA o ITRON) indicada en el requerimiento AT0020.

La solución “Medidor ENEL (concentrador)” (INODU-02-8, ver requerimiento AT0020) realizará mediciones directas únicamente, por lo que no se considera la presencia de un transformador de medida.

1. Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **totalmente** el requerimiento.

1. Observación auditoría

No hay observaciones adicionales respecto del requerimiento AT0021.

## Requerimiento AT0022

1. Requerimiento

AT0022: La UM debe contener el elemento Unidad de Comunicaciones: Dispositivo electrónico que permite efectuar las comunicaciones entre el Medidor y el Concentrador, si corresponde según la tecnología, o entre el Medidor y el Sistema de Gestión y Operación. Está unidad puede estar integrada en el Medidor o bien ser un módulo externo que se conecte al Medidor.

1. Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento comprende uno de los componentes mínimos exigidos para cada una de las UM y se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Unidad de medida |
| **Requerimientos** | AT0051; AT0052 |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | “Total” |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* Especificaciones técnicas de medidores: (EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel. |
| **Observación inodú** | No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verifico el requerimiento para este medidor. |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-02-8** | Diagrama y descripción Solución Medidor ENEL (concentrador) |
| **INODU-02-9** | Diagrama y descripción Solución Medidor Punto a Punto |
| **INODU-24-1** | Datasheet RUT955 –Ethernet |
| **INODU-24-2** | Datasheet RUT955 –Hardware |
| **INODU-24-3** | Datasheet RUT955 –Interfaces |
| **INODU-37-3** | General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” – 7 meter’s main functionalities |
| **INODU-40-3** | EMH LZQJ-XC 17 Nov 2020 (LZQJXC-BIA-E-2.51) Instruction for use (17/09/2020) – Comunicaciones |
| **INODU-45-2** | METSEION7400 PowerLogic ION7400 Panel mount meter – display – optical port and 2 pulse - comunicaciones |
| **INODU-55-2** | ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016) – Main properties |
| **INODU-55-3** | ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016) – Comunicaciones |
| **INODU-66-2** | ITRON SL-7000-RT D2021471-AA installation guide (2012) – comunicaciones 1 |
| **INODU-66-3** | ITRON SL-7000-RT D2021471-AA installation guide (2012) – comunicaciones 2 |

1. Auditoría inodú

Respecto del requerimiento AT0022 sobre las comunicaciones, de acuerdo a las evidencias INODU-02-8 e INODU-02-9 se implementarán 2 tipos de soluciones: La solución “Medidor ENEL (concentrador)” y la solución “Medidor punto a punto”.

Diagram

Description automatically generated

Figura 10: Solución "Medidor ENEL (concentrador)" - Fuente: INODU-02-8

La solución “Medidor ENEL (concentrador)” considera la conexión de la UM hacia la Unidad Concentradora de datos. La UM en este caso será implementada considerando el equipo de medida NEXY-M, el cual dispone de módulos RF y PLC integrados con el objetivo de establecer la interfaz de comunicación I3 con la Unidad Concentradora de datos. En INODU-37-3 se indica la presencia de módulos RF y DLC que utilizará la unidad de medida para establecer la comunicación a través de la interfaz I3 (ver desarrollo del requerimiento AT0052).

Basándose en estos antecedentes, se puede concluir que el equipo de medida NEXY-M contiene una unidad de comunicaciones que le permite efectuar las comunicaciones entre el equipo de medida y la Unidad Concentradora.

Diagram

Description automatically generated

Figura 11: Solución "Medidor punto a punto" - Fuente: INODU-02-9

La solución “Medidor punto a punto” dispondrá de un Router externo “RUT955” que se comunicará con la unidad de medida mediante una conexión por puerto eléctrico. Luego, la comunicación de los datos de la medición será directamente hacia el Sistema de gestión y operación de Enel, la cual se efectuará a través de la interfaz I2 por comunicación celular (WAN) a través de una APN Privada (ver desarrollo del requerimiento AT0051).

En las evidencias INODU-24-1, INODU-24-2 e INODU-24-3 se indican los tipos de puertos eléctricos que posee el Router externo “RUT955” mediante los cuales es posible establecer una conexión hacia la UM. Las opciones disponibles son:

* Puertos Ethernet: 1 puerto WAN; 3 puertos LAN,
* Puertos Serial: 1 puerto RS232; 1 puerto RS485.

En la evidencia INODU-40-3 se indica que el equipo de medida EMH posee puertos seriales RS232 y RS485 para establecer una comunicación eléctrica.

En la evidencia INODU-45-2 se indica que el equipo de medida ION posee un puerto serial RS485 y un puerto Ethernet para establecer una comunicación eléctrica.

En las evidencias INODU-55-2 e INODU-55-3 se indica que el equipo de medida ISKRA posee interfaces de comunicación eléctrica RS232, RS485 y Ethernet.

En las evidencias INODU-66-2 e INODU-66-3 se indica que el equipo de medida ITRON posee interfaces de comunicación eléctrica RS232, RS485 y conexión “LAN”.

Basándose en estos antecedentes, se puede concluir que los equipos de medida EMH, ION, ISKRA e ITRON son capaces de establecer una conexión por puerto eléctrico con el Router RUT955. El Router RUT955 corresponde a un módulo de comunicaciones que permite establecer la interfaz de comunicación I2 entre el equipo de medida y el Sistema de Gestión y Operación.

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Requerimiento/ Medidor** | **EMH** | **ION** | **ISKRA** | **ITRON** | **Enel v.2 – NEXY-M** |
| **AT0022** | Cumple | Cumple | Cumple | Cumple | Cumple |

1. Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **totalmente** el requerimiento.

1. Observación auditoría

No hay observaciones adicionales respecto del requerimiento AT0022.

## Requerimiento AT0023

1. Requerimiento

AT0023: La UM debe contener el elemento Visualizador: Elemento que muestra visualmente las variables eléctricas registradas por el Medidor o las variables asociadas a la tarifa del Cliente y las Alarmas del sistema, pudiendo encontrarse incorporado al Medidor (Medidor monocuerpo) o como un dispositivo externo (Medidor bicuerpo).

1. Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento comprende uno de los componentes mínimos exigidos para cada una de las UM y se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Unidad de medida |
| **Requerimientos** | AT0020 |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | “Total” |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* Especificaciones técnicas de medidores: (EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel. |
| **Observación inodú** | No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verifico el requerimiento para este medidor. |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-37-3** | General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” – 7 meter’s main functionalities |
| **INODU-37-6** | General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” -Meter key components included into traceability |
| **INODU-39-1** | EMH LZQJ-XC 17 Nov 2020 (LZQJXC-BIA-E-2.51) Instruction for use (17/09/2020) – LC-displays |
| **INODU-45-3** | METSEION7400 PowerLogic ION7400 Panel mount meter - display - optical port and 2 pulse (10/2017) – LCD |
| **INODU-55-4** | ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016) – LCD |
| **INODU-65-1** | ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010) – LCD |

1. Auditoría inodú

Respecto del requerimiento AT0023 sobre el visualizador, en las evidencias INODU-39-1 (EMH), INODU-45-3 (ION), INODU-55-4 (ISKRA), INODU-65-1 (ITRON) e INODU-37-6 (NEXY-M) se indican las características generales del visualizador LCD integrado que contienen los equipos de medida que se utilizarán por Enel de acuerdo a lo revisado en el desarrollo del requerimiento AT0020.

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Requerimiento/ Medidor** | **EMH** | **ION** | **ISKRA** | **ITRON** | **Enel v.2 – NEXY-M** |
| **AT0023** | Cumple | Cumple | Cumple | Cumple | Cumple |

1. Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **totalmente** el requerimiento.

1. Observación auditoría

No hay observaciones adicionales respecto del requerimiento AT0023.

## Requerimiento AT0024

1. Requerimiento

AT0024: La UM debe contener el elemento Dispositivo de conexión, desconexión y limitación de potencia: Dispositivo que permite interrumpir y restablecer de manera remota la circulación de energía eléctrica y limitar la potencia de consumo. Este dispositivo puede ser un componente de la Unidad de Medida o ser un elemento independiente. Tratándose de Unidades de Medida que requieran de un transformador de corriente para la medición, no serán exigibles las funcionalidades señaladas.

1. Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento comprende los componentes mínimos exigidos para cada una de las UM y se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel que realicen mediciones a través de conexión directa. En el caso de las UM que realicen mediciones a través de una conexión semidirecta o indirecta, la UM contará con un Transformador de corriente para la medición y, por lo tanto, el requerimiento AT0024 no será exigible.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Unidad de medida |
| **Requerimientos** | AT0020; AT0021 |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | “Total” |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* Especificaciones técnicas de medidores: (EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel. |
| **Observación inodú** | No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verifico el requerimiento para este medidor. |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-02-8** | Diagrama y descripción Solución Medidor ENEL (concentrador) |
| **INODU-02-9** | Diagrama y descripción Solución Medidor Punto a Punto |
| **INODU-37** | General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” |
| **INODU-37-3** | General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” – 7 meter’s main functionalities |
| **INODU-37-8** | General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” – 10 Characteristics of cut-off device |

1. Auditoría inodú

Como se indicó en el desarrollo de los requerimientos AT0020 y AT0021, Enel implementará las soluciones “Medidor Punto a Punto” (INODU-02-8) y “Medidor ENEL (concentrador)” (INODU-02-9). La solución “Medidor Punto a Punto” considera la presencia de TTMM, por lo que el requerimiento AT0024 no es exigible para los equipos EMH, ION, ISKRA e ITRON. Por su parte, la solución “Medidor ENEL (concentrador)” considera medición directa, por lo que se debe verificar la presencia de un conectador, desconectador y limitador de potencia en la UM que se utilizará para implementar esta solución.

La solución “Medidor ENEL (concentrador)” considera para su implementación el equipo de medida NEXY-M (INODU-37). En la evidencia INODU-37-3 se indica *“The meter implements (through one of the previously described channels) a two-way communication with the Management and Operation System. Thanks to this, it is possible to perform (locally or remote) the connection, disconnection and power limitation operations. It is also possible to know at any time the status of the connection and disconnection device and the power limitation.”* En la evidencia INODU-37-8 se presentan las características del dispositivo de conexión, desconexión y limitación de potencia que posee el equipo de medida NEXY-M. De esta forma, se verifica que el equipo de medida “NEXY-M” contiene un dispositivo que cumple con el requerimiento AT0024.

1. Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **totalmente** el requerimiento.

1. Observación auditoría

No hay observaciones adicionales respecto del requerimiento AT0024.

## Requerimiento AT0025

1. Requerimiento

AT0025: La UM debe contener el elemento Reloj conmutador horario: Dispositivo o funcionalidad de la Unidad de Medida que permite la discriminación horaria (registros de consumos en distintos periodos de tiempo en función de la fecha y hora de consumo), los cierres de facturación, así como las estampas de tiempo utilizadas en las curvas de carga o registros de Eventos SMMC y Alarmas, entre otros.

1. Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento comprende uno de los componentes mínimos exigidos para cada una de las UM y se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel.

Respecto de la capacidad de sincronización del reloj, esto se revisará en la sección 8**.** sobre la capacidad de sincronización horaria del SMMC.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Unidad de medida |
| **Requerimientos** | AT0025 |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | “Total” |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* Especificaciones técnicas de medidores: (EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel. |
| **Observación inodú** | No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verifico el requerimiento para este medidor. |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-37-1** | General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” – Estándares de referencia |
| **INODU-40-4** | EMH LZQJ-XC 17 Nov 2020 (LZQJXC-BIA-E-2.51) Instruction for use (17/09/2020) – Real time clock |
| **INODU-44-1** | ION7400 7EN02-0290-11 Architecture & ION Modules (01/2020) – Clock module |
| **INODU-55-1** | ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016) – Estándares |
| **INODU-65-2** | ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010) – Reloj en Tiempo Real |

1. Auditoría inodú

Respecto del requerimiento AT0025 sobre el reloj conmutador horario, en las evidencias INODU-55-1, INODU-65-2 e INODU-37-1 se indica, para los equipos de medida ISKRA, ITRON y NEXY-M respectivamente, que el reloj integrado en estos medidores cumple con el estándar IEC 62054-21 respecto de relojes conmutadores. Por su parte, en las evidencias INODU-40-4 e INODU-44-1 se indica la presencia de un módulo de *Clock* integrado en los equipos de medida.

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Requerimiento/ Medidor** | **EMH** | **ION** | **ISKRA** | **ITRON** | **Enel v.2 – NEXY-M** |
| **AT0025** | Cumple | Cumple | Cumple | Cumple | Cumple |

1. Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **totalmente** el requerimiento.

1. Observación auditoría

No hay observaciones adicionales respecto del requerimiento AT0025.

## Requerimiento AT0050

1. **Requerimiento**

AT0050: Interfaces del SMMC, I1: Interfaz Unidad de Medida - Sistema de Gestión y Operación. Según referencia de definición de Anexo Técnico.

1. **Comentario inodú del requerimiento**

El auditor interpreta que este requerimiento podría tener la intención de definir la interfaz I1, sin embargo, está mal escrito en los requerimientos definidos por la SEC. Se interpreta que el requerimiento debería ser:

**“**Interfaces del SMMC, I1: Interfaz Unidad de Medida - habilita el despliegue de datos desde la Unidad de Medida hacia el Visualizador, cuando corresponda, y con permiso únicamente de lectura.”

Para verificar el requerimiento se debe analizar los equipos de medida y la existencia de un Visualizador que permita la lectura respectiva.

1. **Relación a otros componentes / requerimientos**

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Interfaz 1; Unidad de Medida; Comunicaciones. |
| **Requerimientos** | AT0023 |

1. **Observaciones autoevaluación realizada por Enel**

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | “No Aplica” |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* No Aplica |
| **Observación inodú** | No hay observaciones adicionales |

1. **Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.**

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-37-3** | General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” – 7 meter’s main functionalities |
| **INODU-37-6** | General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” -Meter key components included into traceability |
| **INODU-39-1** | EMH LZQJ-XC 17 Nov 2020 (LZQJXC-BIA-E-2.51) Instruction for use (17/09/2020) – LC-displays |
| **INODU-45-3** | METSEION7400 PowerLogic ION7400 Panel mount meter - display - optical port and 2 pulse (10/2017) – LCD |
| **INODU-55-4** | ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016) – LCD |
| **INODU-65-1** | ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010) – LCD |

1. **Auditoría inodú**

En base a lo desarrollado en el requerimiento AT0023, se corrobora la existencia de la interfaz I1 a través del equipo visualizador respectivo.

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **totalmente** el requerimiento.

1. **Observación auditoría**

Enel en su autoevaluación indicó que el requerimiento, tal como está escrito, no aplica a sus unidades de medida.

## Requerimiento AT0051

1. **Requerimiento**

AT0051: Interfaces del SMMC, I2: Interfaz Unidad de Medida - Sistema de Gestión y Operación. Según referencia de definición de Anexo Técnico.

1. **Comentario inodú del requerimiento**

Este requerimiento abarca la definición de la interfaz I2 y, por ende, los distintos equipamientos que comunica. En particular, la interfaz relaciona la Unidad de Medida y el SGO.

La definición del Anexo Técnico SMMC de la NTD es la siguiente: “Las interfaces I2, I3 e I4 permiten la comunicación entre la Unidad de Medida y el Sistema de Gestión y Operación, entre la Unidad de Medida y la Unidad Concentradora y entre la Unidad Concentradora y el Sistema de Gestión y Operación, respectivamente. Todas ellas con permisos de escritura y lectura en ambos sentidos, según corresponda.”

1. **Relación a otros componentes / requerimientos**

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Interfaz 2; Unidad de Medida; Router 4G; SGO; Comunicaciones. |
| **Requerimientos** | AT0022; AT0053; AT0136 |

1. **Observaciones autoevaluación realizada por Enel**

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | “Total” |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* Especificaciones Técnicas medidores Monitoreo.  \* SMMePlus Interfaces Diagram.pptx  \* Caso de uso 1 |
| **Observación inodú** | No hay observaciones adicionales |

1. **Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.**

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-02-2** | Tipos de comunicación Celular |
| **INODU-02-5** | Sistema de Gestión y Operación para Medidor Enel |
| **INODU-02-7** | Definición interfaces en Solución Enel |
| **INODU-02-9** | Diagrama y descripción Solución Medidor Punto a Punto |
| **INODU-23-1** | Manual del Router, información sobre conexiones WAN. |
| **INODU-24-1** | Datasheet RUT955 –Ethernet |
| **INODU-40-2** | EMH LZQJ-XC 28.05.2021 (LZQJXC-DAB-E-3.35) (28/05/2021) - Additional equipment features of the LZQJ-XC |
| **INODU-45-2** | METSEION7400 PowerLogic ION7400 Panel mount meter - display - optical port and 2 pulse (10/2017) - Communication |
| **INODU-55-1** | ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016) - Estándares |
| **INODU-55-2** | ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016) - 3.3. Main meter properties |
| **INODU-66-1** | ITRON SL-7000-RT D2021471-AA installation guide (2012) - Estándares |
| **INODU-66-2** | ITRON SL-7000-RT D2021471-AA installation guide (2012) - Communication |
| **INODU-91-1** | 10.SMM ePlus - Requirements - Integration 2.4 – 3 Architecture |

1. **Auditoría inodú**

Algunos tipos de comunicaciones que se permiten en el SMMC se presentan en la evidencia INODU-02-2, como, por ejemplo, la comunicación vía Celular. En la evidencia INODU-02-7 se define la interfaz I2 como: “Las interfaces I2, I3 e I4 permiten la comunicación entre la Unidad de Medida y el Sistema de Gestión y Operación, entre la Unidad de Medida y la Unidad Concentradora y entre la Unidad Concentradora y el Sistema de Gestión y Operación, respectivamente. Todas ellas con permisos de escritura y lectura en ambos sentidos, según corresponda”, además, la define como una interfaz bidireccional.

En la evidencia INODU-02-9 se define la comunicación HES entre la Unidad de Medida y el SGO a través de un Router externo, este Router externo se comunicará con el equipo de medida de la UM mediante una conexión de puerto eléctrico. El Router externo, a su vez, se comunica con el SGO por comunicación celular (WAN) a través de una APN Privada dedicada para el servicio.

Diagram

Description automatically generated

Figura 12: Solución "Medidor punto a punto" - Fuente: INODU-02-9

Para poder cumplir el requerimiento AT0051, es necesario verificar la comunicación entre: 1) la unidad de medida y el Router, y 2) el Router y el SGO.

Relativo a las comunicaciones Unidad de Medida – Router, en el desarrollo del requerimiento AT0022 se verifica que la conexión por puerto eléctrico entre los equipos de medida EMH, ION, ISKRA e ITRON y el Router RUT955 es factible, ya sea por un puerto serial (RS232 o RS485) o bien un puerto Ethernet.

Relativo a las comunicaciones entre la Unidad de Medida y el SGO a través del Router se presenta lo siguiente:

* **Medidor EMH:** Cumple con DLMS y comunicación según DIN EN 62056-21 (INODU-40-2).
* **Medidor ION:** Los protocolos de comunicación por puertos están especificados en (INODU-45-2). Cumple con el protocolo DLMS. No especifica cumplir con la IEC 62056.
* **Medidor ISKRA:** Cumple con DLMS/COSEM (INODU-55-2) y comunicación según IEC 62056-21 (INODU-55-1).
* **Medidor ITRON:** Cumple con DLMS/COSEM (INODU-66-2) y comunicación según IEC 62056-21 (INODU-66-1).
* **Router:** En la evidencia INODU-24-1 se especifica los tipos de conexión Ethernet posibles a través de WAN *(1 x WAN port (can be configured to LAN) 10/100 Mbps, comply IEEE 802.3, IEEE 802.3u standards, supports auto MDI/MDIX) y LAN (3 x LAN ports, 10/100 Mbps, comply IEEE 802.3, IEEE 802.3u standards, supports auto MDI/MDIX)).*

Dado que la interfaz i2 se tiene únicamente en la solución Punto a Punto, desde el punto del SGO de debe evaluar la comunicación a través del sistema StarBeat.

* **SGO:** Relativo al sistema de gestión y operación StarBeat en INODU-105 se presentan los subsistemas que lo componen dentro de los cuales el StarSync es el encargado de la comunicación con el medidor. La conexión desde el punto de vista de infraestructura se realiza según el siguiente esquema:

Diagram

Description automatically generated

Aquí el equipo GME equivale al Router, el cual se conecta a través de una conexión WAN con APN privada al sistema StarBeat. Luego, en INODU-105-6 se presenta un caso de uso respecto al StarSync System, en donde se explica cómo se realiza la comunicación con el GME a través de una APN privada.

La siguiente tabla resume los tipos de comunicación presentes en la interfaz I2:

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Requerimiento** | **Unidad de Medida – Router** | **Router – SGO** |
| **AT0051** | Comunicación vía Ethernet o puerto serial a Router Externo | Comunicación tipo WAN a través de APN Privada |

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **totalmente** el requerimiento.

1. **Observación auditoría**

No hay observaciones adicionales respecto del requerimiento AT0051.

## Requerimientos AT0067; AT0068; AT0069; AT0070; AT0071; AT0072; AT0073; AT0074.

1. Requerimiento

AT0067: Las UM deberán cumplir con Tensiones normalizadas de referencia según la norma IEC 62052-11:2003+AMD1:2016.

AT0068: Las UM deberán cumplir con Corrientes normalizadas de Referencia según la norma IEC 62052-11:2003+AMD1:2016.

AT0069: Las UM deberán cumplir con Frecuencia normalizada de Referencia según la norma IEC 62052-11:2003+AMD1:2016.

AT0070: Las UM deberán cumplir con Influencia de la tensión de Alimentación según la norma IEC 62052-11:2003+AMD1:2016.

AT0071: Las UM deberán cumplir con Compatibilidad Electromagnética (EMC) según la norma IEC 62052-11:2003+AMD1:2016.

AT0072: Las UM deberán cumplir con Ensayos de tensión alterna según la norma IEC 62052-11:2003+AMD1:2016.

AT0073: Las UM deberán cumplir con Ensayo de Compatibilidad Electromagnética según la norma IEC 62052-11:2003+AMD1:2016.

AT0074: Las UM deberán cumplir con Inmunidad de falla a tierra según norma IEC 62052-11:2003+AMD1:2016.

1. Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel. La norma IEC 62025-11:2003+AMD1:2016 se refiere a requerimientos generales, pruebas y condiciones de prueba para los equipos de medición. Solamente se debe verificar que los equipos de medida cumplan con la normativa.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Unidad de medida (modelos de medidores utilizados por Enel) |
| **Requerimientos** | AT0067; AT0068: AT0069; AT0070; AT0071; AT0072; AT0073; AT0074 |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | “Parcial” |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* \* Especificaciones técnicas de medidores: EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel.  \* Anexo Técnico art. 9.3 |
| **Observación inodú** | No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verifico el requerimiento para este medidor. |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-40-1** | Correspondencia de estándares. (EMH) |
| **INODU-26-1** | Declaración de conformidad de estándares. (EMH) |
| **INODU-45-1** | Lista de estándares. (ION) |
| **INODU-68-1** | Declaración de conformidad de estándares. (ION) |
| **INODU-55-1** | Estándares y referencias. (ISKRA) |
| **INODU-56-1** | Declaración de conformidad de estándares. (ISKRA) |
| **INODU-66-1** | Estándares aplicables. (ITRON) |
| **INODU-66-4** | Declaración de conformidad de estándares. (ITRON) |
| **INODU-37-1** | Lista de estándares de referencia. (NEXY-M) |

1. Auditoría inodú

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **IEC 62052-11:2003+AMD1:2016** | | | | | | |
| **Requerimiento/ Medidor** | **Norma** | **EMH** | **ION** | **ISKRA** | **ITRON** | **Enel v.2 – NEXY-M** |
| **AT0067** | IEC 62052-11:2003+AMD1:2016 | Cumple | Cumple | Cumple | Cumple | Cumplimiento Parcial |
| **AT0068** | IEC 62052-11:2003+AMD1:2016 | Cumple | Cumple | Cumple | Cumple | Cumplimiento Parcial |
| **AT0069** | IEC 62052-11:2003+AMD1:2016 | Cumple | Cumple | Cumple | Cumple | Cumplimiento Parcial |
| **AT0070** | IEC 62052-11:2003+AMD1:2016 | Cumple | Cumple | Cumple | Cumple | Cumplimiento Parcial |
| **AT0071** | IEC 62052-11:2003+AMD1:2016 | Cumple | Cumple | Cumple | Cumple | Cumplimiento Parcial |
| **AT0072** | IEC 62052-11:2003+AMD1:2016 | Cumple | Cumple | Cumple | Cumple | Cumplimiento Parcial |
| **AT0073** | IEC 62052-11:2003+AMD1:2016 | Cumple | Cumple | Cumple | Cumple | Cumplimiento Parcial |
| **AT0074** | IEC 62052-11:2003+AMD1:2016 | Cumple | Cumple | Cumple | Cumple | Cumplimiento Parcial |

1. Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, incluida la norma IEC 62052-11:2003+AMD1:2016, a juicio de inodú, se cumplen **parcialmente** los requerimientos.

1. Observación auditoría

El medidor NEXY-M se clasifica como “Cumplimiento Parcial” debido a que, a pesar de que se indica conformidad con la norma IEC 62052-11:2003+AMD1:2016 en INODU-37-1, es necesario cumplir con el proceso de homologación de acuerdo al Artículo 9-3 del Anexo Técnico SMMC de la NTD.

Se debe trabajar en la implementación del plan ID-Planes-019 para cumplir totalmente los requerimientos.

## Requerimiento AT0075

1. Requerimiento

AT0075: Las UM deberán cumplir con Inmunidad a descargas electrostáticas según la norma IEC 61000-4-2:2008.

1. Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel.

El estándar IEC 61000-4-2:2008 es aplicable a equipos eléctricos y electrónicos, por lo que se debe verificar para cada uno de los equipos eléctricos o electrónicos que componen la UM. En los requerimientos AT0020, AT0021, AT0022, AT0023, AT0024 y AT0025 se verificó que los equipos eléctricos y electrónicos que componen las distintas UMs utilizadas por Enel corresponden a:

* Solución “Medidor ENEL (concentrador)”: Un equipo de medida;
* Solución “Medidor punto a punto”: Un equipo de medida, más un Router externo.

Por lo tanto, se debe verificar el cumplimiento de este requerimiento para los distintos equipos de medida utilizados por Enel (AT0020), así como también para el Router utilizado en el caso de la Solución “Medidor punto a punto” (AT0022).

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Unidad de medida (modelos de medidores utilizados por Enel) |
| **Requerimientos** | AT0020; AT0022 |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | “Parcial” |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* \* Especificaciones técnicas de medidores: EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel.  \* Anexo Técnico art. 9.3 |
| **Observación inodú** | No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verifico el requerimiento para este medidor. |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-40-1** | Correspondencia de estándares. (EMH) |
| **INODU-26-1** | Declaración de conformidad de estándares. (EMH) |
| **INODU-45-1** | Lista de estándares. (ION) |
| **INODU-68-1** | Declaración de conformidad de estándares. (ION) |
| **INODU-55-1** | Estándares y referencias. (ISKRA) |
| **INODU-56-1** | Declaración de conformidad de estándares. (ISKRA) |
| **INODU-66-1** | Estándares aplicables. (ITRON) |
| **INODU-66-4** | Declaración de conformidad de estándares. (ITRON) |
| **INODU-37-1** | Lista de estándares de referencia. (NEXY-M) |
| **INODU-24-4** | Lista de estándares de referencia. (RUT955) |
| **INODU-113-1** | Protocolo certificación SEC - Medidor electrónico de energía activa clases 1 y 2 – Normas de referencia |
| **INODU-114-1** | Protocolo certificación SEC - Medidor electrónico de energía activa clases 0.2S y 0.5S – Normas de referencia |
| **INODU-115-1** | Protocolo certificación SEC - Medidor electrónico de energía reactiva clases 2 y 3 – Normas de referencia |

1. Auditoría inodú

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **IEC 61000-4-2:2008** | | | | | | |
| **Requerimiento/ Medidor** | **EMH** | **ION** | **ISKRA** | **ITRON** | **Enel v.2 – NEXY-M** | **RUT955** |
| **AT0075** | Cumple | Cumple | Cumple | Cumple | No especifica | Cumple |

1. Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, incluida la norma IEC 61000-4-2:2008, a juicio de inodú, se cumple **parcialmente** el requerimiento.

1. Observación auditoría

La norma IEC 61000-4-2:2008 no se contempla en los protocolos SEC que dan cumplimiento al artículo 9-3 del Anexo Técnico SMMC, por lo que la homologación asociada a lo que se indica en este artículo no es exigible para la citada norma.

En el caso del equipo de medida NEXY-M, en INODU-37-1 no se indica que el dispositivo es construido en conformidad a la norma IEC 61000-4-2:2008.

Se debe trabajar en la implementación del plan ID-Planes-020 para cumplir totalmente el requerimiento.

## Requerimiento AT0076

1. Requerimiento

AT0076: Las UM deberán cumplir con Inmunidad a transientes eléctricos según la norma IEC 61000-4-4:2012.

1. Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel.

El estándar IEC 61000-4-4:2012 es aplicable a equipos eléctricos y electrónicos, por lo que se debe verificar para cada uno de los equipos eléctricos o electrónicos que componen la UM. En los requerimientos AT0020, AT0021, AT0022, AT0023, AT0024 y AT0025 se verificó que los equipos eléctricos y electrónicos que componen las distintas UMs utilizadas por Enel corresponden a:

* Solución “Medidor ENEL (concentrador)”: Un equipo de medida;
* Solución “Medidor punto a punto”: Un equipo de medida, más un Router externo.

Por lo tanto, se debe verificar el cumplimiento de este requerimiento para los distintos equipos de medida utilizados por Enel (AT0020), así como también para el Router utilizado en el caso de la Solución “Medidor punto a punto” (AT0022).

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Unidad de medida (modelos de medidores utilizados por Enel) |
| **Requerimientos** | AT0020; AT0022 |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | “Parcial” |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* \* Especificaciones técnicas de medidores: EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel.  \* Anexo Técnico art. 9.3 |
| **Observación inodú** | No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verifico el requerimiento para este medidor. |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-40-1** | Correspondencia de estándares. (EMH) |
| **INODU-26-1** | Declaración de conformidad de estándares. (EMH) |
| **INODU-45-1** | Lista de estándares. (ION) |
| **INODU-68-1** | Declaración de conformidad de estándares. (ION) |
| **INODU-55-1** | Estándares y referencias. (ISKRA) |
| **INODU-56-1** | Declaración de conformidad de estándares. (ISKRA) |
| **INODU-66-1** | Estándares aplicables. (ITRON) |
| **INODU-66-4** | Declaración de conformidad de estándares. (ITRON) |
| **INODU-37-1** | Lista de estándares de referencia. (NEXY-M) |
| **INODU-24-4** | Lista de estándares de referencia. (RUT955) |
| **INODU-113-1** | Protocolo certificación SEC - Medidor electrónico de energía activa clases 1 y 2 – Normas de referencia |
| **INODU-114-1** | Protocolo certificación SEC - Medidor electrónico de energía activa clases 0.2S y 0.5S – Normas de referencia |
| **INODU-115-1** | Protocolo certificación SEC - Medidor electrónico de energía reactiva clases 2 y 3 – Normas de referencia |

1. Auditoría inodú

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **IEC 61000-4-4:2012** | | | | | | |
| **Requerimiento/ Medidor** | **EMH** | **ION** | **ISKRA** | **ITRON** | **Enel v.2 – NEXY-M** | **RUT955** |
| **AT0076** | Cumple | Cumple | Cumple | Cumple | No especifica | Cumple |

1. Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, incluida la norma IEC 61000-4-4:2012, a juicio de inodú, se cumple **parcialmente** el requerimiento.

1. Observación auditoría

La norma IEC 61000-4-4:2012 no se contempla en los protocolos SEC que dan cumplimiento al artículo 9-3 del Anexo Técnico SMMC, por lo que la homologación asociada a lo que se indica en este artículo no es exigible para la citada norma.

En el caso del equipo de medida NEXY-M, en INODU-37-1 no se indica que el dispositivo es construido en conformidad a la norma IEC 61000-4-4:2012.

Se debe trabajar en la implementación del plan ID-Planes-021 para cumplir totalmente el requerimiento.

## Requerimiento AT0077

1. Requerimiento

AT0077: Las UM deberán cumplir con Impulso combinado según la norma IEC 61000-4-5:2014+AMD1:2017.

1. Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel.

El estándar IEC 61000-4-5:2014+AMD1:2017 es aplicable a equipos eléctricos y electrónicos, por lo que se debe verificar para cada uno de los equipos eléctricos o electrónicos que componen la UM. En los requerimientos AT0020, AT0021, AT0022, AT0023, AT0024 y AT0025 se verificó que los equipos eléctricos y electrónicos que componen las distintas UMs utilizadas por Enel corresponden a:

* Solución “Medidor ENEL (concentrador)”: Un equipo de medida;
* Solución “Medidor punto a punto”: Un equipo de medida, más un Router externo.

Por lo tanto, se debe verificar el cumplimiento de este requerimiento para los distintos equipos de medida utilizados por Enel (AT0020), así como también para el Router utilizado en el caso de la Solución “Medidor punto a punto” (AT0022).

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Unidad de medida (modelos de medidores utilizados por Enel) |
| **Requerimientos** | AT0020; AT0022 |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | “Parcial” |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* \* Especificaciones técnicas de medidores: EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel.  \* Anexo Técnico art. 9.3 |
| **Observación inodú** | No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verifico el requerimiento para este medidor. |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-40-1** | Correspondencia de estándares. (EMH) |
| **INODU-26-1** | Declaración de conformidad de estándares. (EMH) |
| **INODU-45-1** | Lista de estándares. (ION) |
| **INODU-68-1** | Declaración de conformidad de estándares. (ION) |
| **INODU-55-1** | Estándares y referencias. (ISKRA) |
| **INODU-56-1** | Declaración de conformidad de estándares. (ISKRA) |
| **INODU-66-1** | Estándares aplicables. (ITRON) |
| **INODU-66-4** | Declaración de conformidad de estándares. (ITRON) |
| **INODU-37-1** | Lista de estándares de referencia. (NEXY-M) |
| **INODU-24-4** | Lista de estándares de referencia. (RUT955) |
| **INODU-113-1** | Protocolo certificación SEC - Medidor electrónico de energía activa clases 1 y 2 – Normas de referencia |
| **INODU-114-1** | Protocolo certificación SEC - Medidor electrónico de energía activa clases 0.2S y 0.5S – Normas de referencia |
| **INODU-115-1** | Protocolo certificación SEC - Medidor electrónico de energía reactiva clases 2 y 3 – Normas de referencia |

1. Auditoría inodú

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **IEC 61000-4-5:2014+AMD1:2017** | | | | | | |
| **Requerimiento/ Medidor** | **EMH** | **ION** | **ISKRA** | **ITRON** | **Enel v.2 – NEXY-M** | **RUT955** |
| **AT0077** | Cumple | Cumple | Cumple | Cumple | No especifica | Cumple |

1. Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, incluida la norma IEC 61000-4-5:2014+AMD1:2017, a juicio de inodú, se cumple **parcialmente** el requerimiento.

1. Observación auditoría

La norma IEC 61000-4-5:2014+AMD1:2017 no se contempla en los protocolos SEC que dan cumplimiento al artículo 9-3 del Anexo Técnico SMMC, por lo que la homologación asociada a lo que se indica en este artículo no es exigible para la citada norma.

En el caso del equipo de medida NEXY-M, en INODU-37-1 no se indica que el dispositivo es construido en conformidad a la norma IEC 61000-4-5:2014+AMD1:2017.

Se debe trabajar en la implementación del plan ID-Planes-022 para cumplir totalmente el requerimiento.

## Requerimiento AT0078

1. Requerimiento

AT0078: Las UM deberán cumplir con Transitorios sinusoidales amortiguados no repetitivos *(ring waves)* según la norma IEC 61000-4-12:2017.

1. Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel.

El estándar IEC 61000-4-12:2017 es aplicable a equipos eléctricos y electrónicos, por lo que se debe verificar para cada uno de los equipos eléctricos o electrónicos que componen la UM. En los requerimientos AT0020, AT0021, AT0022, AT0023, AT0024 y AT0025 se verificó que los equipos eléctricos y electrónicos que componen las distintas UMs utilizadas por Enel corresponden a:

* Solución “Medidor ENEL (concentrador)”: Un equipo de medida;
* Solución “Medidor punto a punto”: Un equipo de medida, más un Router externo.

Por lo tanto, se debe verificar el cumplimiento de este requerimiento para los distintos equipos de medida utilizados por Enel (AT0020), así como también para el Router utilizado en el caso de la Solución “Medidor punto a punto” (AT0022).

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Unidad de medida (modelos de medidores utilizados por Enel) |
| **Requerimientos** | AT0020; AT0022 |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | “Parcial” |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* \* Especificaciones técnicas de medidores: EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel.  \* Anexo Técnico art. 9.3 |
| **Observación inodú** | No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verifico el requerimiento para este medidor. |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-40-1** | Correspondencia de estándares. (EMH) |
| **INODU-26-1** | Declaración de conformidad de estándares. (EMH) |
| **INODU-45-1** | Lista de estándares. (ION) |
| **INODU-68-1** | Declaración de conformidad de estándares. (ION) |
| **INODU-55-1** | Estándares y referencias. (ISKRA) |
| **INODU-56-1** | Declaración de conformidad de estándares. (ISKRA) |
| **INODU-66-1** | Estándares aplicables. (ITRON) |
| **INODU-66-4** | Declaración de conformidad de estándares. (ITRON) |
| **INODU-37-1** | Lista de estándares de referencia. (NEXY-M) |
| **INODU-24-4** | Lista de estándares de referencia. (RUT955) |
| **INODU-113-1** | Protocolo certificación SEC - Medidor electrónico de energía activa clases 1 y 2 – Normas de referencia |
| **INODU-114-1** | Protocolo certificación SEC - Medidor electrónico de energía activa clases 0.2S y 0.5S – Normas de referencia |
| **INODU-115-1** | Protocolo certificación SEC - Medidor electrónico de energía reactiva clases 2 y 3 – Normas de referencia |

1. Auditoría inodú

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **IEC 61000-4-12:2017** | | | | | | |
| **Requerimiento/ Medidor** | **EMH** | **ION** | **ISKRA** | **ITRON** | **Enel v.2 – NEXY-M** | **RUT955** |
| **AT0078** | Cumple | Cumple | No especifica | No especifica | No especifica | No especifica |

1. Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, incluida la norma IEC 61000-4-12:2017, a juicio de inodú, se cumple **parcialmente** el requerimiento.

1. Observación auditoría

La norma IEC 61000-4-12:2017 no se contempla en los protocolos SEC que dan cumplimiento al artículo 9-3 del Anexo Técnico SMMC, por lo que la homologación asociada a lo que se indica en este artículo no es exigible para la citada norma.

En el caso de los equipos ISKRA, ITRON, NEXY-M y RUT955, en INODU-55-1, INODU-66-1, INODU-37-1 e INODU-24-4 respectivamente no se indica que los dispositivos son construidos en conformidad a la norma IEC 61000-4-12:2017.

Se debe trabajar en la implementación del plan ID-Planes-023 para cumplir totalmente el requerimiento.

## Requerimiento AT0079

1. Requerimiento

AT0079: Las UM deberán tener Inmunidad a disturbios conducidos, inducidos por campos electromagnéticos de alta frecuencia según la norma IEC 61000-4-6:2013.

1. Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel.

El estándar IEC 61000-4-6:2013 es aplicable a equipos eléctricos y electrónicos, por lo que se debe verificar para cada uno de los equipos eléctricos o electrónicos que componen la UM. En los requerimientos AT0020, AT0021, AT0022, AT0023, AT0024 y AT0025 se verificó que los equipos eléctricos y electrónicos que componen las distintas UMs utilizadas por Enel corresponden a:

* Solución “Medidor ENEL (concentrador)”: Un equipo de medida;
* Solución “Medidor punto a punto”: Un equipo de medida, más un Router externo.

Por lo tanto, se debe verificar el cumplimiento de este requerimiento para los distintos equipos de medida utilizados por Enel (AT0020), así como también para el Router utilizado en el caso de la Solución “Medidor punto a punto” (AT0022).

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Unidad de medida (modelos de medidores utilizados por Enel) |
| **Requerimientos** | AT0020; AT0022 |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | “Parcial” |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* \* Especificaciones técnicas de medidores: EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel.  \* Anexo Técnico art. 9.3 |
| **Observación inodú** | No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verifico el requerimiento para este medidor. |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-40-1** | Correspondencia de estándares. (EMH) |
| **INODU-26-1** | Declaración de conformidad de estándares. (EMH) |
| **INODU-45-1** | Lista de estándares. (ION) |
| **INODU-68-1** | Declaración de conformidad de estándares. (ION) |
| **INODU-55-1** | Estándares y referencias. (ISKRA) |
| **INODU-56-1** | Declaración de conformidad de estándares. (ISKRA) |
| **INODU-66-1** | Estándares aplicables. (ITRON) |
| **INODU-66-4** | Declaración de conformidad de estándares. (ITRON) |
| **INODU-37-1** | Lista de estándares de referencia. (NEXY-M) |
| **INODU-24-4** | Lista de estándares de referencia. (RUT955) |
| **INODU-113-1** | Protocolo certificación SEC - Medidor electrónico de energía activa clases 1 y 2 – Normas de referencia |
| **INODU-114-1** | Protocolo certificación SEC - Medidor electrónico de energía activa clases 0.2S y 0.5S – Normas de referencia |
| **INODU-115-1** | Protocolo certificación SEC - Medidor electrónico de energía reactiva clases 2 y 3 – Normas de referencia |

1. Auditoría inodú

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **IEC 61000-4-6:2013** | | | | | | |
| **Requerimiento/ Medidor** | **EMH** | **ION** | **ISKRA** | **ITRON** | **Enel v.2 – NEXY-M** | **RUT955** |
| **AT0079** | Cumple | Cumple | Cumple | No especifica | No especifica | Cumple |

1. Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, incluida la norma IEC 61000-4-6:2013, a juicio de inodú, se cumple **parcialmente** el requerimiento.

1. Observación auditoría

La norma IEC 61000-4-6:2013 no se contempla en los protocolos SEC que dan cumplimiento al artículo 9-3 del Anexo Técnico SMMC, por lo que la homologación asociada a lo que se indica en este artículo no es exigible para la citada norma.

En el caso de los equipos ITRON y NEXY-M, en INODU-66-1 e INODU-37-1 respectivamente no se indica que los dispositivos son construidos en conformidad a la norma IEC 61000-4-6:2013.

Se debe trabajar en la implementación del plan ID-Planes-024 para cumplir totalmente el requerimiento.

## Requerimiento AT0080

1. Requerimiento

AT0080: Las UM deberán tener Inmunidad campos electromagnéticos de alta frecuencia según la norma IEC 61000-4-3:2006+AMD1:2007+AMD2:2010.

1. Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel.

El estándar IEC 61000-4-3:2006+AMD1:2007+AMD2:2010 es aplicable a equipos eléctricos y electrónicos, por lo que se debe verificar para cada uno de los equipos eléctricos o electrónicos que componen la UM. En los requerimientos AT0020, AT0021, AT0022, AT0023, AT0024 y AT0025 se verificó que los equipos eléctricos y electrónicos que componen las distintas UMs utilizadas por Enel corresponden a:

* Solución “Medidor ENEL (concentrador)”: Un equipo de medida;
* Solución “Medidor punto a punto”: Un equipo de medida, más un Router externo.

Por lo tanto, se debe verificar el cumplimiento de este requerimiento para los distintos equipos de medida utilizados por Enel (AT0020), así como también para el Router utilizado en el caso de la Solución “Medidor punto a punto” (AT0022).

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Unidad de medida (modelos de medidores utilizados por Enel) |
| **Requerimientos** | AT0020; AT0022 |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | “Parcial” |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* \* Especificaciones técnicas de medidores: EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel.  \* Anexo Técnico art. 9.3 |
| **Observación inodú** | No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verifico el requerimiento para este medidor. |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-40-1** | Correspondencia de estándares. (EMH) |
| **INODU-26-1** | Declaración de conformidad de estándares. (EMH) |
| **INODU-45-1** | Lista de estándares. (ION) |
| **INODU-68-1** | Declaración de conformidad de estándares. (ION) |
| **INODU-55-1** | Estándares y referencias. (ISKRA) |
| **INODU-56-1** | Declaración de conformidad de estándares. (ISKRA) |
| **INODU-66-1** | Estándares aplicables. (ITRON) |
| **INODU-66-4** | Declaración de conformidad de estándares. (ITRON) |
| **INODU-37-1** | Lista de estándares de referencia. (NEXY-M) |
| **INODU-24-4** | Lista de estándares de referencia. (RUT955) |
| **INODU-113-1** | Protocolo certificación SEC - Medidor electrónico de energía activa clases 1 y 2 – Normas de referencia |
| **INODU-114-1** | Protocolo certificación SEC - Medidor electrónico de energía activa clases 0.2S y 0.5S – Normas de referencia |
| **INODU-115-1** | Protocolo certificación SEC - Medidor electrónico de energía reactiva clases 2 y 3 – Normas de referencia |

1. Auditoría inodú

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **IEC 61000-4-3:2006+AMD1:2007+AMD2:2010** | | | | | | |
| **Requerimiento/ Medidor** | **EMH** | **ION** | **ISKRA** | **ITRON** | **Enel v.2 – NEXY-M** | **RUT955** |
| **AT0080** | Cumple | Cumple | Cumple | Cumple | No especifica | Cumple |

1. Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, incluida la norma IEC 61000-4-3:2006+AMD1:2007+AMD2:2010, a juicio de inodú, se cumple **parcialmente** el requerimiento.

1. Observación auditoría

La norma IEC 61000-4-3:2006+AMD1:2007+AMD2:2010 no se contempla en los protocolos SEC que dan cumplimiento al artículo 9-3 del Anexo Técnico SMMC, por lo que la homologación asociada a lo que se indica en este artículo no es exigible para la citada norma.

En el caso del equipo de medida NEXY-M, en INODU-37-1 no se indica que el dispositivo es construido en conformidad a la norma IEC 61000-4-3:2006+AMD1:2007+AMD2:2010.

Se debe trabajar en la implementación del plan ID-Planes-025 para cumplir totalmente el requerimiento.

## Requerimientos AT0081; AT0082

1. Requerimiento

AT0081: Las UM deberán cumplir lo estipulado respecto a Consumo de potencia – circuitos de tensión, medidores multifunción según la norma IEC 62053-61:1998.

AT0082: Las UM deberán cumplir con lo estipulado en referencia al Consumo de potencia – intervalo de tensión en medidores multifunción según la norma IEC 62053-61:1998.

1. Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel. La norma IEC 62053-61:1998 aplica solamente para los equipos de medición y procesamiento, por lo tanto, solo se debe verificar que los equipos de medida indicados en el desarrollo del requerimiento AT0020 cumplan con la normativa.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Unidad de medida (modelos de medidores utilizados por Enel) |
| **Requerimientos** | AT0020 |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | “Parcial” |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* \* Especificaciones técnicas de medidores: EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel.  \* Anexo Técnico art. 9.3 |
| **Observación inodú** | No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verifico el requerimiento para este medidor. |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-40-1** | Correspondencia de estándares. (EMH) |
| **INODU-26-1** | Declaración de conformidad de estándares. (EMH) |
| **INODU-45-1** | Lista de estándares. (ION) |
| **INODU-68-1** | Declaración de conformidad de estándares. (ION) |
| **INODU-55-1** | Estándares y referencias. (ISKRA) |
| **INODU-56-1** | Declaración de conformidad de estándares. (ISKRA) |
| **INODU-66-1** | Estándares aplicables. (ITRON) |
| **INODU-66-4** | Declaración de conformidad de estándares. (ITRON) |
| **INODU-37-1** | Lista de estándares de referencia. (NEXY-M) |

1. Auditoría inodú

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **IEC 62053-61:1998** | | | | | |
| **Requerimiento/ Medidor** | **EMH** | **ION** | **ISKRA** | **ITRON** | **Enel v.2 – NEXY-M** |
| **AT0081** | No especifica | No especifica | No especifica | Cumplimiento Parcial | Cumplimiento Parcial |
| **AT0082** | No especifica | No especifica | No especifica | Cumplimiento Parcial | Cumplimiento Parcial |

1. Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **parcialmente** el requerimiento.

1. Observación auditoría

A pesar de que se indica que el equipo ITRON está construido en conformidad con la norma IEC 62053-61:1998 en la evidencia INODU-66-1, la declaración de conformidad de estándares revisada de este equipo no certifica conformidad con la norma IEC 62053-61:1998.

El medidor NEXY-M se clasifica como “Cumplimiento Parcial” debido a que, a pesar de que se indica conformidad con la norma IEC 62053-61:1998 en INODU-37-1, es necesario cumplir con el proceso de homologación de acuerdo al Artículo 9-3 del Anexo Técnico SMMC de la NTD.

En el caso de los equipos EMH, ION e ISKRA, en INODU-40-1, INODU-45-1 e INODU-55-1 respectivamente no se indica que los dispositivos son construidos en conformidad a la norma IEC 62053-61:1998.

Se debe trabajar en la implementación del plan ID-Planes-026 para cumplir totalmente el requerimiento.

## Requerimiento AT0083

1. Requerimiento

AT0083: Las UM deberán cumplir con lo estipulado en referencia a la inmunidad a campos magnéticos de frecuencia de red, según la norma IEC 61000-4-8:2009.

1. Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel.

El estándar IEC 61000-4-8:2009 es aplicable a equipos eléctricos y electrónicos, por lo que se debe verificar para cada uno de los equipos eléctricos o electrónicos que componen la UM. En los requerimientos AT0020, AT0021, AT0022, AT0023, AT0024 y AT0025 se verificó que los equipos eléctricos y electrónicos que componen las distintas UMs utilizadas por Enel corresponden a:

* Solución “Medidor ENEL (concentrador)”: Un equipo de medida;
* Solución “Medidor punto a punto”: Un equipo de medida, más un Router externo.

Por lo tanto, se debe verificar el cumplimiento de este requerimiento para los distintos equipos de medida utilizados por Enel (AT0020), así como también para el Router utilizado en el caso de la Solución “Medidor punto a punto” (AT0022).

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Unidad de medida (modelos de medidores utilizados por Enel) |
| **Requerimientos** | AT0020; AT0022 |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | “Parcial” |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* \* Especificaciones técnicas de medidores: EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel.  \* Anexo Técnico art. 9.3 |
| **Observación inodú** | No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verifico el requerimiento para este medidor. |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-40-1** | Correspondencia de estándares. (EMH) |
| **INODU-26-1** | Declaración de conformidad de estándares. (EMH) |
| **INODU-45-1** | Lista de estándares. (ION) |
| **INODU-68-1** | Declaración de conformidad de estándares. (ION) |
| **INODU-55-1** | Estándares y referencias. (ISKRA) |
| **INODU-56-1** | Declaración de conformidad de estándares. (ISKRA) |
| **INODU-66-1** | Estándares aplicables. (ITRON) |
| **INODU-66-4** | Declaración de conformidad de estándares. (ITRON) |
| **INODU-37-1** | Lista de estándares de referencia. (NEXY-M) |
| **INODU-24-4** | Lista de estándares de referencia. (RUT955) |

1. Auditoría inodú

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **IEC 61000-4-8:2009** | | | | | | |
| **Requerimiento/ Medidor** | **EMH** | **ION** | **ISKRA** | **ITRON** | **Enel v.2 – NEXY-M** | **RUT955** |
| **AT0083** | Cumplimiento Parcial | Cumplimiento Parcial | No especifica | No especifica | No especifica | No especifica |

1. Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, incluida la norma IEC 61000-4-8:2009, a juicio de inodú, se cumple **parcialmente** el requerimiento.

1. Observación auditoría

A pesar de que se indica que los equipos EMH e ION están construidos en conformidad con la norma IEC 61000-4-8:2009 en las evidencias INODU-40-1 e INODU-45-1 respectivamente, las declaraciones de conformidad de estándares revisadas de los respectivos equipos no certifican conformidad con la norma IEC 61000-4-8:2009.

En el caso de los equipos ISKRA, ITRON, NEXY-M y RUT955, en INODU-55-1, INODU-66-1, INODU-37-1 e INODU-24-4 respectivamente no se indica que los dispositivos son construidos en conformidad a la norma IEC 61000-4-8:2009.

Se debe trabajar en la implementación del plan ID-Planes-027 para cumplir totalmente el requerimiento.

## Requerimiento AT0084

1. Requerimiento

AT0084: Las UM deberán presentar Inmunidad a cortes y huecos de tensión según lo estipulado en la norma IEC 61000-4-11:2004+AMD1:2017.

1. Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel.

El estándar IEC 61000-4-11:2004+AMD1:2017 es aplicable a equipos eléctricos y electrónicos, por lo que se debe verificar para cada uno de los equipos eléctricos o electrónicos que componen la UM. En los requerimientos AT0020, AT0021, AT0022, AT0023, AT0024 y AT0025 se verificó que los equipos eléctricos y electrónicos que componen las distintas UMs utilizadas por Enel corresponden a:

* Solución “Medidor ENEL (concentrador)”: Un equipo de medida;
* Solución “Medidor punto a punto”: Un equipo de medida, más un Router externo.

Por lo tanto, se debe verificar el cumplimiento de este requerimiento para los distintos equipos de medida utilizados por Enel (AT0020), así como también para el Router utilizado en el caso de la Solución “Medidor punto a punto” (AT0022).

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Unidad de medida (modelos de medidores utilizados por Enel) |
| **Requerimientos** | AT0020; AT0022 |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | “Parcial” |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* \* Especificaciones técnicas de medidores: EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel.  \* Anexo Técnico art. 9.3 |
| **Observación inodú** | No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verifico el requerimiento para este medidor. |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-40-1** | Correspondencia de estándares. (EMH) |
| **INODU-26-1** | Declaración de conformidad de estándares. (EMH) |
| **INODU-45-1** | Lista de estándares. (ION) |
| **INODU-68-1** | Declaración de conformidad de estándares. (ION) |
| **INODU-55-1** | Estándares y referencias. (ISKRA) |
| **INODU-56-1** | Declaración de conformidad de estándares. (ISKRA) |
| **INODU-66-1** | Estándares aplicables. (ITRON) |
| **INODU-66-4** | Declaración de conformidad de estándares. (ITRON) |
| **INODU-37-1** | Lista de estándares de referencia. (NEXY-M) |
| **INODU-24-4** | Lista de estándares de referencia. (RUT955) |

1. Auditoría inodú

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **IEC 61000-4-11:2004+AMD1:2017** | | | | | | |
| **Requerimiento/ Medidor** | **EMH** | **ION** | **ISKRA** | **ITRON** | **Enel v.2 – NEXY-M** | **RUT955** |
| **AT0084** | Cumplimiento Parcial | Cumplimiento Parcial | No especifica | No especifica | No especifica | Cumplimiento Parcial |

1. Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, incluida la norma IEC 61000-4-11:2004+AMD1:2017, a juicio de inodú, se cumple **parcialmente** el requerimiento.

1. Observación auditoría

A pesar de que se indica que los equipos EMH, ION y RUT955 están construidos en conformidad con la norma IEC 61000-4-11:2004+AMD1:2017 en las evidencias INODU-40-1, INODU-45-1 e INODU-24-4 respectivamente, las declaraciones de conformidad de estándares revisadas de los respectivos equipos no certifican conformidad con la norma IEC 61000-4-11:2004+AMD1:2017.

En el caso de los equipos ISKRA, ITRON y NEXY-M, en INODU-55-1, INODU-66-1 e INODU-37-1 respectivamente no se indica que los dispositivos son construidos en conformidad a la norma IEC 61000-4-11:2004+AMD1:2017.

Se debe trabajar en la implementación del plan ID-Planes-028 para cumplir totalmente el requerimiento.

## Requerimientos AT0085; AT0098

1. Requerimiento

AT0085: Las UM deberá cumplir los requisitos de seguridad según lo estipulado en la norma IEC 62052-31:2015.

AT0098: Las unidades de medidas deben cumplir con requisitos de seguridad establecidos en la norma IEC 62052-31:2015.

1. Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel. La norma IEC 62052-31:2015 aplica solamente para los equipos de medición diseñados para la medición y control de la energía eléctrica en redes de 50 Hz y 60 Hz con una tensión por sobre los 600 V. Por lo tanto, solo se debe verificar que los equipos de medida cumplan con la normativa.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Unidad de medida (modelos de medidores utilizados por Enel) |
| **Requerimientos** | AT0085; AT0098 |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | “Parcial” |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* \* Especificaciones técnicas de medidores: EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel.  \* Anexo Técnico art. 9.3 |
| **Observación inodú** | No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verifico el requerimiento para este medidor. |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-40-1** | Correspondencia de estándares. (EMH) |
| **INODU-26-1** | Declaración de conformidad de estándares. (EMH) |
| **INODU-45-1** | Lista de estándares. (ION) |
| **INODU-68-1** | Declaración de conformidad de estándares. (ION) |
| **INODU-55-1** | Estándares y referencias. (ISKRA) |
| **INODU-56-1** | Declaración de conformidad de estándares. (ISKRA) |
| **INODU-66-1** | Estándares aplicables. (ITRON) |
| **INODU-66-4** | Declaración de conformidad de estándares. (ITRON) |
| **INODU-37-1** | Lista de estándares de referencia. (NEXY-M) |

1. Auditoría inodú

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **IEC 62052-31:2015** | | | | | |
| **Requerimiento/ Medidor** | **EMH** | **ION** | **ISKRA** | **ITRON** | **Enel v.2 – NEXY-M** |
| **AT0085** | Cumplimiento parcial | No especifica | No especifica | No especifica | Cumplimiento Parcial |
| **AT0098** | Cumplimiento parcial | No especifica | No especifica | No especifica | Cumplimiento Parcial |

1. Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumplen **parcialmente** los requerimientos.

1. Observación auditoría

A pesar de que se indica que el equipo EMH está construido en conformidad con la norma IEC 62052-31:2015 en la evidencia INODU-40-1, la declaración de conformidad de estándares revisada de este equipo no certifica conformidad con la norma IEC 62052-31:2015.

El medidor NEXY-M se clasifica como “Cumplimiento Parcial” debido a que, a pesar de que se indica conformidad con la norma IEC 62052-31:2015 en INODU-37-1, es necesario cumplir con el proceso de homologación de acuerdo al Artículo 9-3 del Anexo Técnico SMMC de la NTD.

En el caso de los equipos ION, ISKRA e ITRON, en INODU-45-1, INODU-55-1 e INODU-66-1 respectivamente no se indica que los dispositivos son construidos en conformidad a la norma IEC 62052-31:2015.

Se debe trabajar en la implementación del plan ID-Planes-029 para cumplir totalmente los requerimientos.

## Requerimientos AT0086; AT0090; AT0094; AT0099; AT0103; AT0107; AT0111; AT0115

1. Requerimiento

AT0086: Las UM deberán cumplir con lo estipulado en referencia al Consumo de potencia-circuitos de corriente según la norma IEC 62053-21:2003+AMD1:2016 - Conexión directa - Activa clase 1.

AT0090: Las UM deberán cumplir en lo referente a la Influencia de sobre corrientes de corta duración en lo indicado en la norma IEC 62053-21:2003+AMD1:2016 - Conexión directa - Activa clase 1.

AT0094: Las UM deberán cumplir con lo referente a Influencia de autocalentamiento con lo indicado en la norma IEC 62053-21:2003+AMD1:2016 - Conexión directa - Activa clase 1.

AT0099: Las UM deberán cumplir en lo relacionado a Limites de error de variación de intensidad, con la norma: IEC 62053-21:2003+AMD1:2016 - Conexión directa - Activa clase 1 y 2.

AT0103: Las UM deberán cumplir en lo relacionado a Limites de error de variación de influencia, con la norma: IEC 62053-21:2003+AMD1:2016 - Conexión directa - Activa clase 1 y 2.

AT0107: Las UM deberán cumplir en lo relacionado a Ensayo de arranque y marcha en vacío, con la norma: IEC 62053-21:2003+AMD1:2016 - Conexión directa - Activa clase 1 y 2.

AT0111: Las UM deberán cumplir en lo relacionado a Constante del medidor - IEC 62053-21:2003+AMD1:2016 - Conexión directa - Activa clase 1 y 2.

AT0115: Las UM deberán cumplir en lo relacionado a Condiciones de ensayos de precisión, con la norma: IEC 62053-21:2003+AMD1:2016 - Conexión directa - Activa clase 1 y 2.

1. Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel que realicen mediciones mediante conexión directa. La norma IEC 62053-21:2003+AMD1:2016 es aplicable solamente para los equipos de medida de energía activa o reactiva. Por lo tanto, solo se debe verificar que los equipos de medida cumplan con la normativa.

De acuerdo a lo indicado en el desarrollo del requerimiento AT0020, las UM que realizarán mediciones con conexión directa utilizarán el equipo de medida NEXY-M, por lo que estos requerimientos solamente se deben verificar para el equipo de medida NEXY-M.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Unidad de medida (modelos de medidores utilizados por Enel) |
| **Requerimientos** | AT0020 |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | “Parcial” |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* \* Especificaciones técnicas de medidores: EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel.  \* Anexo Técnico art. 9.3 |
| **Observación inodú** | No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verifico el requerimiento para este medidor. |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-02-8** | Diagrama y descripción Solución Medidor ENEL (concentrador) |
| **INODU-02-9** | Diagrama y descripción Solución Medidor Punto a Punto |
| **INODU-37-1** | Lista de estándares de referencia. (NEXY-M) |

1. Auditoría inodú

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **IEC 62053-21:2003+AMD1:2016** | | |
| **Requerimiento/ Medidor** | **Norma** | **Enel v.2 – NEXY-M** |
| **AT0086** | IEC 62053-21:2003+AMD1:2016 | Cumplimiento Parcial |
| **AT0090** | IEC 62053-21:2003+AMD1:2016 | Cumplimiento Parcial |
| **AT0094** | IEC 62053-21:2003+AMD1:2016 | Cumplimiento Parcial |
| **AT0099** | IEC 62053-21:2003+AMD1:2016 | Cumplimiento Parcial |
| **AT0103** | IEC 62053-21:2003+AMD1:2016 | Cumplimiento Parcial |
| **AT0107** | IEC 62053-21:2003+AMD1:2016 | Cumplimiento Parcial |
| **AT0111** | IEC 62053-21:2003+AMD1:2016 | Cumplimiento Parcial |
| **AT0115** | IEC 62053-21:2003+AMD1:2016 | Cumplimiento Parcial |

1. Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumplen **parcialmente** los requerimientos.

1. Observación auditoría

El medidor NEXY-M se clasifica como “Cumplimiento Parcial” debido a que, a pesar de que se indica conformidad con la norma IEC 62053-21:2003+AMD1:2016 en INODU-37-1, es necesario cumplir con el proceso de homologación de acuerdo al Artículo 9-3 del Anexo Técnico SMMC de la NTD.

Se debe trabajar en la implementación del plan ID-Planes-030 para cumplir totalmente los requerimientos.

## Requerimientos AT0087; AT0091; AT0095; AT0100; AT0104; AT0108; AT0112; AT0116

1. Requerimiento

AT0087: Las UM deberán cumplir con lo estipulado en referencia al Consumo de potencia-circuitos de corriente según la norma IEC 62053-23:2003+AMD1:2016 - Conexión directa - Reactiva clase 2.

AT0091: Las UM deberán cumplir en lo referente a la Influencia de sobre corrientes de corta duración con lo indicado en la norma IEC 62053-23:2003+AMD1:2016 - Conexión directa - Reactiva clase 2.

AT0095: Las UM deberán cumplir con lo referente en Influencia de autocalentamiento con lo indicado en la norma IEC 62053-23:2003+AMD1:2016 - Conexión directa - Reactiva clase 2.

AT0100: Las UM deberán cumplir en lo relacionado a Limites de error de variación de intensidad, con la norma: IEC 62053-23:2003+AMD1:2016 - Conexión directa - Reactiva clase 2 y 3.

AT0104: Las UM deberán cumplir en lo relacionado a Limites de error de variación de influencia, con la norma: IEC 62053-23:2003+AMD1:2016 - Conexión directa - Reactiva clase 2 y 3.

AT0108: Las UM deberán cumplir en lo relacionado a Ensayo de arranque y marcha en vacío, con la norma: IEC 62053-23:2003+AMD1:2016 - Conexión directa - Reactiva clase 2 y 3.

AT0112: Las UM deberán cumplir en lo relacionado a Constante del medidor, con la norma: IEC 62053-23:2003+AMD1:2016 - Conexión directa - Reactiva clase 2 y 3.

AT0116: Las UM deberán cumplir en lo relacionado a Condiciones de ensayos de precisión, con la norma: IEC 62053-23:2003+AMD1:2016 - Conexión directa - Reactiva clase 2 y 3.

1. Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel que realicen mediciones mediante conexión directa. La norma IEC 62053-23:2003+AMD1:2016 es aplicable solamente para los equipos de medida de energía activa o reactiva. Por lo tanto, solo se debe verificar que los equipos de medida cumplan con la normativa.

De acuerdo a lo indicado en el desarrollo del requerimiento AT0020, las UM que realizarán mediciones con conexión directa utilizarán el equipo de medida NEXY-M, por lo que estos requerimientos solamente se deben verificar para el equipo de medida NEXY-M.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Unidad de medida (modelos de medidores utilizados por Enel) |
| **Requerimientos** | AT0020 |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | “Parcial” |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* \* Especificaciones técnicas de medidores: EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel.  \* Anexo Técnico art. 9.3 |
| **Observación inodú** | No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verifico el requerimiento para este medidor. |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-02-8** | Diagrama y descripción Solución Medidor ENEL (concentrador) |
| **INODU-02-9** | Diagrama y descripción Solución Medidor Punto a Punto |
| **INODU-37-1** | Lista de estándares de referencia. (NEXY-M) |

1. Auditoría inodú

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **IEC 62053-23:2003+AMD1:2016** | | |
| **Requerimiento/ Medidor** | **Norma** | **Enel v.2 – NEXY-M** |
| **AT0087** | IEC 62053-23:2003+AMD1:2016 | Cumplimiento Parcial |
| **AT0091** | IEC 62053-23:2003+AMD1:2016 | Cumplimiento Parcial |
| **AT0095** | IEC 62053-23:2003+AMD1:2016 | Cumplimiento Parcial |
| **AT0100** | IEC 62053-23:2003+AMD1:2016 | Cumplimiento Parcial |
| **AT0104** | IEC 62053-23:2003+AMD1:2016 | Cumplimiento Parcial |
| **AT0108** | IEC 62053-23:2003+AMD1:2016 | Cumplimiento Parcial |
| **AT0112** | IEC 62053-23:2003+AMD1:2016 | Cumplimiento Parcial |
| **AT0116** | IEC 62053-23:2003+AMD1:2016 | Cumplimiento Parcial |

1. Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumplen **parcialmente** los requerimientos.

1. Observación auditoría

El medidor NEXY-M se clasifica como “Cumplimiento Parcial” debido a que, a pesar de que se indica conformidad con la norma IEC 62053-23:2003+AMD1:2016 en INODU-37-1, es necesario cumplir con el proceso de homologación de acuerdo al Artículo 9-3 del Anexo Técnico SMMC de la NTD.

Se debe trabajar en la implementación del plan ID-Planes-031 para cumplir totalmente los requerimientos.

## Requerimientos AT0088; AT0092; AT0096; AT0101; AT0105; AT0109; AT0113; AT0117

1. Requerimiento

AT0088: Las UM deberán cumplir con el Consumo de potencia-circuitos de corriente según lo indicado en la norma IEC 62053‐21:2003+AMD1:2016 o IEC 62053‐22:2003+AMD1:2016, según corresponda - Conexión por medio de transformador - Activa clase 1/0.2s/0.5s.

AT0092: Las UM deberán cumplir con lo referente a Influencia de sobre corrientes de corta duración en lo indicado en la norma IEC 62053‐21:2003+AMD1:2016 o IEC 62053‐22:2003+AMD1:2016, según corresponda - Conexión por medio de transformador - Activa clase 1/0.2s/0.5s.

AT0096: Las UM deberán cumplir con lo referente en Influencia de autocalentamiento con la norma IEC 62053‐21:2003+AMD1:2016 o IEC 62053‐22:2003+AMD1:2016, según corresponda - Conexión por medio de transformador - Activa clase 1/0.2s/0.5s.

AT0101: Las UM deberán cumplir en lo relacionado a Limites de error de variación de intensidad, con la norma: IEC 62053‐21:2003+AMD1:2016 o IEC 62053‐22:2003+AMD1:2016, según corresponda - Conexión por medio de transformador - Activa clase 1/0.2s/0.5s.

AT0105: Las UM deberán cumplir en lo relacionado a Limites de error de variación de influencia, con la norma: IEC 62053‐21:2003+AMD1:2016 o IEC 62053‐22:2003+AMD1:2016, según corresponda - Conexión por medio de transformador - Activa clase 1/0.2s/0.5s.

AT0109: Las UM deberán cumplir en lo relacionado a Ensayo de arranque y marcha en vacío, con la norma: IEC 62053‐21:2003+AMD1:2016 o IEC 62053‐22:2003+AMD1:2016, según corresponda - Conexión por medio de transformador - Activa clase 1/0.2s/0.5s.

AT0113: Las UM deberán cumplir en lo relacionado a Constante del medidor, con la norma: IEC 62053‐21:2003+AMD1:2016 o IEC 62053‐22:2003+AMD1:2016, según corresponda - Conexión por medio de transformador - Activa clase 1/0.2s/0.5s.

AT0117: Las UM deberán cumplir en lo relacionado a Condiciones de ensayos de precisión, con la norma: IEC 62053‐21:2003+AMD1:2016 o IEC 62053‐22:2003+AMD1:2016, según corresponda - Conexión por medio de transformador - Activa clase 1/0.2s/0.5s.

1. Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel que realicen mediciones mediante transformador, es decir, mediante conexión semidirecta o indirecta. Las normas IEC 62053‐21:2003+AMD1:2016 e IEC 62053‐22:2003+AMD1:2016 son aplicables solamente para los equipos de medida de energía activa o reactiva. Por lo tanto, solo se debe verificar que los equipos de medida cumplan con la normativa.

De acuerdo a lo indicado en el desarrollo del requerimiento AT0020, las UM que realizarán mediciones con conexión semidirecta o indirecta podrán utilizar los equipos de medida EMH, ION, ISKRA o ITRON, por lo que estos requerimientos se deben verificar para cada uno de los equipos de medida indicados en este párrafo.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Unidad de medida (modelos de medidores utilizados por Enel) |
| **Requerimientos** | AT0020 |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | “Parcial” |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* \* Especificaciones técnicas de medidores: EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel.  \* Anexo Técnico art. 9.3 |
| **Observación inodú** | No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verifico el requerimiento para este medidor. |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-02-8** | Diagrama y descripción Solución Medidor ENEL (concentrador) |
| **INODU-02-9** | Diagrama y descripción Solución Medidor Punto a Punto |
| **INODU-40-1** | Correspondencia de estándares. (EMH) |
| **INODU-26-1** | Declaración de conformidad de estándares. (EMH) |
| **INODU-45-1** | Lista de estándares. (ION) |
| **INODU-68-1** | Declaración de conformidad de estándares. (ION) |
| **INODU-55-1** | Estándares y referencias. (ISKRA) |
| **INODU-56-1** | Declaración de conformidad de estándares. (ISKRA) |
| **INODU-66-1** | Estándares aplicables. (ITRON) |
| **INODU-66-4** | Declaración de conformidad de estándares. (ITRON) |

1. Auditoría inodú

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **IEC 62053-21(22):2003+AMD1:2016** | | | | | |
| **Requerimiento/ Medidor** | **Norma** | **EMH** | **ION** | **ISKRA** | **ITRON** |
| **AT0088** | IEC62053-21(22): 2003+AMD1:2016 | Cumple | Cumple | Cumple | Cumple |
| **AT0092** | IEC62053-21(22): 2003+AMD1:2016 | Cumple | Cumple | Cumple | Cumple |
| **AT0096** | IEC62053-21(22): 2003+AMD1:2016 | Cumple | Cumple | Cumple | Cumple |
| **AT0101** | IEC62053-21(22): 2003+AMD1:2016 | Cumple | Cumple | Cumple | Cumple |
| **AT0105** | IEC62053-21(22): 2003+AMD1:2016 | Cumple | Cumple | Cumple | Cumple |
| **AT0109** | IEC62053-21(22): 2003+AMD1:2016 | Cumple | Cumple | Cumple | Cumple |
| **AT0113** | IEC62053-21(22): 2003+AMD1:2016 | Cumple | Cumple | Cumple | Cumple |
| **AT0117** | IEC62053-21(22): 2003+AMD1:2016 | Cumple | Cumple | Cumple | Cumple |

1. Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumplen **totalmente** los requerimientos.

1. Observación auditoría

Se indica en la declaración de conformidad de estándares de todos los medidores revisados que se cumple tanto la norma IEC 62053-21:2003+AMD1:2016 como la norma IEC 62053-22:2003+AMD1:2016.

## Requerimientos AT0089; AT0093; AT0097; AT0102; AT0106; AT0110; AT0114; AT0118

1. Requerimiento

AT0089: Las UM deberán cumplir en lo relacionado con Consumo de potencia-circuitos de corriente en lo señalado en la norma IEC 62053-23:2003+AMD1:2016 - Conexión por medio de transformador - Reactiva clase 2 y 3.

AT0093: Las UM deberán cumplir en lo referente a la Influencia de sobre corrientes de corta duración con lo explicito en la norma IEC 62053-23:2003+AMD1:2016 - Conexión por medio de transformador - Reactiva clase 2 y 3.

AT0097: Las UM deberán cumplir con lo referente a Influencia de autocalentamiento con lo indicado en la norma IEC 62053-23:2003+AMD1:2016 - Conexión por medio de transformador - Reactiva clase 2 y 3.

AT0102: Las UM deberán cumplir en lo relacionado a Limites de error de variación de intensidad, con la norma: IEC 62053-23:2003+AMD1:2016 - Conexión por medio de transformador - Reactiva clase 2 y 3.

AT0106: Las UM deberán cumplir en lo relacionado a Limites de error de variación de influencia, con la norma: IEC 62053-23:2003+AMD1:2016 - Conexión por medio de transformador - Reactiva clase 2 y 3.

AT0110: Las UM deberán cumplir en lo relacionado a Ensayo de arranque y marcha en vacío, con la norma: IEC 62053-23:2003+AMD1:2016 - Conexión por medio de transformador - Reactiva clase 2 y 3.

AT0114: Las UM deberán cumplir en lo relacionado a Constante del medidor, con la norma: IEC 62053-23:2003+AMD1:2016 - Conexión por medio de transformador - Reactiva clase 2 y 3.

AT0118: Las UM deberán cumplir en lo relacionado a Condiciones de ensayos de precisión, con la norma: IEC 62053-23:2003+AMD1:2016 - Conexión por medio de transformador - Reactiva clase 2 y 3.

1. Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel que realicen mediciones mediante transformador, es decir, mediante conexión semidirecta o indirecta. La norma IEC 62053‐23:2003+AMD1:2016 es aplicable solamente para los equipos de medida de energía activa o reactiva. Por lo tanto, solo se debe verificar que los equipos de medida cumplan con la normativa.

De acuerdo a lo indicado en el desarrollo del requerimiento AT0020, las UM que realizarán mediciones con conexión semidirecta o indirecta podrán utilizar los equipos de medida EMH, ION, ISKRA o ITRON, por lo que estos requerimientos se deben verificar para cada uno de los equipos de medida indicados en este párrafo.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Unidad de medida (modelos de medidores utilizados por Enel) |
| **Requerimientos** | AT0020 |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | “Parcial” |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* \* Especificaciones técnicas de medidores: EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel.  \* Anexo Técnico art. 9.3 |
| **Observación inodú** | No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verifico el requerimiento para este medidor. |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-02-8** | Diagrama y descripción Solución Medidor ENEL (concentrador) |
| **INODU-02-9** | Diagrama y descripción Solución Medidor Punto a Punto |
| **INODU-40-1** | Correspondencia de estándares. (EMH) |
| **INODU-26-1** | Declaración de conformidad de estándares. (EMH) |
| **INODU-45-1** | Lista de estándares. (ION) |
| **INODU-68-1** | Declaración de conformidad de estándares. (ION) |
| **INODU-55-1** | Estándares y referencias. (ISKRA) |
| **INODU-56-1** | Declaración de conformidad de estándares. (ISKRA) |
| **INODU-66-1** | Estándares aplicables. (ITRON) |
| **INODU-66-4** | Declaración de conformidad de estándares. (ITRON) |

1. Auditoría inodú

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **IEC 62053-23:2003+AMD1:2016** | | | | | |
| **Requerimiento/ Medidor** | **Norma** | **EMH** | **ION** | **ISKRA** | **ITRON** |
| **AT0089** | IEC62053-23:2003+AMD1:2016 | Cumple | Cumple | Cumple | Cumple |
| **AT0093** | IEC62053-23:2003+AMD1:2016 | Cumple | Cumple | Cumple | Cumple |
| **AT0097** | IEC62053-23:2003+AMD1:2016 | Cumple | Cumple | Cumple | Cumple |
| **AT0102** | IEC62053-23:2003+AMD1:2016 | Cumple | Cumple | Cumple | Cumple |
| **AT0106** | IEC62053-23:2003+AMD1:2016 | Cumple | Cumple | Cumple | Cumple |
| **AT0110** | IEC62053-23:2003+AMD1:2016 | Cumple | Cumple | Cumple | Cumple |
| **AT0114** | IEC62053-23:2003+AMD1:2016 | Cumple | Cumple | Cumple | Cumple |
| **AT0118** | IEC62053-23:2003+AMD1:2016 | Cumple | Cumple | Cumple | Cumple |

1. Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumplen **totalmente** los requerimientos.

1. Observación auditoría

Se indica en la declaración de conformidad de estándares de todos los medidores revisados que se cumple la norma IEC 62053-23:2003+AMD1:2016.

## Requerimiento AT0119

1. Requerimiento

AT0119: Las UM deberán disponer de comunicación bidireccional entre el Sistema de Gestión y Operación y la Unidad de Medida, de manera de realizar las operaciones de conexión, desconexión y limitación de potencia de forma remota y conocer en todo momento el estado del dispositivo de conexión, desconexión y limitación de potencia.

1. Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento es un extracto del artículo 4-4 del Anexo Técnico SMMC de la NTD, donde se indica:

*“Las Unidades de Medida deben disponer de mecanismos para la conexión, desconexión y limitación de potencia de los consumos, y cumplir con las siguientes exigencias:*

1. *Disponer de comunicación bidireccional entre el Sistema de Gestión y Operación y la Unidad de Medida, de manera de realizar las operaciones de conexión, desconexión y limitación de potencia de forma remota y conocer en todo momento el estado del dispositivo de conexión, desconexión y limitación de potencia.*

*[…]*

*Tratándose de Unidades de Medida que requieran de un transformador de corriente para la medición, no serán exigibles las funcionalidades señaladas.”*

Según lo indicado en el citado artículo, el requerimiento AT0119 solamente será exigible para Unidades de Medida que realicen mediciones con conexión directa. De acuerdo a lo indicado en el desarrollo del requerimiento AT0020, las UM que realizarán mediciones con conexión directa utilizarán el equipo de medida NEXY-M, por lo que este requerimiento solamente se debe verificar para el equipo de medida NEXY-M.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Unidad de medida (modelos de medidores utilizados por Enel) |
| **Requerimientos** | AT0020; AT0136; AT0205 |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | “Total” |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* Especificaciones técnicas de medidores: EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel. |
| **Observación inodú** | No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verifico el requerimiento para este medidor. |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-02-8** | Diagrama y descripción Solución Medidor ENEL (concentrador) |
| **INODU-37-3** | General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” – 7 meter’s main functionalities |

1. Auditoría inodú

En la evidencia INODU-37-3 sobre las funcionalidades del equipo de medida NEXY-M, se indica que *“The meter implements (through one of the previously described channels) a two-way communication with the Management and Operation System. Thanks to this, it is possible to perform (locally or remote) the connection, disconnection and power limitation operations. It is also possible to know at any time the status of the connection and disconnection device and the power limitation.”*

Adicionalmente, según lo indicado en la evidencia INODU-02-8, Enel implementará dos la solución “Medidor ENEL (concentrador)” que considera que la UM se comunica de manera bidireccional con la Unidad Concentradora (UC) a través de la interfaz I3, mientras que la UC se comunica de manera bidireccional con el SGO a través de la interfaz I4. De esta forma, el cumplimiento del requerimiento AT0119 queda sujeto al cumplimiento de los requerimientos AT0052 y AT0053 sobre interfaz de comunicación entre UM y UC; y entre UC y SGO respectivamente.

1. Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, al cumplirse los planes de implementación planteados se cumple totalmente el requerimiento. Al momento de la auditoría, se considera que se cumple **parcialmente** el requerimiento puesto que no se han implementado los planes indicados en las observaciones de la auditoría.

1. Observación auditoría

Los planes que se deben cumplir corresponden a los planes indicados en el desarrollo de los requerimientos AT0052 y AT0053. Estos planes son: ID-Planes-003; ID-Planes-004; ID-Planes-005.

## Requerimiento AT0120

1. Requerimiento

AT0120: Las UM deberán tener la capacidad de operar en todos los niveles de tensión en que puedan encontrarse los terminales de entrada de la Unidad de Medida de acuerdo con las especificaciones técnicas de ésta.

1. Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento es un extracto del artículo 4-4 del Anexo Técnico SMMC de la NTD, donde se indica:

*“Las Unidades de Medida deben disponer de mecanismos para la conexión, desconexión y limitación de potencia de los consumos, y cumplir con las siguientes exigencias:*

*[…]*

1. *Tener la capacidad de operar en todos los niveles de tensión en que puedan encontrarse los terminales de entrada de la Unidad de Medida de acuerdo con las especificaciones técnicas de ésta.*

*[…]*

*Tratándose de Unidades de Medida que requieran de un transformador de corriente para la medición, no serán exigibles las funcionalidades señaladas.”*

Según lo indicado en el citado artículo, el requerimiento AT0120 solamente será exigible para Unidades de Medida que realicen mediciones con conexión directa. De acuerdo a lo indicado en el desarrollo del requerimiento AT0020, las UM que realizarán mediciones con conexión directa utilizarán el equipo de medida NEXY-M, por lo que este requerimiento solamente se debe verificar para el equipo de medida NEXY-M.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Unidad de medida (modelos de medidores utilizados por Enel) |
| **Requerimientos** | AT0020 |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | “Total” |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \*Especificaciones técnicas de medidores: EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel. |
| **Observación inodú** |  |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-02-8** | Diagrama y descripción Solución Medidor ENEL (concentrador) |
| **INODU-35-2** | Datasheet Cervantes 2.0 – General characteristics |

1. Auditoría inodú

Por su parte, en la evidencia INODU-35-2 se indica que la tensión máxima de servicio a las cual se puede conectar el equipo de medida NEXY-M corresponde a 230 V fase-neutro (400 V fase-fase). De esta forma, como el equipo de medida NEXY-M realizará solamente mediciones directas conectado en redes residenciales (tensiones de servicio entre 220 V y 230 V), se verifica que las tensiones de operación de la red son menores o iguales a la tensión máxima de servicio.

1. Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **totalmente** el requerimiento.

1. Observación auditoría

No hay observaciones adicionales respecto del requerimiento AT0120.

## Requerimiento AT0121

1. Requerimiento

AT0121: Las UM deberán conducir e interrumpir todos los valores de corriente en que pueda operar la Unidad de Medida de acuerdo con sus especificaciones técnicas, para todos los niveles de tensión y rangos de temperatura de operación especificados en los datos de placa de dicha Unidad de Medida.

1. Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento es un extracto del artículo 4-4 del Anexo Técnico SMMC de la NTD, donde se indica:

*“Las Unidades de Medida deben disponer de mecanismos para la conexión, desconexión y limitación de potencia de los consumos, y cumplir con las siguientes exigencias:*

*[…]*

1. *Conducir e interrumpir todos los valores de corriente en que pueda operar la Unidad de Medida de acuerdo con sus especificaciones técnicas, para todos los niveles de tensión y rangos de temperatura de operación especificados en los datos de placa de dicha Unidad de Medida.*

*[…]*

*Tratándose de Unidades de Medida que requieran de un transformador de corriente para la medición, no serán exigibles las funcionalidades señaladas.”*

Según lo indicado en el citado artículo, el requerimiento AT0121 solamente será exigible para Unidades de Medida que realicen mediciones con conexión directa. De acuerdo a lo indicado en el desarrollo del requerimiento AT0020, las UM que realizarán mediciones con conexión directa utilizarán el equipo de medida NEXY-M, por lo que este requerimiento solamente se debe verificar para el equipo de medida NEXY-M.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Unidad de medida (modelos de medidores utilizados por Enel) |
| **Requerimientos** | AT0020; AT0024 |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | “Total” |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* Especificaciones técnicas de medidores: EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel. |
| **Observación inodú** | No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verifico el requerimiento para este medidor. |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-37-7** | General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” – 6 main perfomances of the meter |
| **INODU-37-8** | General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” – 10 Characteristics of cut-off device |

1. Auditoría inodú

De acuerdo a lo indicado en la evidencia INODU-37-7, el equipo de medida NEXY-M fue diseñado para operar correctamente entre los -40°C a 70°C, con una corriente máxima de 60 A o 100 A dependiendo de la versión del equipo de medida, para todo nivel de tensión menor a su tensión máxima de operación (230 V).

En la evidencia INODU-37-8 se indica que el dispositivo de conexión, desconexión y limitación de potencia es capaz de operar con corrientes de 80 A (para la versión del equipo de medida de 60 A) o bien corrientes de 100 A (para la versión del equipo de medida de 100 A), para todo nivel de tensión hasta los 230 V y en un rango de temperatura entre los -40°C y los 85°C.

De acuerdo a las evidencias expuestas, se verifica el cumplimiento del requerimiento AT0121.

1. Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **totalmente** el requerimiento.

1. Observación auditoría

No hay observaciones adicionales respecto del requerimiento AT0121.

## Requerimiento AT0122

1. Requerimiento

AT0122: Las UM deberán la capacidad de apertura debe ser igual o mayor a la corriente máxima del Medidor.

1. Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento es un extracto del artículo 4-4 del Anexo Técnico SMMC de la NTD, donde se indica:

*“Las Unidades de Medida deben disponer de mecanismos para la conexión, desconexión y limitación de potencia de los consumos, y cumplir con las siguientes exigencias:*

*[…]*

1. *La capacidad de apertura debe ser igual o mayor a la corriente máxima del Medidor.*

*[…]*

*Tratándose de Unidades de Medida que requieran de un transformador de corriente para la medición, no serán exigibles las funcionalidades señaladas.”*

Según lo indicado en el citado artículo, el requerimiento AT0122 solamente será exigible para Unidades de Medida que realicen mediciones con conexión directa. De acuerdo a lo indicado en el desarrollo del requerimiento AT0020, las UM que realizarán mediciones con conexión directa utilizarán el equipo de medida NEXY-M, por lo que este requerimiento solamente se debe verificar para el equipo de medida NEXY-M.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Unidad de medida (modelos de medidores utilizados por Enel) |
| **Requerimientos** | AT0020; AT0024; AT0121 |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | “Total” |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \*Especificaciones técnicas de medidores: EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel. |
| **Observación inodú** | No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verifico el requerimiento para este medidor. |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-37-7** | General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” – 6 main performances of the meter |
| **INODU-37-8** | General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” – 10 Characteristics of cut-off device |

1. Auditoría inodú

En el desarrollo de la auditoría para el requerimiento AT0121, se verifica que la capacidad de operación del dispositivo de conexión, desconexión y limitación de potencia es mayor o igual que la corriente máxima del medidor, por lo que se cumple este requerimiento.

1. Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **totalmente** el requerimiento.

1. Observación auditoría

No hay observaciones adicionales respecto del requerimiento AT0122.

## Requerimiento AT0123

1. Requerimiento

AT0123: Las UM deberán tener una Endurancia Eléctrica suficiente para toda la vida útil del equipo de medición sin tener mantenimiento.

1. Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento es un extracto del artículo 4-4 del Anexo Técnico SMMC de la NTD, donde se indica:

*“Las Unidades de Medida deben disponer de mecanismos para la conexión, desconexión y limitación de potencia de los consumos, y cumplir con las siguientes exigencias:*

*[…]*

1. *Tener una Endurancia Eléctrica suficiente para toda la vida útil del equipo de medición sin tener mantenimiento.*

*[…]*

*Tratándose de Unidades de Medida que requieran de un transformador de corriente para la medición, no serán exigibles las funcionalidades señaladas.”*

Según lo indicado en el citado artículo, el requerimiento AT0123 solamente será exigible para Unidades de Medida que realicen mediciones con conexión directa. De acuerdo a lo indicado en el desarrollo del requerimiento AT0020, las UM que realizarán mediciones con conexión directa utilizarán el equipo de medida NEXY-M, por lo que este requerimiento solamente se debe verificar para el equipo de medida NEXY-M.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Unidad de medida (modelos de medidores utilizados por Enel) |
| **Requerimientos** | AT0020 |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | “Total” |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \*Especificaciones técnicas de medidores: EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel. |
| **Observación inodú** | No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verifico el requerimiento para este medidor. |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-37-7** | General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” – Main performances of the meter |

1. Auditoría inodú

En la evidencia INODU-37-7 respecto del equipo de medida NEXY-M se indica *“The meter has been designed and produced in order to assure its full functionalities all over the life-time of the meter (15 years)*”, por lo que se verifica que este dispositivo no requerirá mantenimiento durante toda su vida útil de funcionamiento.

1. Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **totalmente** el requerimiento.

1. Observación auditoría

No hay observaciones adicionales respecto del requerimiento AT0123.

## Requerimiento AT0124

1. Requerimiento

AT0124: Las UM, en caso de que la red sea polifásica, deberán garantizar la apertura o cierre de forma simultánea de todas las fases. En caso de que se efectúe una apertura o cierre de forma parcial, el mecanismo para la conexión, desconexión y limitación de potencia debe regresar al estado original.

1. Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento es un extracto del artículo 4-4 del Anexo Técnico SMMC de la NTD, donde se indica:

*“Las Unidades de Medida deben disponer de mecanismos para la conexión, desconexión y limitación de potencia de los consumos, y cumplir con las siguientes exigencias:*

*[…]*

1. *En caso que la red sea polifásica se debe garantizar la apertura o cierre de forma simultánea de todas las fases. En caso que se efectúe una apretura o cierre de forma parcial, el mecanismo para la conexión, desconexión y limitación de potencia debe regresar al estado original.*

*[…]*

*Tratándose de Unidades de Medida que requieran de un transformador de corriente para la medición, no serán exigibles las funcionalidades señaladas.”*

Según lo indicado en el citado artículo, el requerimiento AT0124 solamente será exigible para Unidades de Medida que realicen mediciones con conexión directa. De acuerdo a lo indicado en el desarrollo del requerimiento AT0020, las UM que realizarán mediciones con conexión directa utilizarán el equipo de medida NEXY-M, por lo que este requerimiento solamente se debe verificar para el equipo de medida NEXY-M.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Unidad de medida (modelos de medidores utilizados por Enel) |
| **Requerimientos** | AT0020 |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | “Total” |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* \* Especificaciones técnicas de medidores: EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION).  \* Medidor Enel Trifásico v2 |
| **Observación inodú** | No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verifico el requerimiento para este medidor. |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-37** | General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” |

1. Auditoría inodú

Como su nombre lo indica *“Single-Phase Bi-Directional Meter NEXY-M”*, el equipo de medida NEXY-M es un equipo monofásico, por lo que el requerimiento AT0124 no aplica para las UM de Enel.

1. Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, **no aplica** el requerimiento.

1. Observación auditoría

No hay observaciones adicionales respecto del requerimiento AT0124.

## Requerimiento AT0125

1. Requerimiento

AT0125: En el caso de Interrupción de Suministro, el mecanismo de las UM para la conexión, desconexión y limitación de potencia debe tener la capacidad de conservar su último estado y sólo cambiar de posición siguiendo un comando u orden.

1. Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento es un extracto del artículo 4-4 del Anexo Técnico SMMC de la NTD, donde se indica:

*“Las Unidades de Medida deben disponer de mecanismos para la conexión, desconexión y limitación de potencia de los consumos, y cumplir con las siguientes exigencias:*

*[…]*

1. *En el caso de Interrupción de Suministro, el mecanismo para la conexión, desconexión y limitación de potencia debe tener la capacidad de conservar su último estado y solo cambiar de posición siguiente un comando u orden.*

*[…]*

*Tratándose de Unidades de Medida que requieran de un transformador de corriente para la medición, no serán exigibles las funcionalidades señaladas.”*

Según lo indicado en el citado artículo, el requerimiento AT0125 solamente será exigible para Unidades de Medida que realicen mediciones con conexión directa. De acuerdo a lo indicado en el desarrollo del requerimiento AT0020, las UM que realizarán mediciones con conexión directa utilizarán el equipo de medida NEXY-M, por lo que este requerimiento solamente se debe verificar para el equipo de medida NEXY-M.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Unidad de medida (modelos de medidores utilizados por Enel) |
| **Requerimientos** | AT0020; AT0024 |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | “Total” |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* \* Especificaciones técnicas de medidores: EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel.  \* Medidor Enel v.2. |
| **Observación inodú** | No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verifico el requerimiento para este medidor. |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-37-3** | General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” – 7 meter’s main functionalities |

1. Auditoría inodú

En la evidencia INODU-37-3 se indica, respecto a las interrupciones del suministro eléctrico, lo siguiente:

*“Voltage Interruption management. If a voltage interruption occurs, the meter is able to save – before switching off – all legally relevant information and those relating to the state of the relè (if it is closed or open and if a power limitation is active). In this way, when the power supply is restored, the meter can resume the operation mode it had before the interruption (including communication).”*

De este modo, se verifica que la especificación de compra del medidor NEXY-M incluye las funcionalidades exigidas por este requerimiento.

1. Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **totalmente** el requerimiento.

1. Observación auditoría

No hay observaciones adicionales respecto del requerimiento AT0125.

## Requerimiento AT0126

1. Requerimiento

AT0126: Las UM deberán ser capaz de verificar que no existe tensión en el polo de la carga antes de pasar del estado abierto al estado cerrado.

1. Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento es un extracto del artículo 4-4 del Anexo Técnico SMMC de la NTD, donde se indica:

*“Las Unidades de Medida deben disponer de mecanismos para la conexión, desconexión y limitación de potencia de los consumos, y cumplir con las siguientes exigencias:*

*[…]*

1. *Ser capaz de verificar que no existe tensión en el polo de la carga antes de pasar del estado abierto al estado cerrado.*

*[…]*

*Tratándose de Unidades de Medida que requieran de un transformador de corriente para la medición, no serán exigibles las funcionalidades señaladas.”*

Según lo indicado en el citado artículo, el requerimiento AT0126 solamente será exigible para Unidades de Medida que realicen mediciones con conexión directa. De acuerdo a lo indicado en el desarrollo del requerimiento AT0020, las UM que realizarán mediciones con conexión directa utilizarán el equipo de medida NEXY-M, por lo que este requerimiento solamente se debe verificar para el equipo de medida NEXY-M.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Unidad de medida (modelos de medidores utilizados por Enel) |
| **Requerimientos** | AT0024 |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | “Total” |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* \* Especificaciones técnicas de medidores: EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel.  \* Medidor Enel v.2. |
| **Observación inodú** | No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verifico el requerimiento para este medidor. |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-37-9** | General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” – 11 Characteristics of the terminal block |

1. Auditoría inodú

En la evidencia INODU-37-9 se indica que *“The NEXY-M is able to detect the output voltage even if the cut off device is in open position. This information can be used to activate an alarm to notify a possible failure or fraud condition”.* De este modo, se verifica que la especificación de compra del medidor NEXY-M incluye las funcionalidades exigidas por este requerimiento.

1. Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **totalmente** el requerimiento.

1. Observación auditoría

No hay observaciones adicionales respecto del requerimiento AT0126.

## Requerimiento AT0127

1. Requerimiento

AT0127: Las UM deberán contar con un sistema de respaldo que permita realizar las operaciones de conexión y desconexión de los consumos con una señal de forma local, ante imposibilidad de ser realizado de forma remota. Para ello se debe tomar como referencia un límite máximo de potencia que debe ser programado de forma remota y/o local.

1. Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento es un extracto del artículo 4-4 del Anexo Técnico SMMC de la NTD, donde se indica:

*“Las Unidades de Medida deben disponer de mecanismos para la conexión, desconexión y limitación de potencia de los consumos, y cumplir con las siguientes exigencias:*

*[…]*

1. *Contar con un sistema de respaldo que permita realizar las operaciones de conexión y desconexión de los consumos con una señal de forma local, ante imposibilidad de ser realizado de forma remota. Para ello se debe tomar como referencia un límite máximo de potencia que debe ser programado de forma remota y/o local.*

*[…]*

*Tratándose de Unidades de Medida que requieran de un transformador de corriente para la medición, no serán exigibles las funcionalidades señaladas.”*

Según lo indicado en el citado artículo, el requerimiento AT0127 solamente será exigible para Unidades de Medida que realicen mediciones con conexión directa. De acuerdo a lo indicado en el desarrollo del requerimiento AT0020, las UM que realizarán mediciones con conexión directa utilizarán el equipo de medida NEXY-M, por lo que este requerimiento solamente se debe verificar para el equipo de medida NEXY-M.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Unidad de medida (modelos de medidores utilizados por Enel) |
| **Requerimientos** | AT0020 |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | “Total” |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* \* Especificaciones técnicas de medidores: EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel.  \* Medidor Enel v.2. |
| **Observación inodú** | No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verifico el requerimiento para este medidor. |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-37-3** | General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” – 7 meter’s main functionalities |
| **INODU-37-8** | General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” – 10 Characteristics of cut-off device |

1. Auditoría inodú

En la evidencia INODU-37-3 se indica que *“The meter implements (through one of the previously described channels) a two-way communication with the Management and Operation System. Thanks to this, it is possible to perform (locally or remote) the connection, disconnection and power limitation operations. […]”*

En la evidencia INODU-37-8 se indica, sobre las funcionalidades del sistema de conexión, desconexión y limitación de potencia:

*“The re-connection of cut-off device, cam be performed in two ways:*

* 1. *Locally: pushing the meter’s front button;*
  2. *Remotely: via remote protocol command or automatically, after the circuit ZLOAD has checked the variation of impedance between phase- neutral or phase – phase conductors (it is considered as a option for the production of meters). It can be performed by the customer opening and closing the main breaker installed after the meter in the customer network.”*

De la información revisada, se indica que las operaciones de conexión, desconexión y limitación de potencia se pueden realizar tanto de forma remota como de forma local. Adicionalmente, el equipo de medida cuenta con un botón físico para la reconexión del suministro de forma local. Con esta evidencia, es posible cumplir con los objetivos del requerimiento sin contar con un sistema de respaldo en el equipo de medida. Se pueden dar los siguientes escenarios:

1. El dispositivo está energizado, por lo que es posible realizar la desconexión o limitación de suministro mediante el puerto de acceso local del dispositivo (ver desarrollo del requerimiento AT0049);
2. El dispositivo no está energizado, por lo que se puede presionar el botón frontal para su reconexión, pasando al estado descrito en el punto anterior.
3. Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **totalmente** el requerimiento.

1. Observación auditoría

No hay observaciones adicionales respecto del requerimiento AT0127.

## Requerimiento AT0128

1. Requerimiento

AT0128: Las UM monofásicas y de clientes residenciales a que se refiere la normativa vigente deberán tener una conexión de tipo directa.

1. Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento es un extracto del artículo 4-4 del Anexo Técnico SMMC de la NTD, donde se indica:

*“Las Unidades de Medida deben disponer de mecanismos para la conexión, desconexión y limitación de potencia de los consumos, y cumplir con las siguientes exigencias:*

*[…]*

1. *Las Unidades de Medida monofásicas y de clientes residenciales a que se refiere la normativa vigente deberán tener una conexión de tipo directa.*

*Tratándose de Unidades de Medida que requieran de un transformador de corriente para la medición, no serán exigibles las funcionalidades señaladas.”*

Según lo indicado en el citado artículo, el requerimiento AT0128 solamente será exigible para Unidades de Medida que realicen mediciones con conexión directa. De acuerdo a lo indicado en el desarrollo del requerimiento AT0020, las UM que realizarán mediciones con conexión directa utilizarán el equipo de medida NEXY-M, por lo que este requerimiento solamente se debe verificar para el equipo de medida NEXY-M.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Unidad de medida (modelos de medidores utilizados por Enel) |
| **Requerimientos** | AT0020; AT0021 |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | “Total” |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* \* Especificaciones técnicas de medidores: EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel.  \* Medidor Enel v.2. |
| **Observación inodú** | No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verifico el requerimiento para este medidor. |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-02-8** | Diagrama y descripción Solución Medidor ENEL (concentrador) |
| **INODU-02-9** | Diagrama y descripción Solución Medidor Punto a Punto |
| **INODU-37** | General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” |

1. Auditoría inodú

De acuerdo a lo indicado en las evidencias INODU-02-8 y en el desarrollo del requerimiento AT0020, el equipo de medida que se utilizará en el caso de la Solución “Medidor ENEL (concentrador)” será el equipo “NEXY-M”.

De acuerdo a lo indicado en el desarrollo del requerimiento AT0021, el equipo de medida “NEXY-M” solamente realizará mediciones directas.

1. Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **totalmente** el requerimiento.

1. Observación auditoría

No hay observaciones adicionales respecto del requerimiento AT0128.

## Requerimiento AT0131

1. Requerimiento

AT0131: La Endurancia Mecánica del dispositivo de apertura y cierre simultánea de las fases debe cumplir con las exigencias establecidas al respecto por la norma IEC 62052-31:2015.

1. Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento se indica en el segundo párrafo del artículo 4-6 del Anexo Técnico SMMC de la NTD, sin embargo, no se hace alusión en específico a que dispositivo se refiere. Bajo la interpretación de inodú, este requerimiento hace referencia al dispositivo descrito en el artículo 4-4 donde se indica que *“Las Unidades de Medida deben disponer de mecanismos para la conexión, desconexión y limitación de potencia de los consumos […]”*.

De acuerdo a lo indicado en el desarrollo del requerimiento AT0124, este requerimiento solamente aplica para la UM conformada por el equipo de medida NEXY-M.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Unidad de medida |
| **Requerimientos** | AT0124 |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | “Parcial” |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* Especificaciones técnicas de medidores: EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel v.2.  \* Anexo técnico Art. 9.3 |
| **Observación inodú** | No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verifico el requerimiento para este medidor. |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-37-1** | General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” – Estándares de referencia |
| **INODU-37-8** | General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” – 10 Characteristics of cut-off device |

1. Auditoría inodú

De acuerdo a lo indicado en INODU-37-8, el dispositivo de conexión, desconexión y limitación de potencia se encuentra integrado en el equipo de medida NEXY-M, por lo que se debe verificar que el equipo de medida como un todo cumpla con la normativa exigida.

De acuerdo a lo indicado en INODU-37-1, el equipo de medida NEXY-M está diseñado en conformidad con la norma IEC 62052-31:2015.

1. Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **parcialmente** el requerimiento.

1. Observación auditoría

Se clasifica el cumplimiento de este requerimiento como “Cumplimiento Parcial” debido a que, a pesar de que se indica conformidad con la norma IEC 62052-31:2015 en INODU-37-1, es necesario cumplir con el proceso de homologación de acuerdo al Artículo 9-3 del Anexo Técnico SMMC de la NTD.

## Requerimiento AT0132

1. Requerimiento

AT0132: Las UM deberán cumplir en lo relacionado a Test de fiabilidad de acelerado, con la norma: IEC 62059-31-1:2008.

1. Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel. La norma IEC 62059-31-1:2008 aplica solamente para los equipos de medición, por lo que solamente se debe verificar que los equipos de medida cumplan con la normativa.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Unidad de medida (modelos de medidores utilizados por Enel) |
| **Requerimientos** | AT0020 |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | “Parcial” |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* \* Especificaciones técnicas de medidores: EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel v.2.  \* Anexo Técnico art. 9.3 |
| **Observación inodú** | No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verifico el requerimiento para este medidor. |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-40-1** | Correspondencia de estándares. (EMH) |
| **INODU-26-1** | Declaración de conformidad de estándares. (EMH) |
| **INODU-45-1** | Lista de estándares. (ION) |
| **INODU-68-1** | Declaración de conformidad de estándares. (ION) |
| **INODU-55-1** | Estándares y referencias. (ISKRA) |
| **INODU-56-1** | Declaración de conformidad de estándares. (ISKRA) |
| **INODU-66-1** | Estándares aplicables. (ITRON) |
| **INODU-66-4** | Declaración de conformidad de estándares. (ITRON) |
| **INODU-37-1** | Lista de estándares de referencia. (NEXY-M) |
| **INODU-113-2** | Protocolo certificación SEC - Medidor electrónico de energía activa clases 1 y 2 – Notas a las normas |
| **INODU-114-2** | Protocolo certificación SEC - Medidor electrónico de energía activa clases 0.2S y 0.5S – Notas a las normas |
| **INODU-115-2** | Protocolo certificación SEC - Medidor electrónico de energía reactiva clases 2 y 3 – Notas a las normas |
| **INODU-116-1** | Modificación a protocolos certificación SEC – Modificación Nota 4 |

1. Auditoría inodú

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **IEC 62059-31-1:2008** | | | | | | |
| **Requerimiento/ Medidor** | **Norma** | **EMH** | **ION** | **ISKRA** | **ITRON** | **Enel v.2 – NEXY-M** |
| **AT0132** | IEC 62059-31-1: 2008 | No especifica | No especifica | No especifica | No especifica | Cumple |

1. Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **parcialmente** el requerimiento.

1. Observación auditoría

El cumplimiento de este requerimiento está sujeto a lo indicado en los protocolos de homologación SEC que se individualiza en las evidencias INODU-113-2, INODU-114-2 e INODU-115-2, junto con la modificación posterior de lo indicado en las citadas evidencias según lo que se indica en INODU-116-1. En las evidencias se indica que para cumplimiento de este requerimiento se aceptará, de forma temporal, que los fabricantes indiquen si los dispositivos cumplen con la norma IEC 62059-31-1:2008 hasta que, al menos, alguno de los laboratorios acreditados cuente con la capacidad de certificar dicha norma.

En el caso de los equipos EMH, ION, ISKRA e ITRON, en INODU-40-1, INODU-45-1, INODU-55-1 e INODU-66-1 respectivamente no se indica que los dispositivos son construidos en conformidad a la norma IEC 62059-31-1:2008.

Se debe trabajar en la implementación del plan ID-Planes-032 para cumplir totalmente el requerimiento.

## Requerimiento AT0133

1. Requerimiento

AT0133: Las UM deberán cumplir en lo relacionado a Test de predicción de fiabilidad, con la norma: IEC 62059-41:2006.

1. Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel. La norma IEC 62059-41:2006 aplica solamente para los equipos de medición, por lo que solamente se debe verificar que los equipos de medida cumplan con la normativa.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Unidad de medida (modelos de medidores utilizados por Enel) |
| **Requerimientos** | AT0020 |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | “Parcial” |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* \* Especificaciones técnicas de medidores: EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel v.2.  \* Anexo Técnico art. 9.3 |
| **Observación inodú** | No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verifico el requerimiento para este medidor. |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-40-1** | Correspondencia de estándares. (EMH) |
| **INODU-26-1** | Declaración de conformidad de estándares. (EMH) |
| **INODU-45-1** | Lista de estándares. (ION) |
| **INODU-68-1** | Declaración de conformidad de estándares. (ION) |
| **INODU-55-1** | Estándares y referencias. (ISKRA) |
| **INODU-56-1** | Declaración de conformidad de estándares. (ISKRA) |
| **INODU-66-1** | Estándares aplicables. (ITRON) |
| **INODU-66-4** | Declaración de conformidad de estándares. (ITRON) |
| **INODU-37-1** | Lista de estándares de referencia. (NEXY-M) |
| **INODU-113-2** | Protocolo certificación SEC - Medidor electrónico de energía activa clases 1 y 2 – Notas a las normas |
| **INODU-114-2** | Protocolo certificación SEC - Medidor electrónico de energía activa clases 0.2S y 0.5S – Notas a las normas |
| **INODU-115-2** | Protocolo certificación SEC - Medidor electrónico de energía reactiva clases 2 y 3 – Notas a las normas |
| **INODU-116-1** | Modificación a protocolos certificación SEC – Modificación Nota 4 |

1. Auditoría inodú

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **IEC 62059-41:2006** | | | | | | |
| **Requerimiento/ Medidor** | **Norma** | **EMH** | **ION** | **ISKRA** | **ITRON** | **Enel v.2 – NEXY-M** |
| **AT0133** | IEC 62059-41: 2006 | No especifica | No especifica | Cumple | No especifica | No especifica |

1. Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **parcialmente** el requerimiento.

1. Observación auditoría

El cumplimiento de este requerimiento está sujeto a lo indicado en los protocolos de homologación SEC que se individualiza en las evidencias INODU-113-2, INODU-114-2 e INODU-115-2, junto con la modificación posterior de lo indicado en las citadas evidencias según lo que se indica en INODU-116-1. En las evidencias se indica que para cumplimiento de este requerimiento se aceptará, de forma temporal, que los fabricantes indiquen si los dispositivos cumplen con la norma IEC 62059-31-1:2008 hasta que, al menos, alguno de los laboratorios acreditados cuente con la capacidad de certificar dicha norma.

En el caso de los equipos EMH, ION, ITRON y NEXY-M, en INODU-40-1, INODU-45-1, INODU-66-1 e INODU-37-1 respectivamente no se indica que los dispositivos son construidos en conformidad a la norma IEC 62059-41:2006.

Se debe trabajar en la implementación del plan ID-Planes-033 para cumplir totalmente el requerimiento.

## Requerimiento AT0136

1. **Requerimiento**

Las unidades de comunicación deberán permitir comunicaciones bidireccionales entre la Unidad de Medida y la Unidad Concentradora, si corresponde, de acuerdo con la tecnología, y con el Sistema de Gestión y Operación.

1. **Comentario inodú del requerimiento**

La Unidad de Comunicaciones es un elemento de la Unidad de Medida que se define en el Anexo Técnico como:

“Unidad de Comunicaciones: Dispositivo electrónico que permite efectuar las comunicaciones entre el Medidor y el Concentrador, si corresponde según la tecnología, o entre el Medidor y el Sistema de Gestión y Operación. Está unidad puede estar integrada en el Medidor o bien ser un módulo externo que se conecte al Medidor.”

Al ser un requerimiento que puede prescindir de la Unidad Concentradora, este puede ser definido para todas las Unidades de Medida que se consideren en la solución Enel. Por lo tanto, a la hora de verificar las comunicaciones entre Unidad de Medida y sistema de Gestión y Operación, deberá ser analizado para todas.

1. **Relación a otros componentes / requerimientos**

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Interfaz 3 y 4; Unidad de Medida; Concentrador LVM; Router 4G; Comunicaciones. |
| **Requerimientos** | AT0051; AT0052; AT0053. |

1. **Observaciones autoevaluación realizada por Enel**

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | “Total” |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | “\* Solución Tecnológica para Enel Dx Chile para dar cumplimiento a la NT Dx y al AT SMMC 2021 |
| **Observación inodú** | No hay observaciones adicionales al requerimiento. |

1. **Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.**

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-02-2** | Tipos de comunicación Celular |
| **INODU-02-5** | Sistema de Gestión y Operación para Medidor Enel |
| **INODU-02-7** | Definición interfaces en Solución Enel |
| **INODU-02-9** | Diagrama y descripción Solución Medidor Punto a Punto |
| **INODU-23-1** | Manual del Router, información sobre conexiones WAN. |
| **INODU-24-1** | Datasheet RUT955 –Ethernet |
| **INODU-40-2** | EMH LZQJ-XC 28.05.2021 (LZQJXC-DAB-E-3.35) (28/05/2021) - Additional equipment features of the LZQJ-XC |
| **INODU-45-2** | METSEION7400 PowerLogic ION7400 Panel mount meter - display - optical port and 2 pulse (10/2017) - Communication |
| **INODU-50-6** | ION7400 7ES02-0374-05 manual usuario (11/2020) Esp - Comunicaciones |
| **INODU-55-1** | ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016) - Estándares |
| **INODU-55-2** | ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016) - 3.3. Main meter properties |
| **INODU-66-1** | ITRON SL-7000-RT D2021471-AA installation guide (2012) - Estándares |
| **INODU-66-2** | ITRON SL-7000-RT D2021471-AA installation guide (2012) - Communication |
| **INODU-91-1** | 10.SMM ePlus - Requirements - Integration 2.4 – 3 Architecture |

1. **Auditoría inodú**

Con respecto a los equipos de medida EMH, ION, ISKRA e ITRON, en el requerimiento AT0051 se verifica que es posible establecer la interfaz de comunicaciones I2 entre las UM y el SGO. Luego, en el desarrollo del requerimiento AT0051 se indica que los equipos de medida EMH, ISKRA e ITRON cumplen con la norma IEC 62056 respecto de las comunicaciones.

En la norma IEC 62056-21 se indica, en el capítulo 1: *“This part of IEC 62056 describes hardware and protocol specifications for local meter data exchange.”* Luego, el capítulo 6.1 de la citada norma indica:

*“The protocol offers five alternative protocol modes, which can be used by the tariff device: A, B, C, D and E. Mode selection is a subset of ISO/IEC 1745, basic mode control procedures. Data exchange is bi-directional in protocol modes A, B, C and E and is always initiated by the HHU with a transmission of a request message.”*

De este modo, como los equipos de medida EMH, ISKRA e ITRON cumplen con la norma IEC 62056, se concluye que cumplen con comunicación bidireccional con el SGO. Respecto al equipo de medida ION, en la evidencia INODU-50-6 se indica:

*“Por comunicaciones se entiende la transferencia de datos desde y hasta la central de medida y se controla mediante una combinación de componentes de hardware y software en la central de medida.*

*Para cada puerto de comunicaciones conectado, la central de medida utiliza el protocolo de comunicaciones aplicable para establecer comunicaciones con otros dispositivos o software. El protocolo gestiona la sesión de comunicaciones y define el conjunto de reglas, comandos y estructura de los paquetes de los datos transmitidos. Asimismo, puede controlar qué protocolos se habilitan o deshabilitan en la central de medida.”*

De este modo, se concluye que el medidor ION cumple con permitir la comunicación bidireccional con el SGO.

Con respecto al equipo de medida NEXY-M, en el desarrollo del requerimiento AT0051 sobre la interfaz de comunicación con la unidad concentradora, se verifica que el equipo de medida NEXY-M posee el hardware que lo habilita para establecer dicha interfaz de comunicación, y además se verifica que el equipo de medida está en conformidad con la norma IEC 62056. De este modo, se concluye que el medidor NEXY-M cumple con permitir la comunicación bidireccional con la unidad concentradora.

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **totalmente** el requerimiento.

1. **Observación auditoría**

No hay observaciones adicionales respecto del requerimiento AT0136.

## Requerimiento AT0137

1. Requerimiento

AT0137: Después de una Interrupción de Suministro, las unidades de comunicación deberán permitir que el medidor tenga la capacidad de volver a comunicarse en forma automática con el SMMC.

1. Comentario inodú del requerimiento

De acuerdo al desarrollo del requerimiento AT0022, los equipos de medida EMH, ION, ISKRA e ITRON utilizarán el router externo “RUT955” para establecer la interfaz de comunicaciones. Por su parte, el equipo de medida NEXY-M cuenta con un módulo de comunicaciones que está directamente integrado en los componentes eléctricos del equipo.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Unidad de medida |
| **Requerimientos** | AT0022 |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | “Total” |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* Solución Tecnológica para Enel Dx Chile para dar cumplimiento a la NT Dx y al AT SMMC 2021 |
| **Observación inodú** | No hay observaciones adicionales |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-37-3** | General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” – 7 meter’s main functionalities |
| **INODU-25-2** | Manual del Router – Powering options |

1. Auditoría inodú

De acuerdo a lo indicado en INODU-37-3, el equipo de medida contiene el módulo de comunicaciones integrado en la PCB que comunica eléctricamente todos los elementos que componen el dispositivo. Ante una pérdida y posterior recuperación de suministro, los elementos del equipo de medida estarán energizados, incluyendo el módulo de comunicaciones, por lo que será posible volver a establecer la interfaz de comunicación con la Unidad Concentradora.

Respecto de los equipos de medida EMH, ION, ISKRA e ITRON, estos se conectarán al router externo RUT955. De acuerdo a lo indicado en INODU-25-2, el router puede recibir la alimentación desde una fuente externa conectándose a través de un soquete de alimentación, o bien, ser alimentado a través del puerto Ethernet “LAN1”. Se indica además que, en el caso que se utilicen ambas conexiones y el router haga *switch* entre una conexión y la otra, el router podría quedar sin suministro eléctrico por un periodo breve de tiempo, ante lo cual se reiniciará. Finalmente, se indica que *“[…] The device will function correctly after the reboot.”*

1. Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **totalmente** el requerimiento.

1. Observación auditoría

No hay observaciones adicionales respecto del requerimiento AT0137.

## Requerimiento AT0138

1. Requerimiento

AT0138: El visualizador debe cumplir con los requerimientos establecidos en la norma IEC 62052-11:2003+AMD1:2016.

1. Comentario inodú del requerimiento

De acuerdo a lo indicado en el desarrollo del requerimiento AT0023, el elemento visualizador está contenido en los equipos de medida que utilizará Enel para implementar sus soluciones. Debido a esto, es suficiente verificar si el equipo de medida está construido conforme a la norma IEC 62052-11:2003+AMD1:2016 para el desarrollo de este requerimiento.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Unidad de medida |
| **Requerimientos** | AT0023; AT0067; AT0068; AT0069; AT0070; AT0071; AT0072; AT0073; AT0074 |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | “Parcial” |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* Especificaciones técnicas de medidores: EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel v.2.  \* Anexo técnico Art. 9.3 |
| **Observación inodú** | No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verifico el requerimiento para este medidor. |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-40-1** | Correspondencia de estándares. (EMH) |
| **INODU-26-1** | Declaración de conformidad de estándares. (EMH) |
| **INODU-45-1** | Lista de estándares. (ION) |
| **INODU-68-1** | Declaración de conformidad de estándares. (ION) |
| **INODU-55-1** | Estándares y referencias. (ISKRA) |
| **INODU-56-1** | Declaración de conformidad de estándares. (ISKRA) |
| **INODU-66-1** | Estándares aplicables. (ITRON) |
| **INODU-66-4** | Declaración de conformidad de estándares. (ITRON) |
| **INODU-37-1** | Lista de estándares de referencia. (NEXY-M) |

1. Auditoría inodú

De acuerdo a lo indicado en el desarrollo de los requerimientos AT0067 a AT0074, se verificó que los equipos de medida que utilizará Enel están construidos en conformidad a la norma IEC 62052-11:2003+AMD1:2016. Se verificó también que el equipo de medida NEXY-M no cuenta con un certificado de homologación para la citada norma.

El siguiente cuadro resume el cumplimiento del requerimiento de cada uno de los equipos de medida.

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **IEC 62052-11:2003+AMD1:2016** | | | | | | |
| **Requerimiento/ Medidor** | **Norma** | **EMH** | **ION** | **ISKRA** | **ITRON** | **Enel v.2 – NEXY-M** |
| **AT0138** | IEC 62052-11:2003+AMD1:2016 | Cumple | Cumple | Cumple | Cumple | Cumplimiento Parcial |

1. Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **parcialmente** el requerimiento.

1. Observación auditoría

El medidor NEXY-M se clasifica como “Cumplimiento Parcial” debido a que, a pesar de que se indica conformidad con la norma IEC 62052-11:2003+AMD1:2016 en INODU-37-1, es necesario cumplir con el proceso de homologación de acuerdo al Artículo 9-3 del Anexo Técnico SMMC de la NTD.

Se debe trabajar en la implementación del plan ID-Planes-019 para cumplir totalmente los requerimientos.

## Requerimiento AT0139

1. Requerimiento

AT0139: La información del visualizador debe corresponder a los datos registrados por el Medidor.

1. Comentario inodú del requerimiento

El requerimiento no especifica qué tipo de datos registrados por el medidor debe ser capaz de mostrar el visualizador. Se considerará para efectos de esta auditoría que el visualizador debe ser capaz de mostrar, al menos, los datos de consumo de energía activa y reactiva.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Unidad de medida |
| **Requerimientos** | AT0139 |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | “Total” |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* Especificaciones técnicas de medidores: EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION).  \* Medidor Enel v.2. |
| **Observación inodú** | No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verifico el requerimiento para este medidor. |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-37-10** | General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” – LCD characteristics |
| **INODU-39-1** | EMH LZQJ-XC 17 Nov 2020 (LZQJXC-BIA-E-2.51) Instruction for use (17/09/2020) – LC-displays |
| **INODU-50-1** | ION7400 7ES02-0374-05 manual usuario (11/2020) Esp – Pantallas de visualización |
| **INODU-55-4** | ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016) – LCD |
| **INODU-65-1** | ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010) – LCD |

1. Auditoría inodú

A continuación, se indica la información disponible en las evidencias revisadas para cada uno de los equipos de medida que utilizará Enel para implementar sus soluciones:

* EMH: En la evidencia INODU-39-1 se indica que el visualizador es capaz de mostrar, entre otras cosas, el consumo de energía activa y reactiva medida por el dispositivo, el cuadrante de operación, opciones tarifarias y disponibilidad de fases de alimentación.
* ION: En la evidencia INODU-50-1 se indican los modos de visualización con que cuenta el dispositivo. Se indica que es posible alternar entre los modos de visualización de alarmas, energía consumida, potencia, entre otros.
* ISKRA: En la evidencia INODU-55-4 se indica la información que es posible mostrar a través del visualizador. Es posible mostrar datos de numéricos, opciones de tarifas, información sobre alarmas, estado de batería, entre otros. Se indica que es posible mostrar datos sobre el consumo de energía (numeral 5.1.7.1 de la evidencia INODU-55-4).
* ITRON: En la evidencia INODU-65-1 se indica la información que es posible mostrar a través del visualizador. Es posible indicar valores de energía, así como también los cuadrantes de operación, alarmas, estado de batería, entre otros.
* NEXY-M: En la evidencia INODU-37-9 se presenta una lista de las variables que es posible mostrar a través del visualizador. Se indica que es posible visualizar valores de energía activa y reactiva, así como también valores de la potencia activa y reactiva que se está midiendo.

1. Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **totalmente** el requerimiento.

1. Observación auditoría

No hay observaciones adicionales respecto del requerimiento AT0139.

## Requerimiento AT0140

1. Requerimiento

AT0140: Para casos en que la información visualizada no sea en tiempo real, el Visualizador de las UM debe considerar los tiempos de actualización de acuerdo con cada tecnología, sin que esto afecte la integridad de la información ni su trazabilidad. Sin perjuicio de lo anterior, en caso de no presentar los datos en tiempo real, el visualizador debe actualizar los datos a más tardar quince minutos posteriores a la actualización de un entero de kWh.

1. Comentario inodú del requerimiento

En el requerimiento AT0023 se verificó que, en todos los casos, las UM tendrán el dispositivo visualizador integrado en el equipo de medida. Por su parte, en el desarrollo del requerimiento AT0025 se verificó que existía un reloj conmutador horario, o bien, un módulo de *clock* interno en el equipo de medida. Este reloj se utiliza para la correcta funcionalidad de todos los elementos que integran a los equipos de medida, entre ellos, el visualizador. Por lo tanto, el auditor considera que este requerimiento no aplica para los medidores Monocuerpo que utilizará Enel para implementar sus soluciones.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Unidad de medida |
| **Requerimientos** | AT0023; AT0025 |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | “Total” |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* Especificaciones técnicas de medidores: EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel v.2. |
| **Observación inodú** | No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verifico el requerimiento para este medidor. |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-37-3** | General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” – 7 meter’s main functionalities |
| **INODU-37-6** | General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” -Meter key components included into traceability |
| **INODU-39-1** | EMH LZQJ-XC 17 Nov 2020 (LZQJXC-BIA-E-2.51) Instruction for use (17/09/2020) – LC-displays |
| **INODU-45-3** | METSEION7400 PowerLogic ION7400 Panel mount meter - display - optical port and 2 pulse (10/2017) – LCD |
| **INODU-55-4** | ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016) – LCD |
| **INODU-65-1** | ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010) – LCD |
| **INODU-37-1** | General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” – Estándares de referencia |
| **INODU-40-4** | EMH LZQJ-XC 17 Nov 2020 (LZQJXC-BIA-E-2.51) Instruction for use (17/09/2020) – Real time clock |
| **INODU-44-1** | ION7400 7EN02-0290-11 Architecture & ION Modules (01/2020) – Clock module |
| **INODU-55-1** | ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016) – Estándares |
| **INODU-65-2** | ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010) – Reloj en Tiempo Real |

1. Auditoría inodú

De acuerdo a lo indicado en el comentario inodú del requerimiento, este no aplica para las UM que utilizará Enel.

1. Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, **no aplica** el requerimiento.

1. Observación auditoría

No hay observaciones adicionales respecto del requerimiento AT0140.

## Requerimiento AT0141

1. Requerimiento

AT0141: El visualizador de la UM deberá contar con un número de serie único e irrepetible que lo identifique.

1. Comentario inodú del requerimiento

Se debe verificar este requerimiento para cada una de las UM utilizadas por Enel.

En el caso de las soluciones que implementará Enel, se utilizarán solamente medidores Monocuerpo. En los medidores Monocuerpo se dispone de un número de serie que identifica al medidor como un único equipo, no es posible encontrar números de serie para cada una de las componentes del medidor.

El auditor verificará, para efectos de cumplir este requerimiento, que los equipos de medida poseen un número de serie.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Unidad de medida |
| **Requerimientos** | AT0141 |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | “Total” |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* Especificaciones técnicas de medidores: EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel v.2. |
| **Observación inodú** | No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verifico el requerimiento para este medidor. |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-37-11** | General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” – Marking and indicators |
| **INODU-39-3** | EMH LZQJ-XC 17 Nov 2020 (LZQJXC-BIA-E-2.51) Instruction for use (17/09/2020) – Nameplate |
| **INODU-50-1** | ION7400 7ES02-0374-05 manual usuario (11/2020) Esp – Pantallas de visualización |
| **INODU-55-7** | ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016) – Nameplate |
| **INODU-65-5** | ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010) – Referencias del medidor |

1. Auditoría inodú

En las evidencias INODU-37-11, INODU-39-3, INODU-55-7 e INODU-65-5 se indica el lugar físico de los equipos de medida NEXY-M, EMH, ISKRA e ITRON donde se dispone el número de serie, respectivamente. En el caso del medidor ION, en la evidencia INODU-50-1 se indica que se puede acceder al número de serie del equipo de medida mediante el menú de opciones para que este se muestre en el visualizador.

1. Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **totalmente** el requerimiento.

1. Observación auditoría

No hay observaciones adicionales respecto del requerimiento AT0141.

## Requerimientos AT0142; AT0146

1. Requerimiento

AT0142: El visualizador de la UM deberá mostrar los datos almacenados en los registros del Medidor utilizando el código OBIS en conformidad con la norma IEC 62056-6-1:2017.

AT0146: Todos los datos entregados por la UM deben estar identificados de acuerdo con lo dispuesto por la norma IEC 62056-6-1:2017.

1. Comentario inodú del requerimiento

Se debe verificar este requerimiento para cada una de las UM utilizadas por Enel.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Unidad de medida |
| **Requerimientos** | AT0142; AT0146 |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | “Parcial” |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* Especificaciones técnicas de medidores: EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel v.2.  \* Anexo técnico Art. 9.3 |
| **Observación inodú** | No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verifico el requerimiento para este medidor. |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-26-1** | Declaración de conformidad de estándares. (EMH) |
| **INODU-37-1** | Lista de estándares de referencia. (NEXY-M) |
| **INODU-37-10** | General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” – LCD characteristics |
| **INODU-39-1** | EMH LZQJ-XC 17 Nov 2020 (LZQJXC-BIA-E-2.51) Instruction for use (17/09/2020) – LC-displays |
| **INODU-40-1** | Correspondencia de estándares. (EMH) |
| **INODU-45-1** | Lista de estándares. (ION) |
| **INODU-50-1** | ION7400 7ES02-0374-05 manual usuario (11/2020) Esp – Pantallas de visualización |
| **INODU-55-1** | Estándares y referencias. (ISKRA) |
| **INODU-55-4** | ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016) – LCD |
| **INODU-56-1** | Declaración de conformidad de estándares. (ISKRA) |
| **INODU-65-1** | ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010) – LCD |
| **INODU-66-1** | Estándares aplicables. (ITRON) |
| **INODU-66-4** | Declaración de conformidad de estándares. (ITRON) |
| **INODU-68-1** | Declaración de conformidad de estándares. (ION) |

1. Auditoría inodú

Al revisar las evidencias INODU-37-1, INODU-39-1, INODU-50-1, INODU-55-4 e INODU-65-1 se verifica que solamente los equipos de medida EMH, ISKRA e ITRON permiten la visualización del código OBIS. Sin embargo, al verificar el resto de las evidencias tabuladas en la sección anterior, no se indica el cumplimiento de la norma IEC 62056-6-1:2017 para ninguno de los equipos de medida revisados.

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **IEC 62056-6-1:2017** | | | | | | |
| **Requerimiento/ Medidor** | **Norma** | **EMH** | **ION** | **ISKRA** | **ITRON** | **Enel v.2 – NEXY-M** |
| **AT0142** | IEC 62056-6-1: 2017 | Cumplimiento Parcial | No Especifica | Cumplimiento Parcial | Cumplimiento Parcial | No Especifica |
| **AT0146** | IEC 62056-6-1: 2017 | No Especifica | No Especifica | No Especifica | No Especifica | No Especifica |

1. Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumplen **parcialmente** los requerimientos.

1. Observación auditoría

No se indica que los dispositivos son construidos en conformidad a la norma IEC 62056-6-1:2017.

En el caso de los equipos ION y NEXY-M, no se indica la capacidad de visualización del código OBIS.

Se debe trabajar en la implementación del plan ID-Planes-044 para cumplir totalmente los requerimientos.

## Requerimiento AT0143

1. Requerimiento

AT0143: El visualizador de la UM deberá ser capaz de mostrar las distintas Alarmas del SMMC en el momento que ocurran.

1. Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Unidad de medida |
| **Requerimientos** | AT0143 |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | “Total” |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* Especificaciones técnicas de medidores: EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION).  \* Medidor Enel v.2. |
| **Observación inodú** | No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verifico el requerimiento para este medidor. |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-37-10** | General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” – LCD characteristics |
| **INODU-39-1** | EMH LZQJ-XC 17 Nov 2020 (LZQJXC-BIA-E-2.51) Instruction for use (17/09/2020) – LC-displays |
| **INODU-50-1** | ION7400 7ES02-0374-05 manual usuario (11/2020) Esp – Pantallas de visualización |
| **INODU-55-4** | ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016) – LCD |
| **INODU-65-1** | ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010) – LCD |

1. Auditoría inodú

A continuación, se indica la información disponible en las evidencias revisadas para cada uno de los equipos de medida que utilizará Enel para implementar sus soluciones:

* EMH: En la evidencia INODU-39-1 no se indica la capacidad de mostrar algún tipo de alarma en el visualizador disponible.
* ION: En la evidencia INODU-50-1 se indica que es posible mostrar en el visualizador tanto las alarmas activas como las alarmas históricas.
* ISKRA: En la evidencia INODU-55-4 se indica que el indicador de alarma del visualizador se activa cuando el estado de alarma del dispositivo se establece. No se indica algún tipo de retardo entre la ocurrencia del estado de alarma y la visualización en el visualizador.
* ITRON: En la evidencia INODU-65-3 se indica que el ícono de alarma presente en el visualizador se enciende cuando el medidor detecta una condición de alarma activa. No se indica un retardo entre la detección de la condición de alarma y la visualización del ícono en el visualizador.
* NEXY-M: En la evidencia INODU-37-9 se indica que el ícono de alerta se muestra si alguna de las *flags* programables se detecta por el medidor. No se indica un retardo entre la detección de la condición de alarma y la visualización del ícono en el visualizador.

La siguiente tabla resume el estado de cumplimiento por cada uno de los equipos de medida que utilizará Enel para implementar sus soluciones.

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Requerimiento/ Medidor** | **EMH** | **ION** | **ISKRA** | **ITRON** | **Enel v.2 – NEXY-M** |
| **AT0143** | No indica | Cumple | Cumple | Cumple | Cumple |

1. Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **parcialmente** el requerimiento.

1. Observación auditoría

Se debe trabajar en la implementación del plan ID-Planes-045 para cumplir totalmente el requerimiento.

## Requerimiento AT0144

1. Requerimiento

AT0144: El visualizador de las UM deberá contar con modos de visualización - Automático y manual.

Automático: Modo por defecto que muestra información básica para los Clientes y/o Usuarios.

Manual: Modo al cual se accede mediante la pulsación de un botón y permite acceder a registros e información característica de la Unidad de Medida tales como fecha y hora, selección de tarifas, versiones de software, código OBIS, entre otros parámetros. Este modo permite la manipulación por técnicos y personal calificado.

1. Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Unidad de medida |
| **Requerimientos** | AT0144 |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | “Total” |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* Especificaciones técnicas de medidores: EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION).  \* Medidor Enel v.2. |
| **Observación inodú** | No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verifico el requerimiento para este medidor. |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-37-3** | General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” – 7 meter’s main functionalities |
| **INODU-39-1** | EMH LZQJ-XC 17 Nov 2020 (LZQJXC-BIA-E-2.51) Instruction for use (17/09/2020) – LC-displays |
| **INODU-50-1** | ION7400 7ES02-0374-05 manual usuario (11/2020) Esp – Pantallas de visualización |
| **INODU-55-4** | ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016) – LCD |
| **INODU-65-3** | ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010) – Modo consulta del medidor. |

1. Auditoría inodú

A continuación, se indica la información disponible en las evidencias revisadas para cada uno de los equipos de medida que utilizará Enel para implementar sus soluciones:

* EMH: En la evidencia INODU-39-1 no se indica la funcionalidad requerida por el requerimiento AT0144 en la descripción del visualizador.
* ION: En la evidencia INODU-50-1 se indica que el equipo de medida cuenta con 3 modos de visualización: Normal, Alternativa y Prueba. Se indica que los modos de visualización se deben configurar.

Al respecto, no se cuenta con evidencias adicionales de cómo se programarán los modos de visualización del medidor ION para cumplir con el requerimiento AT0144.

* ISKRA: En la evidencia INODU-55-4 se indica que el visualizador cuenta con un modo “test”. Se indica también que se cuenta con la opción de definir diferentes tarifas. Sin embargo, no se especifica que el visualizador cuente con la opción de definir o configurar: 1) un modo por defecto (o modo automático) y 2) un modo manual que permita acceder a la información que indica el requerimiento AT0144.
* ITRON: En la evidencia INODU-65-3 se indican los modos de visualización con los que cuenta el equipo de medida. Entre ellos están: 1) el modo normal, que indica parámetros predeterminados de valor de energía preseleccionados y otros, 2) los modos alternativo largo y alternativo corto que permiten acceder a información adicional configurable por el usuario.

Al respecto, no se cuenta con evidencias adicionales de cómo se programarán los modos de visualización del medidor ITRON para cumplir con el requerimiento AT0144.

* NEXY-M: En la evidencia INODU-37-3 se indica que el medidor permite dos tipos de visualización: automático y manual. Se indica *“The default mode is the manual one which cyclically shows the basic information for customer without the need to interact with the meter. Through the manual mode it is possible to activate submenus (by pressing the push button) in which additional information is shown to support technical and qualified personnel (date, time, software version…)”*.

Al respecto, se indica que el modo manual cumple ambas funciones de acuerdo a las definiciones del requerimiento AT0144, mientras que no se describe las funcionalidades del modo automático.

La siguiente tabla resume el estado de cumplimiento por cada uno de los equipos de medida que utilizará Enel para implementar sus soluciones.

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Requerimiento/ Medidor** | **EMH** | **ION** | **ISKRA** | **ITRON** | **Enel v.2 – NEXY-M** |
| **AT0144** | No indica | Cumplimiento Parcial | No indica | Cumplimiento Parcial | Cumplimiento Parcial |

1. Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **parcialmente** el requerimiento.

1. Observación auditoría

Se debe trabajar en la implementación del plan ID-Planes-046 para cumplir totalmente el requerimiento.

## Requerimiento AT0148

1. Requerimiento

AT0148: Las UM deberán disponer de una unidad de almacenamiento de la información obtenida, en períodos de integración de, al menos, 15 minutos.

1. Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Unidad de medida |
| **Requerimientos** | AT0148 |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | “Total” |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* Especificaciones técnicas de medidores: EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION).  \* Medidor Enel v.2. |
| **Observación inodú** | No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verifico el requerimiento para este medidor. |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-37-3** | General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” – 7 meter’s main functionalities |
| **INODU-40-6** | EMH LZQJ-XC 28.05.2021 (LZQJXC-DAB-E-3.35) (28/05/2021) – Características |
| **INODU-50-2** | ION7400 7ES02-0374-05 manual usuario (11/2020) Esp – Registro de datos |
| **INODU-55-6** | ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016) – Load profile |
| **INODU-65-4** | ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010) – Perfil de carga |

1. Auditoría inodú

A continuación, se indica la información disponible en las evidencias revisadas para cada uno de los equipos de medida que utilizará Enel para implementar sus soluciones:

* EMH: En la evidencia INODU-40-6 se indica que se pueden programar intervalos de medición de 1 minuto, 5 minutos, 10 minutos, 15 minutos, 30 minutos 1 hora.
* ION: En la evidencia INODU-50-2 se indica que el equipo de medida cuenta con un registro de consumo eléctrico (Data Rec 1) cuya configuración de fábrica es de intervalos de 900 segundos (15 minutos) y con un alcance de registro de 3360 registros (35 días) bajo dicha configuración.
* ISKRA: En la evidencia INODU-55-6 se indica que el equipo de medida cuenta con dos perfiles de demanda de propósito general, el primero con una capacidad de 30000 registros y el segundo con una capacidad de 6000 registros. Se indica también que se pueden programar intervalos de medición de 5 minutos, 15 minutos, 30 minutos 1 hora y 1 día.
* ITRON: En la evidencia INODU-65-4 se indica que se dispone de los perfiles de carga “LP1” y “LP2”. El perfil de carga LP1 tiene una capacidad de registro de 148 días considerando un intervalo de registro de 15 minutos, mientras que el perfil de carga LP2 tiene una capacidad de registro de 35 días considerando un intervalo de registro de 15 minutos.
* NEXY-M: En la evidencia INODU-37-3 se indica que el medidor permite registrar perfiles de carga. En particular, permite un registro de más de 45 días considerando un intervalo de registro de 15 minutos. Se indica *“Load profile recording, for active and reactive energy in all four quadrants. The integration period for load profile recording is programmable and it can be chosen between the following values: 1, 2, 3, 4, 5, 6, 10, 12, 15, 20, 30 or 60 minutes (with an integration period of 15 minutes, it is possible to store information for more than 45 days).”*

La siguiente tabla resume el estado de cumplimiento por cada uno de los equipos de medida que utilizará Enel para implementar sus soluciones.

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Requerimiento/ Medidor** | **EMH** | **ION** | **ISKRA** | **ITRON** | **Enel v.2 – NEXY-M** |
| **AT0148** | Cumple | Cumple | Cumple | Cumple | Cumple |

1. Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **totalmente** el requerimiento.

1. Observación auditoría

No hay observaciones adicionales respecto del requerimiento AT0148.

## Requerimiento AT0149

1. Requerimiento

AT0149: La UM deberá disponer de memoria de almacenamiento de registros, con el suficiente número de canales para transmisión de datos que hagan factible el almacenamiento en períodos de integración de 15 minutos, durante un período mínimo de 45 días corridos.

1. Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Unidad de medida |
| **Requerimientos** | AT0148 |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | “Total” |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* Especificaciones técnicas de medidores: EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION).  \* Medidor Enel v.2. |
| **Observación inodú** | No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verifico el requerimiento para este medidor. |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-37-3** | General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” – 7 meter’s main functionalities |
| **INODU-40-6** | EMH LZQJ-XC 28.05.2021 (LZQJXC-DAB-E-3.35) (28/05/2021) – Características |
| **INODU-50-2** | ION7400 7ES02-0374-05 manual usuario (11/2020) Esp – Registro de datos |
| **INODU-55-6** | ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016) – Load profile |
| **INODU-65-4** | ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010) – Perfil de carga |

1. Auditoría inodú

Este requerimiento se puede verificar de acuerdo a lo presentado en el desarrollo del requerimiento AT148. En el caso del medidor ION, este cuenta con capacidad de registro de hasta 35 días si se considera un intervalo de registro de 15 minutos. En el caso de los medidores EMH, ISKRA, ITRON y NEXY-M se verifica su capacidad de almacenar datos de perfil de carga en intervalos de 15 minutos por, al menos, 45 días corridos.

La siguiente tabla resume el estado de cumplimiento por cada uno de los equipos de medida que utilizará Enel para implementar sus soluciones.

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Requerimiento/ Medidor** | **EMH** | **ION** | **ISKRA** | **ITRON** | **Enel v.2 – NEXY-M** |
| **AT0149** | Cumple | No cumple | Cumple | Cumple | Cumple |

1. Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **parcialmente** el requerimiento.

1. Observación auditoría

No se indica en las evidencias disponibles que el medidor EMH cuente con capacidad de registro de perfil de carga. El medidor ION tiene capacidad de almacenamiento de datos de hasta 35 días.

Se debe trabajar en la implementación del plan ID-Planes-073 para cumplir totalmente el requerimiento.

## Requerimiento AT0150

1. Requerimiento

AT0150: La UM deberá poseer la capacidad de conservar los datos históricos inalterados ante ajustes de sincronización u otros.

1. Comentario inodú del requerimiento

Se debe verificar este requerimiento para cada una de las UM utilizadas por Enel.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Unidad de medida |
| **Requerimientos** | AT0151 |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | “Total” |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* Especificaciones técnicas de medidores: EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION).  \* Medidor Enel v.2. |
| **Observación inodú** | No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verifico el requerimiento para este medidor. |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-37-3** | General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” – 7 meter’s main functionalities |
| **INODU-40-6** | EMH LZQJ-XC 28.05.2021 (LZQJXC-DAB-E-3.35) (28/05/2021) – Características |
| **INODU-50-2** | ION7400 7ES02-0374-05 manual usuario (11/2020) Esp – Registro de datos |
| **INODU-55-7** | ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016) – Error types |
| **INODU-65-6** | ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010) – Descripción técnica |

1. Auditoría inodú

En el desarrollo del requerimiento AT0151 se verifica que los equipos de medida cuentan con una memoria no volátil. Para poder verificar este requerimiento, es necesario contar con evidencias que indiquen la estructura con la cual se almacenarán los datos en la memoria no volátil.

1. Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **parcialmente** el requerimiento.

1. Observación auditoría

Se debe trabajar en la implementación del plan ID-Planes-073 para cumplir totalmente el requerimiento.

## Requerimiento AT0151

1. Requerimiento

AT0151: La UM deberá tener la capacidad de mantener su configuración y memoria de masa durante, al menos, 45 días corridos, por medio de una memoria no volátil.

1. Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Unidad de medida |
| **Requerimientos** | AT0149 |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | “Total” |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* Especificaciones técnicas de medidores: EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION).  \* Medidor Enel v.2. |
| **Observación inodú** | No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verifico el requerimiento para este medidor. |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-37-3** | General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” – 7 meter’s main functionalities |
| **INODU-40-6** | EMH LZQJ-XC 28.05.2021 (LZQJXC-DAB-E-3.35) (28/05/2021) – Características |
| **INODU-50-2** | ION7400 7ES02-0374-05 manual usuario (11/2020) Esp – Registro de datos |
| **INODU-55-7** | ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016) – Error types |
| **INODU-65-6** | ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010) – Descripción técnica |

1. Auditoría inodú

A continuación, se indica la información disponible en las evidencias revisadas para cada uno de los equipos de medida que utilizará Enel para implementar sus soluciones:

* EMH: En la evidencia INODU-39 se indica la presencia de una memoria EEPROM que puede mantener los datos almacenados en ausencia de una señal de voltaje.
* ION: En la evidencia INODU-50-2 se indica *“Los datos de la central de medida se almacena en la memoria no volátil, de modo que se conservan incluso si la central de medida pierde alimentación.”*
* ISKRA: En la evidencia INODU-55-7 se indica *“The non-volatile memory is used as a long-term persistent storage for periodical data history, billing data, event logs, register back-ups, parameters and any other data needed by the meter during a normal start up.”*
* ITRON: En la evidencia INODU-65-4 se presenta un diagrama de bloques que muestra los principales elementos funcionales del medidor. Se indica en dicho diagrama que el microcontrolador se comunica de manera bidireccional con una memoria flash, la cual es un tipo de memoria no volátil, con lo que se confirma la presencia de una memoria no volátil en este equipo de medida.
* NEXY-M: En la evidencia INODU-37-3 se indica *“Storage of configuration data and metrological information even without power supply for the entire lifetime of the meter (storage in non-volatile memory)”.*

La siguiente tabla resume el estado de cumplimiento por cada uno de los equipos de medida que utilizará Enel para implementar sus soluciones.

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Requerimiento/ Medidor** | **EMH** | **ION** | **ISKRA** | **ITRON** | **Enel v.2 – NEXY-M** |
| **AT0151** | Cumple | Cumplimiento Parcial | Cumple | Cumple | Cumple |

1. Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **parcialmente** el requerimiento.

1. Observación auditoría

El medidor ION, a pesar de contar con una memoria no volátil, tiene capacidad de almacenamiento de datos de hasta 35 días (ver desarrollo del requerimiento AT0149).

Se debe trabajar en la implementación del plan ID-Planes-048 para cumplir totalmente el requerimiento.

## Requerimiento AT0152

1. Requerimiento

AT0152: La UM deberá poseer la capacidad de modificar las opciones tarifarias en forma remota y local.

1. Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel.

Este requerimiento se debe verificar desde el punto de vista de las UM. Se debe verificar que existe la capacidad de:

* Configurar una opción tarifaria en la UM, y
* Establecer interfaces de comunicación bidireccionales con la UM, tanto de manera local como remota.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Unidad de medida |
| **Requerimientos** | AT0049; AT0136 |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | “Total” |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* Especificaciones técnicas de medidores: EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel v.2  \* Casos de Uso 5 y 10  \* SMMePlus UserManual  \* Starbeat UserManual  \* EPLUSMobile UserManual |
| **Observación inodú** | No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verifico el requerimiento para este medidor. |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-37-3** | General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” – 7 meter’s main functionalities |
| **INODU-40-6** | EMH LZQJ-XC 28.05.2021 (LZQJXC-DAB-E-3.35) - Características |
| **INODU-50-6** | ION7400 7ES02-0374-05 manual usuario (11/2020) Esp – Tiempos de Uso |
| **INODU-55-12** | ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016) – Tariff program |
| **INODU-65-10** | ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010) – Conmutación de coeficientes de energía |

1. Auditoría inodú

A continuación, se revisan las evidencias de los equipos de medida donde se indica la factibilidad de programar diferentes tarifas en los equipos:

* EMH: En la evidencia INODU-40-6 se indica que el equipo de medida soporta la programación de hasta 32 opciones tarifarias.
* ION: En la evidencia INODU-50-6 se mencionan los tiempos de uso (TDU) o “periodos horarios” y como estos se utilizan con las tarifas que las compañías eléctricas han programado en los medidores. En específico, se indica: *“Los tiempos de uso (TDU), también denominados “periodos horarios”, suelen utilizarse cuando una compañía eléctrica ha configurado programas con diferentes tarifas en función del día, el tipo de día y la fecha en los que se consume energía.”*
* ISKRA: En la evidencia INODU-55-12 se indica *“Tariff program is implemented with set of objects that are used to configure different seasons or weekly and daily programs, to define which certain tariffs should be active. Different actions can be performed with tariff switching as well (e.g. registering energy values in different tariffs or switching on/off bistable relay).”*
* ITRON: En la evidencia INODU-65-10 se indica *“[…] Las tarifas se definen y se descargan en el medidor usando la herramienta de soporte del medidor. Las nuevas tarifas se pueden definir y cargar en cualquier momento.”*
* NEXY-M: En la evidencia INODU-37-3 se indica, entre las principales funcionalidades del medidor, que es posible gestionar hasta 6 alternativas tarifarias.

Por otra parte, respecto al acceso remoto, en el desarrollo del requerimiento AT0136 se verificó que todas las UM que utilizará Enel cuentan con la capacidad de establecer comunicaciones bidireccionales con el SGO o con la Unidad Concentradora, según corresponda. Respecto al acceso local el caso del requerimiento AT0049, se identifica cumplimiento total para los medidores EMH, ISKRA, ITRON y NEXY-M, y se identifica cumplimiento parcial en el caso del medidor ION.

1. Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **parcialmente** el requerimiento.

1. Observación auditoría

Se debe trabajar en la implementación del plan ID-Planes-008 para cumplir totalmente el requerimiento.

## Requerimiento AT0153

1. Requerimiento

AT0153: La UM deberá poseer la capacidad de totalizar las medidas de energía activa y reactiva.

1. Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel.

El término “capacidad de totalizar” no es específico y puede referirse a distintas capacidades. Para efectos de verificar este requerimiento, se considerará si la UM tiene la capacidad de almacenar medidas de energía totales de acuerdo a lo que se indica en sus respectivas documentaciones.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Unidad de medida |
| **Requerimientos** | AT0153 |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | “Total” |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* Especificaciones técnicas de medidores: EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION).  \* Medidor Enel v.2. |
| **Observación inodú** | No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verifico el requerimiento para este medidor. |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-37-3** | General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” – 7 meter’s main functionalities |
| **INODU-39** | EMH LZQJ-XC 17 Nov 2020 (LZQJXC-BIA-E-2.51) Instruction for use (17/09/2020) |
| **INODU-50-4** | ION7400 7ES02-0374-05 manual usuario (11/2020) Esp – Mediciones |
| **INODU-55-9** | ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016) – Energy |
| **INODU-65-4** | ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010) – perfil de carga |
| **INODU-65-7** | ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010) – magnitudes medidas |

1. Auditoría inodú

A continuación, se indica la información disponible en las evidencias revisadas para cada uno de los equipos de medida que utilizará Enel para implementar sus soluciones:

* EMH: En la evidencia INODU-39 no se indica la funcionalidad requerida por el requerimiento AT0153 respecto de la presencia de la capacidad de totalizar las mediciones de energía activa y reactiva.
* ION: En la evidencia INODU-50-4 se indica que el equipo de medida es capaz de efectuar mediciones de energía con precisión de contaje bidireccionales por cuatro cuadrantes, entre las mediciones que permite, se indica *“kWh, kVARh y kVAh totales”*.
* ISKRA: En la evidencia INODU-55-9 se indica que el equipo de medida tiene la capacidad de registrar mediciones totales de energía activa, reactiva, aparente y de la operación en cada uno de los 4 cuadrantes.
* ITRON: En la evidencia INODU-65-4 se indica que los datos del medidor almacenador en los registros históricos de búfer se pueden leer en cualquier momento. Se indica que se puede configurar el medidor para obtener registros de energía totales (TER). En la evidencia INODU-65-7 se indican las magnitudes de energía medida por los registros de energía totales, entre las mediciones posibles se indica: energía activa (global y por fase) y energía reactiva (global y por fase).
* NEXY-M: En la evidencia INODU-37-3, si bien se indica *“Display of consumption data and service communications (displayed data are those measured by the meter)”* entre las principales funcionalidades del medidor, no se indica si corresponde a energía activa y energía reactiva, o bien solamente a energía activa.

La siguiente tabla resume el estado de cumplimiento por cada uno de los equipos de medida que utilizará Enel para implementar sus soluciones.

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Requerimiento/ Medidor** | **EMH** | **ION** | **ISKRA** | **ITRON** | **Enel v.2 – NEXY-M** |
| **AT0153** | No indica | Cumple | Cumple | Cumple | Cumplimiento Parcial |

1. Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **parcialmente** el requerimiento.

1. Observación auditoría

Se debe trabajar en la implementación del plan ID-Planes-055 para cumplir totalmente el requerimiento.

## Requerimiento AT0154

1. Requerimiento

AT0154: Las UM deberán poseer la capacidad de conservar los datos históricos y las Alarmas cuando no se cumpla con las métricas de Calidad del Producto definidas en la NTD. En particular, para el caso de las tensiones, se el medidor deberá conservar los datos históricos en los casos en que la tensión supere el 10% de la tensión nominal y cuando la tensión descienda del 15% de la tensión nominal.

1. Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Unidad de medida |
| **Requerimientos** | AT0151; AT0185 |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | “Total” |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* Especificaciones técnicas de medidores: (EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION).  \* Medidor Enel v.2. |
| **Observación inodú** | No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verifico el requerimiento para este medidor. |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-37-3** | General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” – 7 meter’s main functionalities |
| **INODU-40-6** | EMH LZQJ-XC 28.05.2021 (LZQJXC-DAB-E-3.35) - Características |
| **INODU-45-4** | METSEION7400 PowerLogic ION7400 Panel mount meter - display - optical port and 2 pulse – Tensiones de Operación |
| **INODU-54-1** | ISKRA MT880-M 1801-02–1 ISKRA – Technical specifications |
| **INODU-65-9** | ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010) – Especificación técnica |

1. Auditoría inodú

De acuerdo a lo indicado en el desarrollo del requerimiento AT0151, los equipos de medida que utilizará Enel cuentan con una memoria no volátil para almacenar los datos históricos registrador por el medidor.

A continuación, se revisan las tensiones de operación soportadas por los equipos de medida que utilizará Enel:

* EMH: En INODU-40-6 se indica que los equipos de medida pueden soportar tensiones de operación que van desde los 100 V fase-fase hasta los 690 V fase-fase.
* ION: En INODU-45-4 se indica que las tensiones de operación de los equipos de medida van desde los 100 V fase-fase hasta los 690 V fase-fase.
* ISKRA: En INODU-54-1 se indica que la tensión nominal de operación de los equipos de medida va desde los 100 V fase-fase hasta los 415 V fase-fase. Adicionalmente, se indica que el rango de operación de tensión está entre los 80 % y el 115% de la tensión nominal de operación.
* ITRON: En INODU-65-9 se indica que la tensión operativa de los equipos de medida está entre el 80% y el 115% de la tensión de operación nominal de los dispositivos. Se indica además que la tensión de operación va desde los 100 V fase-fase hasta los 480 V fase-fase.

Adicionalmente, en el desarrollo del requerimiento AT0185 se revisan las razones de transformación de los TTMM que utilizará Enel para implementar sus soluciones. La tensión nominal en el devanado secundario será de 120 V fase-fase, de esta forma, el requerimiento AT0154 deberá cumplirse cuando la tensión del devanado secundario esté entre los 102 V fase-fase y los 132 V fase-fase. Se concluye al revisar esta información que, en los rangos de tensión indicados por el requerimiento, las UM estarán en su estado de operación normal y, por lo tanto, los equipos de medida EMH, ION, ISKRA e ITRON cumplen el requerimiento.

Con respecto al equipo de medida NEXY-M, en INODU-37-3 se indica *“Voltage variation management: the meter is able to detect and store Low Voltage Variation respect to the nominal value. In particular the meter is able to detect (and store information) when the voltage goes above 10% (configurable parameter) or below 15% (configurable parameter) the nominal mains voltage, according to the requirements of the applicable standards of quality of service;”,* con lo que se verifica que se cumple el requerimiento AT0154 para este medidor.

La siguiente table resume el cumplimiento del requerimiento AT0154 para cada uno de los equipos de medida.

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Requerimiento/ Medidor** | **EMH** | **ION** | **ISKRA** | **ITRON** | **Enel v.2 – NEXY-M** |
| **AT0154** | Cumple | Cumple | Cumple | Cumple | Cumple |

1. Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **totalmente** el requerimiento.

1. Observación auditoría

No hay observaciones adicionales respecto del requerimiento AT0154.

## Requerimiento AT0155

1. Requerimiento

AT0155: Las UM deben disponer de un acceso local que permita su lectura y parametrización, mediante un puerto y un canal de comunicaciones que deberán cumplir con los requerimientos establecidos en el Artículo 6-2 y Artículo 9-11 numeral 6 del Anexo Técnico.

1. Comentario inodú del requerimiento

El artículo 6-2 del Anexo Técnico SMMC de la NTD indica que las interfaces de acceso local podrán ser a través de interfaces cableadas o inalámbricas. Adicionalmente, se indica que los estándares aplicables a los protocolos de intercambio y modelos de datos para el acceso local deben cumplir con la norma IEC 62056.

El artículo 9-11 del Anexo Técnico SMMC de la NTD indica que, en el caso de las interfaces de acceso local para unidades de medida ubicadas en zonas de baja concentración de clientes, los estándares aplicables a protocolos de intercambio corresponden a las normas IEC 62056, ANSI C12.22 y ANSI C12.18. Por su parte, se indica que los estándares aplicables a modelos de datos corresponden a las normas IEC 62056 y ANSI C12.19.

De acuerdo a lo indicado por Enel, los equipos de medida se utilizarán indistintamente en zonas de alta concentración de clientes y zonas de baja concentración de clientes.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Unidad de medida |
| **Requerimientos** | AT0049 |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | “Total” |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* Especificaciones técnicas de medidores: EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel v.2 |
| **Observación inodú** | No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verifico el requerimiento para este medidor. |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-26-1** | Declaración de conformidad de estándares. (EMH) |
| **INODU-37-1** | Lista de estándares de referencia. (NEXY-M) |
| **INODU-40-1** | Correspondencia de estándares. (EMH) |
| **INODU-45-1** | Lista de estándares. (ION) |
| **INODU-68-1** | Declaración de conformidad de estándares. (ION) |
| **INODU-55-1** | Estándares y referencias. (ISKRA) |
| **INODU-56-1** | Declaración de conformidad de estándares. (ISKRA) |
| **INODU-66-1** | Estándares aplicables. (ITRON) |
| **INODU-66-4** | Declaración de conformidad de estándares. (ITRON) |

1. Auditoría inodú

De acuerdo a lo indicado en el desarrollo del requerimiento AT0049, los equipos de medida que utilizará Enel cuentan con un acceso local mediante una conexión por Sonda Óptica. Adicionalmente, el equipo de medida NEXY-M cuenta con conexión tipo Bluetooth para efectos de acceso local.

La siguiente tabla resume, de acuerdo a lo revisado en las evidencias tabuladas en el punto anterior para los equipos de medida EMH, ION, ISKRA, ITRON y NEXY-M, el cumplimiento de los estándares exigidos por el requerimiento AT0155 de cada uno de los equipos de medida.

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Norma / Medidor** | **EMH** | **ION** | **ISKRA** | **ITRON** | **Enel v.2 – NEXY-M** |
| **IEC 62056** | Cumplimiento Parcial | Cumplimiento Parcial | Cumplimiento Parcial | Cumplimiento Parcial | Cumplimiento Parcial |
| **ANSI C12.18** | No indica | No indica | No indica | No indica | No indica |
| **ANSI C12.19** | No indica | Cumplimiento Parcial | No indica | No indica | No indica |
| **ANSI C12.22** | No indica | No indica | No indica | No indica | No indica |

1. Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **parcialmente** el requerimiento.

1. Observación auditoría

A pesar de que se indica que los equipos EMH, ION, ISKRA e ITRON están construidos en conformidad con la norma IEC 62056 en las evidencias INODU-40-1, INODU-45-1, INODU-55-1, INODU-66-1 e INODU-37-1 respectivamente, las declaraciones de conformidad de estándares revisadas de los respectivos equipos no certifican conformidad con la norma IEC 62056.

En el caso del equipo de medida NEXY-M, a pesar de que se indica conformidad con la norma IEC 62056 en INODU-37-1, es necesario cumplir con el proceso de homologación de acuerdo al Artículo 9-3 del Anexo Técnico SMMC de la NTD.

Respecto de las normas ANSI C12.18 y ANSI C12.22, no se indica cumplimiento de la norma por ninguno de los equipos de medida.

Respecto de la norma ANSI C12.19 se indica cumplimiento solamente por el equipo de medida ION. De todas formas, no se indica cumplimiento de la norma en la declaración de conformidad de estándares (INODU-68-1).

Se debe trabajar en la implementación del plan ID-Planes-066 para cumplir totalmente el requerimiento.

## Requerimiento AT0168

1. Requerimiento

AT0168: La caja del medidor y la UM deben permitir la instalación de sellos de seguridad.

1. Comentario inodú del requerimiento

Se debe verificar este requerimiento para cada una de las UM utilizadas por Enel.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Unidad de medida |
| **Requerimientos** | AT0168 |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | “Total” |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* Especificaciones técnicas de construcción de empalme y cajas de empalme |
| **Observación inodú** | No hay observaciones adicionales respecto de este requerimiento |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-74** | Empalmes - CAJA PARA EMPALMES MONOFÁSICOS (Rev. 0- Sept/07) |
| **INODU-75** | Empalmes - CAJA DE PROTECCIÓN PARA EMPALMES SMART METER (Rev. 1- Junio/16) |
| **INODU-76** | Empalmes - CAJA PARA EMPALME TRIFASICO EQUIPO DE MEDIDA AR-48, AR-75, AR-100 (Rev. 2- Nov/98) |
| **INODU-77** | Empalmes - CAJA PARA EMPALMES MEDIDA DIRECTA (Rev. 1- Junio/03) |
| **INODU-78** | Empalmes - CAJA PARA EMPALMES MEDIDA INDIRECTA (Rev. 1- Junio/03) |
| **INODU-79** | Empalmes - CAJA PARA EMPALME TRIFASICO EQUIPO DE MEDIDA DIRECTA (Rev. 1- Nov/16) |
| **INODU-112-1** | SM01 Cambio de Medidor de Energía por Smart Meter VF – Sellos de seguridad |

1. Auditoría inodú

En las evidencias INODU-74, INODU-75, INODU-76, INODU-77, INODU-78 e INODU-79 se indican las cajas para empalmes que utilizará Enel para sus equipos de medida. En la evidencia INODU-112-1 se evidencia la disposición de los sellos de seguridad para el caso del equipo de medida NEXY-M. En las evidencias revisadas no se indica el lugar donde deben ir instalados los sellos de seguridad para el caso de los equipos de medida EMH, ION, ISKRA e ITRON.

1. Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **parcialmente** el requerimiento.

1. Observación auditoría

Se debe trabajar en la implementación del plan ID-Planes-074 para cumplir totalmente el requerimiento.

## Requerimiento AT0169

1. Requerimiento

AT0169: Las Unidades de Medida que cuenten con Medidores Monocuerpo deben cumplir con las normas técnicas vigentes nacionales, en particular la NCH Elec.4/2003, y con los requisitos establecidos en las normas IEC 60529:1989+AMD1:1999+AMD2:2013, IEC 62053‐21:2003+AMD1:2016. Los Medidores Monocuerpo deben ser ubicados en cajas o armarios de medidores.

1. Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel.

De acuerdo a la norma IEC 62053‐21:2003+AMD1:2016, los equipos de medida deben cumplir con requerimientos mecánicos y climáticos indicados en la norma IEC 62052-11. La norma IEC 62052-11 indica que los equipos de medida deben cumplir con el grado de protección IP51 en el caso de instalaciones en espacios interiores, y con el grado de protección IP54 en el caso de instalaciones a la intemperie. Los grados de protección a los que se refiere la norma están definidos en conformidad a la norma IEC 60529:1989+AMD1:1999+AMD2:2013 y la norma NCH Elec.4/2003.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Unidad de medida |
| **Requerimientos** | AT0169 |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | “Parcial” |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* Especificaciones técnicas de construcción de empalme y cajas de empalme |
| **Observación inodú** | Las especificaciones técnicas de construcción de empalme y cajas de empalme entregadas por Enel no indican cual es el grado de protección que brindan según lo indicado la norma IEC 60529 y la norma NCH Elec.4/2003. |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-37-7** | General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” – main performances of the meter. |
| **INODU-40-6** | EMH LZQJ-XC 28.05.2021 (LZQJXC-DAB-E-3.35) – Características. |
| **INODU-45-1** | METSEION7400 PowerLogic ION7400 Panel mount meter – display – optical port and 2 pulse - Estándares |
| **INODU-54-1** | ISKRA MT880-M 1801-02–1 ISKRA – Technical specifications |
| **INODU-65-9** | ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010) – Especificación Técnica |
| **INODU-74** | Empalmes - CAJA PARA EMPALMES MONOFÁSICOS (Rev. 0- Sept/07) |
| **INODU-75** | Empalmes - CAJA DE PROTECCIÓN PARA EMPALMES SMART METER (Rev. 1- Junio/16) |
| **INODU-76** | Empalmes - CAJA PARA EMPALME TRIFASICO EQUIPO DE MEDIDA AR-48, AR-75, AR-100 (Rev. 2- Nov/98) |
| **INODU-77** | Empalmes - CAJA PARA EMPALMES MEDIDA DIRECTA (Rev. 1- Junio/03) |
| **INODU-78** | Empalmes - CAJA PARA EMPALMES MEDIDA INDIRECTA (Rev. 1- Junio/03) |
| **INODU-79** | Empalmes - CAJA PARA EMPALME TRIFASICO EQUIPO DE MEDIDA DIRECTA (Rev. 1- Nov/16) |

1. Auditoría inodú

En las especificaciones técnicas de los equipos de medida que utilizará Enel se indica el grado de protección que soportan los dispositivos. El siguiente cuadro resume los índices de protección revisados en las evidencias INODU-37-7, INODU-40-6, INODU-45-1, INODU-54-1 e INODU-65-9.

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **IP /**  **Medidor** | **EMH** | **ION** | **ISKRA** | **ITRON** | **Enel v.2 – NEXY-M** |
| **IP** | IP51 (opcional IP54)  IP31 terminales | IP54 front  IP30 body | IP54 | IP51 | IP54 |

En las evidencias INODU-74, INODU-75, INODU-76, INODU-77, INODU-78 e INODU-79 se indican las cajas para empalmes que utilizará Enel para sus equipos de medida. No es posible verificar el grado de protección que brindan las cajas a los equipos de medida de acuerdo a la norma IEC 60529:1989+AMD1:1999+AMD2:2013 a partir de las evidencias disponibles. Por lo tanto, se debe evaluar el requerimiento considerando los índices de protección que indican los equipos de medida en sus respectivas documentaciones. La siguiente tabla resume el cumplimiento del requerimiento AT0169 para cada uno de los equipos de medida.

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Requerimiento/ Medidor** | **EMH** | **ION** | **ISKRA** | **ITRON** | **Enel v.2 – NEXY-M** |
| **AT0169** | No cumple | No cumple | Cumple | Cumplimiento Parcial[[1]](#footnote-2) | Cumple |

1. Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **parcialmente** el requerimiento.

1. Observación auditoría

Para cumplir totalmente el requerimiento se debe avanzar en la implementación de los planes ID-Planes-049 e ID-Planes-068.

## Requerimiento AT0170

1. Requerimiento

AT0170: Las Unidades de Medida que cuenten con Medidores Bicuerpo deben garantizar la integridad de las mediciones efectuadas por el Medidor de la Unidad de Medida y su observación en un dispositivo independiente o Visualizador.

1. Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Unidad de medida |
| **Requerimientos** | AT0170 |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | “No Aplica” |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \*Especificaciones técnicas de medidores: EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel v.2. |
| **Observación inodú** | No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verifico el requerimiento para este medidor. |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-37** | General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” |
| **INODU-39** | EMH LZQJ-XC 17 Nov 2020 (LZQJXC-BIA-E-2.51) Instruction for use (17/09/2020) |
| **INODU-50** | ION7400 7ES02-0374-05 manual usuario (11/2020) Esp |
| **INODU-55** | ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016) |
| **INODU-65** | ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010) |

1. Auditoría inodú

De acuerdo a lo indicado por Enel, solamente se utilizarán equipos de medida Monocuerpo, por lo que no aplica este requerimiento.

1. Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, **no aplica** el requerimiento.

1. Observación auditoría

No hay observaciones adicionales respecto del requerimiento AT0170.

## Requerimiento AT0171

1. Requerimiento

AT0171: Las Unidades de Medida que cuenten con Medidores Centralizados deben cumplir con las exigencias aplicables a las Unidades de Medida con Medidores Monocuerpo y Medidores Bicuerpo, según corresponda.

1. Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Unidad de medida |
| **Requerimientos** | AT0020 |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | “No Aplica” |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \*Especificaciones técnicas de medidores: EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel v.2. |
| **Observación inodú** | No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verifico el requerimiento para este medidor. |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-02-8** | Diagrama y descripción Solución Medidor ENEL (concentrador) |
| **INODU-02-9** | Diagrama y descripción Solución Medidor Punto a Punto |
| **INODU-37** | General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” |
| **INODU-39** | EMH LZQJ-XC 17 Nov 2020 (LZQJXC-BIA-E-2.51) Instruction for use (17/09/2020) |
| **INODU-50** | ION7400 7ES02-0374-05 manual usuario (11/2020) Esp |
| **INODU-55** | ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016) |
| **INODU-65** | ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010) |

1. Auditoría inodú

De acuerdo a lo indicado por Enel, solamente se utilizarán equipos de medida Monocuerpo. Los equipos de medida monocuerpo se comunicarán directamente con la Unidad Concentradora, o bien, con el Sistema de Gestión y Operación, por lo que no aplica este requerimiento.

1. Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, **no aplica** el requerimiento.

1. Observación auditoría

No hay observaciones adicionales respecto del requerimiento AT0171.

## Requerimiento AT0172

1. Requerimiento

AT0172: En las Unidades de Medida que cuenten con Medidores Centralizados, en las conexiones a las UM, deben ser protegidas de riesgos eléctricos y/o mecánicos.

1. Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Unidad de medida |
| **Requerimientos** | AT0020 |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | “No Aplica” |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \*Especificaciones técnicas de medidores: EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel v.2. |
| **Observación inodú** | No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verifico el requerimiento para este medidor. |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-02-8** | Diagrama y descripción Solución Medidor ENEL (concentrador) |
| **INODU-02-9** | Diagrama y descripción Solución Medidor Punto a Punto |
| **INODU-37** | General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” |
| **INODU-39** | EMH LZQJ-XC 17 Nov 2020 (LZQJXC-BIA-E-2.51) Instruction for use (17/09/2020) |
| **INODU-50** | ION7400 7ES02-0374-05 manual usuario (11/2020) Esp |
| **INODU-55** | ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016) |
| **INODU-65** | ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010) |

1. Auditoría inodú

De acuerdo a lo indicado por Enel, solamente se utilizarán equipos de medida Monocuerpo. Los equipos de medida monocuerpo se comunicarán directamente con la Unidad Concentradora, o bien, con el Sistema de Gestión y Operación, por lo que no aplica este requerimiento.

1. Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, **no aplica** el requerimiento.

1. Observación auditoría

No hay observaciones adicionales respecto del requerimiento AT0172.

## Requerimiento AT0173

1. Requerimiento

AT0173: En las Unidades de Medida que cuenten con Medidores Centralizados, al ser detectado un acceso no autorizado o una manipulación indebida de la UM, o bien cuando se generen alertas asociadas a situaciones de seguridad que pudieran afectar a las personas y/o equipos de medida, el medidor debe ser capaz de cortar el suministro eléctrico.

1. Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Unidad de medida |
| **Requerimientos** | AT0020 |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | “No Aplica” |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \*Especificaciones técnicas de medidores: EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel v.2. |
| **Observación inodú** | No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verifico el requerimiento para este medidor. |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-02-8** | Diagrama y descripción Solución Medidor ENEL (concentrador) |
| **INODU-02-9** | Diagrama y descripción Solución Medidor Punto a Punto |
| **INODU-37** | General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” |
| **INODU-39** | EMH LZQJ-XC 17 Nov 2020 (LZQJXC-BIA-E-2.51) Instruction for use (17/09/2020) |
| **INODU-50** | ION7400 7ES02-0374-05 manual usuario (11/2020) Esp |
| **INODU-55** | ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016) |
| **INODU-65** | ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010) |

1. Auditoría inodú

De acuerdo a lo indicado por Enel, solamente se utilizarán equipos de medida Monocuerpo. Los equipos de medida monocuerpo se comunicarán directamente con la Unidad Concentradora, o bien, con el Sistema de Gestión y Operación, por lo que no aplica este requerimiento.

1. Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, **no aplica** el requerimiento.

1. Observación auditoría

No hay observaciones adicionales respecto del requerimiento AT0173.

## Requerimiento AT0174

1. Requerimiento

AT0174: En las Unidades de Medida que cuenten con Medidores Centralizados, las cajas deben contar con sistemas aptos para su instalación en ubicaciones tipo poste o en cualquiera de las condiciones técnicas utilizadas.

1. Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Unidad de medida |
| **Requerimientos** | AT0020 |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | “No Aplica” |
| **Comentario Autoevaluación Enel** |  |
| **Observación inodú** | No hay observaciones adicionales |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-02-8** | Diagrama y descripción Solución Medidor ENEL (concentrador) |
| **INODU-02-9** | Diagrama y descripción Solución Medidor Punto a Punto |
| **INODU-37** | General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” |
| **INODU-39** | EMH LZQJ-XC 17 Nov 2020 (LZQJXC-BIA-E-2.51) Instruction for use (17/09/2020) |
| **INODU-50** | ION7400 7ES02-0374-05 manual usuario (11/2020) Esp |
| **INODU-55** | ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016) |
| **INODU-65** | ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010) |

1. Auditoría inodú

De acuerdo a lo indicado por Enel, solamente se utilizarán equipos de medida Monocuerpo. Los equipos de medida monocuerpo se comunicarán directamente con la Unidad Concentradora, o bien, con el Sistema de Gestión y Operación, por lo que no aplica este requerimiento.

1. Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, **no aplica** el requerimiento.

1. Observación auditoría

No hay observaciones adicionales respecto del requerimiento AT0174.

## Requerimiento AT0175

1. Requerimiento

AT0175: En las Unidades de Medida que cuenten con Medidores Centralizados, las cajas deben permitir la realización de pruebas o revisiones de rutina a las Unidades de Medida en el lugar en donde éstas se encuentren, por personal debidamente autorizado por la Empresa Distribuidora respectiva.

1. Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Unidad de medida |
| **Requerimientos** | AT0020 |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | “No Aplica” |
| **Comentario Autoevaluación Enel** |  |
| **Observación inodú** | No hay observaciones adicionales |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-02-8** | Diagrama y descripción Solución Medidor ENEL (concentrador) |
| **INODU-02-9** | Diagrama y descripción Solución Medidor Punto a Punto |
| **INODU-37** | General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” |
| **INODU-39** | EMH LZQJ-XC 17 Nov 2020 (LZQJXC-BIA-E-2.51) Instruction for use (17/09/2020) |
| **INODU-50** | ION7400 7ES02-0374-05 manual usuario (11/2020) Esp |
| **INODU-55** | ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016) |
| **INODU-65** | ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010) |

1. Auditoría inodú

De acuerdo a lo indicado por Enel, solamente se utilizarán equipos de medida Monocuerpo. Los equipos de medida monocuerpo se comunicarán directamente con la Unidad Concentradora, o bien, con el Sistema de Gestión y Operación, por lo que no aplica este requerimiento.

1. Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, **no aplica** el requerimiento.

1. Observación auditoría

No hay observaciones adicionales respecto del requerimiento AT0175.

## Requerimiento AT0176

1. Requerimiento

AT0176: En las Unidades de Medida que cuenten con Medidores Centralizados, la caja debe cumplir con los niveles de protección IP de acuerdo con las condiciones ambientales a las que sean expuestas según lo dispuesto en la norma IEC 60529:1989+AMD1:1999+AMD2:2013 y en la NCH Elec. 4/2003 o aquella que la reemplace.

1. Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Unidad de medida |
| **Requerimientos** | AT0020 |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | “No Aplica” |
| **Comentario Autoevaluación Enel** |  |
| **Observación inodú** | No hay observaciones adicionales |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-02-8** | Diagrama y descripción Solución Medidor ENEL (concentrador) |
| **INODU-02-9** | Diagrama y descripción Solución Medidor Punto a Punto |
| **INODU-37** | General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” |
| **INODU-39** | EMH LZQJ-XC 17 Nov 2020 (LZQJXC-BIA-E-2.51) Instruction for use (17/09/2020) |
| **INODU-50** | ION7400 7ES02-0374-05 manual usuario (11/2020) Esp |
| **INODU-55** | ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016) |
| **INODU-65** | ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010) |

1. Auditoría inodú

De acuerdo a lo indicado por Enel, solamente se utilizarán equipos de medida Monocuerpo. Los equipos de medida monocuerpo se comunicarán directamente con la Unidad Concentradora, o bien, con el Sistema de Gestión y Operación, por lo que no aplica este requerimiento.

1. Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, **no aplica** el requerimiento.

1. Observación auditoría

No hay observaciones adicionales respecto del requerimiento AT0176.

## Requerimiento AT0177

1. Requerimiento

AT0177: Los UM correspondientes a servicios trifásicos menores deberán disponer de capacidad de medición de cuatro cuadrantes para energía activa y reactiva.

1. Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel que realizarán mediciones semidirectas o indirectas. El equipo de medida NEXY-M corresponde a un medidor monofásico, por lo que no le es aplicable este requerimiento.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Unidad de medida |
| **Requerimientos** | AT0139 |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | “Total” |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* Especificaciones técnicas de medidores: (EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel v.2. |
| **Observación inodú** | No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verifico el requerimiento para este medidor. |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-39-1** | EMH LZQJ-XC 17 Nov 2020 (LZQJXC-BIA-E-2.51) Instruction for use (17/09/2020) – LC-displays |
| **INODU-50-1** | ION7400 7ES02-0374-05 manual usuario (11/2020) Esp – Pantallas de visualización |
| **INODU-55-4** | ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016) – LCD |
| **INODU-65-1** | ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010) – LCD |

1. Auditoría inodú

Es posible verificar este requerimiento en función de las evidencias presentadas sobre el dispositivo visualizador de los equipos de medida. En las evidencias INODU-39-1, INODU-50-1, INODU-55-4 e INODU-65-1 se verifica que los equipos de medida EMH, ION, ISKRA e ITRON tienen la capacidad de visualizar los consumos de energía activa y reactiva de acuerdo al cuadrante de operación. En todos los casos se indica la posibilidad de registrar 4 cuadrantes de operación, por lo que se verifica el cumplimiento del requerimiento.

1. Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **totalmente** el requerimiento.

1. Observación auditoría

No hay observaciones adicionales respecto del requerimiento AT0178.

## Requerimiento AT0178

1. Requerimiento

AT0178: Los UM correspondientes a servicios trifásicos menores deberán disponer de un medidor de tipo estático normalizado clase de precisión 1 o superior.

1. Comentario inodú del requerimiento

No se indica si el requerimiento aplica para mediciones de potencia activa y reactiva, o bien, solamente a mediciones de potencia activa. De acuerdo a lo indicado en los requerimientos AT0089, AT0093, AT0097, AT0102, AT0106, AT0110, AT0114 y AT0118, las unidades de medida con conexión mediante transformador deben cumplir con estándares asociados a precisión de reactivos clase 2 y 3. Adicionalmente, al revisar los protocolos de certificación de equipos de medida publicados por la SEC (evidencias INODU-113, INODU-114 e INODU-115) se verifica que los equipos de medida se deben verificar para precisión 1, 0,5 o 0,2 solamente en términos de medición de energía activa.

Por lo anterior, se considera que el requerimiento se refiere a clase de precisión en la medición de energía activa solamente.

De acuerdo a lo indicado en el desarrollo del requerimiento AT0020, las UM que realizarán mediciones con conexión semidirecta o indirecta podrán utilizar los equipos de medida EMH, ION, ISKRA o ITRON, por lo que este requerimiento se debe verificar para cada uno de los equipos de medida indicados en este párrafo.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Unidad de medida |
| **Requerimientos** | AT0020 |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | “Total” |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* Especificaciones técnicas de medidores: (EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel v.2. |
| **Observación inodú** | No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verifico el requerimiento para este medidor. |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-40-5** | EMH LZQJ-XC 17 Nov 2020 (LZQJXC-BIA-E-2.51) Instruction for use (17/09/2020) – Tensiones de servicio y clases de precisión |
| **INODU-50-5** | ION7400 7ES02-0374-05 manual usuario (11/2020) Esp – Precisión de medición |
| **INODU-55-10** | ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016) – Main meter properties |
| **INODU-65-8** | ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010) – Especificaciones generales |

1. Auditoría inodú

En las evidencias INODU-40-5, INODU-50-5, INODU-55-10 e INODU-65-8 se indican las clases de precisión que admiten los equipos de medida. La siguiente tabla resume las clases de precisión de medición de energía activa que admiten los equipos de medida que se utilizarán para conexiones semidirectas o indirectas.

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **Clase / Medidor** | **EMH** | **ION** | **ISKRA** | **ITRON** |
| **Energía Activa** | 1/0.5 S/0.2 S | Hasta 0.2 S | Hasta 0.5 S | 1/0.5 S/0.2 S |

1. Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **totalmente** el requerimiento.

1. Observación auditoría

No hay observaciones adicionales respecto del requerimiento AT0178.

## Requerimiento AT0179

1. Requerimiento

AT0179: Los UM correspondientes a servicios trifásicos menores deberán disponer de indicadores visuales de, al menos, energía acumulada y demanda máxima.

1. Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel que realizarán mediciones semidirectas o indirectas. El equipo de medida NEXY-M corresponde a un medidor monofásico, por lo que no le es aplicable este requerimiento.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Unidad de medida |
| **Requerimientos** | AT0181 |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | “Total” |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* Especificaciones técnicas de medidores: (EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel v.2. |
| **Observación inodú** | No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verifico el requerimiento para este medidor. |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-39-1** | EMH LZQJ-XC 17 Nov 2020 (LZQJXC-BIA-E-2.51) Instruction for use (17/09/2020) |
| **INODU-50-1** | ION7400 7ES02-0374-05 manual usuario (11/2020) Esp – Pantallas de visualización |
| **INODU-55-4** | ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016) – LCD |
| **INODU-65-1** | ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010) – LCD |

1. Auditoría inodú

En el desarrollo del requerimiento AT0181 se revisa la capacidad de registrar los consumos totales de energía activa y reactiva de los medidores. La información revisada se resume en la siguiente tabla.

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **Requerimiento/ Medidor** | **EMH** | **ION** | **ISKRA** | **ITRON** |
| **AT0181** | No indica | Cumple | Cumple | Cumple |

Respecto de la capacidad de registrar la demanda máxima:

* EMH: En la evidencia INODU-39-1 se indica la posibilidad de programar hasta 4 alternativas de demanda máxima para configuración de tarifas.
* ION: En la evidencia INODU-50-1 se indica que es posible mostrar en el visualizador diversas variables, entre ellas los valores de demanda máxima.
* ISKRA: En la evidencia INODU-55-4 se evidencia en la información del visualizador de que es posible configurar umbrales de demanda en el medidor.
* ITRON: En la evidencia INODU-65-1 se evidencia en la información del visualizador de que es posible configurar umbrales de demanda en el medidor.

En las evidencias presentadas, se verifica que es posible registrar los valores de energía acumulada en el caso de los medidores ION, ISKRA e ITRON. Se verifica que es posible registrar los valores de demanda máxima en el caso de los medidores EMH, ION, ISKRA e ITRON. Sin embargo, para que estos puedan ser visualizados en el visualizador, es necesario programar los equipos de medida. No se cuenta con evidencias de cómo se programarán los equipos de medida para cumplir con el requerimiento.

1. Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **parcialmente** el requerimiento.

1. Observación auditoría

Se debe trabajar en la implementación del plan ID-Planes-055 respecto del equipo de medida EMH para cumplir totalmente el requerimiento.

Se debe trabajar en la implementación del plan ID-Planes-047 para cumplir totalmente el requerimiento.

## Requerimiento AT0180

1. Requerimiento

AT0180: Los UM correspondientes a servicios trifásicos menores deberán disponer del número suficiente de canales de transmisión de datos que permitan cumplir con las exigencias del Anexo Técnico.

1. Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel que realizarán mediciones semidirectas o indirectas. El equipo de medida NEXY-M corresponde a un medidor monofásico, por lo que no le es aplicable este requerimiento.

De acuerdo a lo indicado en el desarrollo del requerimiento AT0020, las UM que realizarán mediciones semidirectas o indirectas se considerarán solamente para la solución “Medidor punto a punto”. Por lo tanto, se debe verificar que las UM tengan los suficientes canales de transmisión de datos para establecer las interfaces de comunicación “I0” e “I2”.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Unidad de medida |
| **Requerimientos** | AT0020; AT0049; AT0051 |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | “Total” |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* Especificaciones técnicas de medidores: (EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel v.2. |
| **Observación inodú** | No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verifico el requerimiento para este medidor. |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-02-1** | Definición Solución Enel Acceso Local |
| **INODU-02-2** | Tipos de comunicación Celular |
| **INODU-02-5** | Sistema de Gestión y Operación para Medidor Enel |
| **INODU-02-7** | Definición interfaces en Solución Enel |
| **INODU-02-9** | Diagrama y descripción Solución Medidor Punto a Punto |
| **INODU-04-4** | Caso 1 AMI Platform Network Solution\_v.3, Acceso Local – Sonda Óptica / Dispositivo de Bluetooth |
| **INODU-08-2** | Caso 5 In Field Meter Program\_v.3 – Configuración y actualización a través del puerto óptico |
| **INODU-08-3** | Caso 5 In Field Meter Program\_v.3 – Configuración y actualización a través del módulo Bluetooth |
| **INODU-23-1** | Manual del Router, información sobre conexiones WAN. |
| **INODU-24-1** | Datasheet RUT955 –Ethernet |
| **INODU-40-2** | EMH LZQJ-XC 28.05.2021 (LZQJXC-DAB-E-3.35) (28/05/2021) - Additional equipment features of the LZQJ-XC |
| **INODU-40-3** | EMH LZQJ-XC 28.05.2021 (LZQJXC-DAB-E-3.35) (28/05/2021) – Data interfaces |
| **INODU-45-2** | METSEION7400 PowerLogic ION7400 Panel mount meter - display - optical port and 2 pulse (10/2017) - Communication |
| **INODU-55-1** | ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016) - Estándares |
| **INODU-55-2** | ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016) - 3.3. Main meter properties |
| **INODU-66-1** | ITRON SL-7000-RT D2021471-AA installation guide (2012) - Estándares |
| **INODU-66-2** | ITRON SL-7000-RT D2021471-AA installation guide (2012) - Communication |
| **INODU-66-3** | ITRON SL-7000-RT D2021471-AA installation guide (2012) – Communication |
| **INODU-91-1** | 10.SMM ePlus - Requirements - Integration 2.4 – 3 Architecture |
| **INODU-98-10** | 7. Especificación técnica de Interfaces para Interoperabilidad (relativa a la Plataforma y medios de comunicación) |
| **INODU-101-1** | 6.SMMePlus Interfaces Diagram\_v2\_original |
| **INODU-101-2** | 6.SMMePlus Interfaces Diagram\_v2\_original |

1. Auditoría inodú

La verificación de este requerimiento es equivalente a la verificación de los requerimientos AT0049 sobre la interfaz I0 y AT0051 sobre la interfaz I2, solamente considerando el caso de los equipos de medida EMH, ION, ISKRA e ITRON[[2]](#footnote-3).

En el caso del requerimiento AT0051, se identifica cumplimiento total para los medidores EMH, ION, ISKRA e ITRON. En el caso del requerimiento AT0049, se identifica cumplimiento total para los medidores EMH, ISKRA e ITRON, y se identifica cumplimiento parcial en el caso del medidor ION.

1. Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **parcialmente** el requerimiento.

1. Observación auditoría

Se debe trabajar en la implementación del plan ID-Planes-008 para cumplir totalmente el requerimiento.

## Requerimiento AT0181

1. Requerimiento

AT0181: Los UM correspondientes a servicios trifásicos menores deberán tener la capacidad de totalizar las medidas de energía activa y reactiva.

1. Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel que realizarán mediciones semidirectas o indirectas. El equipo de medida NEXY-M corresponde a un medidor monofásico, por lo que no le es aplicable este requerimiento.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Unidad de medida |
| **Requerimientos** | AT0153 |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | “Total” |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* Especificaciones técnicas de medidores: (EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel v.2. |
| **Observación inodú** | No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verifico el requerimiento para este medidor. |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-39** | EMH LZQJ-XC 17 Nov 2020 (LZQJXC-BIA-E-2.51) Instruction for use (17/09/2020) |
| **INODU-50-4** | ION7400 7ES02-0374-05 manual usuario (11/2020) Esp – Mediciones |
| **INODU-55-9** | ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016) – Energy |
| **INODU-65-4** | ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010) – perfil de carga |
| **INODU-65-7** | ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010) – magnitudes medidas |

1. Auditoría inodú

En el desarrollo del requerimiento AT0153 se verifica la capacidad de totalizar las mediciones de energía activa y reactiva para los equipos de medida que utilizará Enel. El cumplimiento de este requerimiento es equivalente al cumplimiento del requerimiento AT0153 considerando solamente los equipos de medida que realizarán mediciones semidirectas o indirectas. Al respecto, la siguiente tabla resume el cumplimiento de cada uno de los equipos de medida.

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **Requerimiento/ Medidor** | **EMH** | **ION** | **ISKRA** | **ITRON** |
| **AT0181** | No indica | Cumple | Cumple | Cumple |

1. Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **parcialmente** el requerimiento.

1. Observación auditoría

Se debe trabajar en la implementación del plan ID-Planes-055 respecto del equipo de medida EMH para cumplir totalmente el requerimiento.

## Requerimiento AT0182

1. Requerimiento

AT0182: Los UM correspondientes a servicios trifásicos menores deberán disponer de indicadores visuales de Alarmas.

1. Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel que realizarán mediciones semidirectas o indirectas. El equipo de medida NEXY-M corresponde a un medidor monofásico, por lo que no le es aplicable este requerimiento.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Unidad de medida |
| **Requerimientos** | AT0143 |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | “Total” |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* Especificaciones técnicas de medidores: (EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel v.2. |
| **Observación inodú** | No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verifico el requerimiento para este medidor. |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-39-1** | EMH LZQJ-XC 17 Nov 2020 (LZQJXC-BIA-E-2.51) Instruction for use (17/09/2020) – LC-displays |
| **INODU-50-1** | ION7400 7ES02-0374-05 manual usuario (11/2020) Esp – Pantallas de visualización |
| **INODU-55-4** | ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016) – LCD |
| **INODU-65-1** | ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010) – LCD |

1. Auditoría inodú

La verificación de este requerimiento es equivalente a la verificación del requerimiento AT0143 para el caso de los medidores EMH, ION, ISKRA e ITRON. La siguiente tabla resume el cumplimiento del requerimiento AT0182 para cada uno de los equipos de medida mencionados.

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **Requerimiento/ Medidor** | **EMH** | **ION** | **ISKRA** | **ITRON** |
| **AT0182** | No indica | Cumple | Cumple | Cumple |

1. Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **parcialmente** el requerimiento.

1. Observación auditoría

Se debe trabajar en la implementación del plan ID-Planes-045 para cumplir totalmente el requerimiento.

## Requerimiento AT0183

1. Requerimiento

AT0183: Los UM correspondientes a servicios trifásicos menores deberán disponer de características de registro de Eventos SMMC que permitan cumplir con las exigencias del Anexo Técnico.

1. Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel que realizarán mediciones semidirectas o indirectas. El equipo de medida NEXY-M corresponde a un medidor monofásico, por lo que no le es aplicable este requerimiento.

En el Artículo 4-7 del Anexo Técnico SMMC de la NTD se indican las características de registro de eventos SMMC y alarmas con que debe contar el SMMC. Se indica las variables mínimas que deben ser activadas, registradas, comunicadas y almacenadas por las UM, estas son:

* Conexión/desconexión,
* Interrupción de suministro,
* Limitación de consumos,
* Estado de comunicaciones (disponible o no disponible),
* Tarifa (periodo tarifario),
* Fecha y hora (datos programados en el equipo de medida),
* Presencia de fases (datos identificados por el equipo de medida),
* Indicación del sentido de energía,
* Potencia máxima demandada,
* Potencia contratada,
* Apertura tapa bornes (Apertura programada y no programada de tapa de bornes),
* Mantenimiento de equipo (Intervención programada sobre el equipo de medición),
* Errores (Normal, Lógico o de Software), e
* Inyección de excedentes permitida (de acuerdo con Artículo 5-4 NT Netbilling).

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Unidad de medida |
| **Requerimientos** | AT0024 |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | “Total” |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* Especificaciones de Polifásicos  \* Especificaciones técnicas de medidores: EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel v.2.  \* SMMePLUS  \* Starbeat - Pendiente. |
| **Observación inodú** | No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verifico el requerimiento para este medidor. |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-39-1** | EMH LZQJ-XC 17 Nov 2020 (LZQJXC-BIA-E-2.51) Instruction for use (17/09/2020) – LC-displays |
| **INODU-50-9** | ION7400 7ES02-0374-05 manual usuario (11/2020) Esp – Registro de eventos |
| **INODU-50-10** | ION7400 7ES02-0374-05 manual usuario (11/2020) Esp – Alarmas y alertas |
| **INODU-55-13** | MT880 User manual v.3 – Event logs |
| **INODU-55-4** | ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016) – LCD |
| **INODU-65-11** | ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010) – Monitoreo |
| **INODU-65-1** | ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010) – Pantalla del medidor |

1. Auditoría inodú

A partir de las evidencias revisadas, en el siguiente cuadro se indican las variables que cada medidor analizado puede registrar y comunicar.

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **Variable / Medidor** | **EMH** | **ION** | **ISKRA** | **ITRON** |
| Conexión/  desconexión[[3]](#footnote-4)\* | No aplica | No aplica | No aplica | No aplica |
| Interrupción de suministro | No indica | Cumplimiento Parcial | Cumplimiento Parcial | Cumple |
| Limitación de consumos\* | No aplica | No aplica | No aplica | No aplica |
| Estado de comunicaciones | Cumplimiento Parcial | Cumplimiento Parcial | Cumplimiento Parcial | Cumple |
| Tarifa | Cumplimiento Parcial | Cumplimiento Parcial | Cumplimiento Parcial | Cumple |
| Fecha y hora | No indica | Cumplimiento Parcial | Cumplimiento Parcial | Cumplimiento Parcial |
| Presencia de fases | Cumplimiento Parcial | Cumplimiento Parcial | Cumplimiento Parcial | Cumple |
| Indicación del sentido de energía | Cumplimiento Parcial | Cumplimiento Parcial | Cumplimiento Parcial | Cumplimiento Parcial |
| Potencia máxima demandada | Cumplimiento Parcial | Cumplimiento Parcial | Cumplimiento Parcial | Cumplimiento Parcial |
| Potencia contratada | Cumplimiento Parcial | Cumplimiento Parcial | Cumplimiento Parcial | Cumplimiento Parcial |
| Apertura tapa bornes | No indica | Cumplimiento Parcial | Cumplimiento Parcial | Cumple |
| Mantenimiento de equipo | No indica | Cumplimiento Parcial | Cumplimiento Parcial | Cumple |
| Errores | Cumplimiento Parcial | Cumplimiento Parcial | Cumplimiento Parcial | Cumple |
| Inyección de excedentes permitida | No indica | Cumplimiento Parcial | Cumplimiento Parcial | Cumplimiento Parcial |

Respecto del medidor EMH, en la documentación disponible no se indica la capacidad de registrar o comunicar alguna de las variables que se indican en la tabla. Sin embargo, en la evidencia INODU-39-1 se indica la capacidad de visualizar las variables mediante el visualizador disponible en el medidor, por lo que se clasifica como “Cumplimiento Parcial”.

Respecto del medidor ION, en la evidencia INODU-50-9 se indica la capacidad del equipo de medida de registrar eventos. En la evidencia INODU-50-10 se indica que es posible programar el equipo de medida de modo de generar alarmas ante cambios en las variables que este mide. Las alarmas o eventos pueden ser de umbral, digital, de perturbación o unarias. Si bien es posible cumplir con cada una de las variables exigidas por el artículo 4-7 del Anexo Técnico SMMC utilizando la combinación de estos factores, no se cuenta con documentación de cómo se programará el dispositivo de modo de cumplir la exigencia, por lo que se clasifica como “Cumplimiento Parcial”.

Respecto del medidor ISKRA, en la evidencia INODU-55-13 se indican todos los tipos de eventos que el equipo de medida es capaz de registrar. Adicionalmente, la evidencia INODU-55-4 indica algunas variables que se muestran en la pantalla LCD del medidor y que es posible guardar en los registros. Algunas de estas variables se indican en el artículo 4-7 del Anexo Técnico SMMC, por lo que deben ser reportados como eventos. Si bien es posible cumplir con cada una de las variables exigidas por el artículo 4-7 del Anexo Técnico SMMC, no se cuenta con documentación de cómo se programará el dispositivo de modo de cumplir la exigencia, por lo que se clasifica como “Cumplimiento Parcial”.

Respecto del medidor ITRON, en la evidencia INODU-65-11 se indican algunas alarmas y eventos que es capaz de registrar el dispositivo. Se indica también que dichas alarmas son configuradas de fábrica. Respecto de las alarmas y eventos SMMC que se indican en el artículo 4-7 del Anexo Técnico SMMC, algunas de estas variables son registradas por el equipo de medida con respecto a la medición de datos (por ejemplo, el sentido de la energía), y si bien no están catalogadas por el equipo de medida como alarmas, en INODU-65-1 se verifica la capacidad del medidor de registrar dichas variables. Si bien es posible cumplir con cada una de las variables exigidas por el artículo 4-7 del Anexo Técnico SMMC, no se cuenta con documentación de cómo se programará el dispositivo de modo de cumplir la exigencia, por lo que se algunas variables se clasifican como “Cumplimiento Parcial”.

1. Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **parcialmente** el requerimiento.

1. Observación auditoría

Se debe trabajar en la implementación del plan ID-Planes-072 para cumplir totalmente el requerimiento.

## Requerimiento AT0184

1. Requerimiento

AT0184: En los UM correspondientes a servicios trifásicos menores, para Clientes y/o Usuarios que no puedan optar a un régimen tarifario no sometido a regulación de precios deben registrar, al menos, las variables definidas en el Artículo 4‐5 del Anexo Técnico, diferenciando aquellos Clientes y/o Usuarios que dispongan de la generación residencial a que se refiere el artículo 149 bis de la Ley o el que lo reemplace.

1. Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel que realizarán mediciones semidirectas o indirectas. El equipo de medida NEXY-M corresponde a un medidor monofásico, por lo que no le es aplicable este requerimiento.

En el artículo 4-5 del Anexo Técnico SMMC de la NTD se indica que las unidades de medida deben ser capaces de registrar, al menos:

* Energía Activa Consumida,
* Energía Reactiva Consumida,
* Energía Activa Inyectada,
* Energía Reactiva Inyectada,
* Tensiones, y
* Corrientes.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Unidad de medida |
| **Requerimientos** | AT0184 |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | “Total” |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* Especificaciones técnicas de medidores: (EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel v.2.  \* SMMePLUS  \* Documento Starbeat |
| **Observación inodú** | No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verifico el requerimiento para este medidor. |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-40-6** | EMH LZQJ-XC 28.05.2021 (LZQJXC-DAB-E-3.35) (28/05/2021) – Características |
| **INODU-50-4** | ION7400 7ES02-0374-05 manual usuario (11/2020) Esp – Mediciones |
| **INODU-55-11** | ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016) – Measurement system |
| **INODU-65-7** | ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010) – Magnitudes medidas |

1. Auditoría inodú

Las variables que se pueden registrar con los equipos de medida EMH, ION, ISKRA e ITRON se indican en las evidencias INODU-40-6, INODU-50-4, INODU-55-11 e INODU-65-7 respectivamente.

* EMH: Se indica que es posible registrar “*+A, -A (Active Energy); +R, -R, R1, R2, R3, R4 (Reactive Energy); S, Ah, U2h, I2h (Additional)”*.
* ION: Se indica que es posible registrar kWh, kVARh y kVAh entregados y recibidos, así como también voltios al cuadrado por hora y amperios al cuadrado por hora.
* ISKRA: Se indica:

*“Measured quantities:*

* *Active energy/demand: nominal frequency with included harmonics,*
* *Reactive energy/demand, measured according to RMS values of voltaje and current […]  
  […]*
* *RMS phase voltajes and phase currents,*
* *Phase angles between voltages, phase angles between phase voltages and phase currents,*

*[…]”*

* ITRON: Se indica que es posible registrar kWh importados y exportados, kVARh importados y exportados, así como también tensiones y corrientes RMS por fase.

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **Requerimiento/ Medidor** | **EMH** | **ION** | **ISKRA** | **ITRON** |
| **AT0184** | Cumple | Cumple | Cumple | Cumple |

1. Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **totalmente** el requerimiento.

1. Observación auditoría

No hay observaciones adicionales respecto del requerimiento AT0184.

## Requerimiento AT0185

1. Requerimiento

AT0185: En los UM correspondientes a servicios trifásicos menores, las constantes de razón de transformación de los transformadores de medida deben estar configuradas de modo tal que los datos de la medida correspondan a la energía inyectada y/o retirada. Las variables de energía deberán registrarse en periodos de integración de, al menos, 15 minutos; mientras que para las variables de tensión y corriente deberá considerarse el promedio en intervalos de, al menos, 15 minutos.

1. Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel que realizarán mediciones semidirectas o indirectas. El equipo de medida NEXY-M corresponde a un medidor monofásico, por lo que no le es aplicable este requerimiento.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Unidad de medida |
| **Requerimientos** | AT0021; AT0148 |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | “Total” |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | Especificaciones técnicas de medidores: (EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel v.2. |
| **Observación inodú** | No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verifico el requerimiento para este medidor. |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-70-1** | TRANSFORMADORES COMPACTOS DE MEDIDA DE 3 ELEMENTOS PARA INSTALACIÓN A LA INTEMPERIE CLASE 25 kV (REV. 3 - Julio 2018) |
| **INODU-71-1** | TRANSFORMADORES COMPACTOS DE MEDIDA DE 3 ELEMENTOS PARA INSTALACIÓN A LA INTEMPERIE CLASE 15 kV (REV. 8 - Julio 2018) |
| **INODU-72-1** | TRANSFORMADORES DE CORRIENTE INSTALACIÓN INTERIOR CLASE 15-25 kV (REV. 1 - Mayo 2018) |
| **INODU-73-1** | TRANSFORMADORES DE POTENCIAL INSTALACIÓN INTERIOR CLASE 15-25 kV (REV. 1 - Mayo 2018) |
| **INODU-39** | EMH LZQJ-XC 17 Nov 2020 (LZQJXC-BIA-E-2.51) Instruction for use (17/09/2020) |
| **INODU-50-3** | ION7400 7ES02-0374-05 manual usuario (11/2020) Esp |
| **INODU-55-8** | ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016) |
| **INODU-65** | ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010) |

1. Auditoría inodú

En el desarrollo del requerimiento AT0021 se revisaron los transformadores de medida que serán utilizados por Enel en sus redes de distribución para la conexión de equipos de medida con conexiones semidirectas e indirectas. La siguiente tabla resume las razones de transformación posibles de los TTMM.

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **TTMM** | **INODU-70**  **TP+TC 25kV** | **INODU-71**  **TP+TC 15kV** | **INODU-72**  **TC 15kV – 25kV** | **INODU-73**  **TP 15kV – 25kV** |
| **Razones TP** | 24kV/120V (200) | 12kV/120V (100) | No aplica | 12kV/120V (100)  24kV/120V (200) |
| **Razones TC** | 2,5A/5A (0,5)  5A/5A (1)  10A/5A (2)  20A/5A (4)  30A/5A (6)  50A/5A (10)  100A/5A (20)  300A/5A (60)  500A/5A (100)  600A/5A (120)  750A/5A (150) | 2,5A/5A (0,5)  5A/5A (1)  10A/5A (2)  20A/5A (4)  30A/5A (6)  50A/5A (10)  100A/5A (20)  300A/5A (60)  500A/5A (100)  600A/5A (120)  750A/5A (150) | 5A/5A (1)  10A/5A (2)  15A/5A (3)  20A/5A (4)  25A/5A (5)  30A/5A (6)  40A/5A (8)  50A/5A (10)  75A/5A (25)  100A/5A (20)  150A/5A (30)  200A/5A (40)  300A/5A (60)  400A/5A (80)  500A/5A (100)  600A/5A (120)  800A/5A (160) | No aplica |

A continuación, se indica la información disponible en las evidencias revisadas para cada uno de los equipos de medida que utilizará Enel para implementar sus soluciones:

* EMH: En la evidencia INODU-39 no se indica la capacidad de ingresar la razón de transformación para mediciones semidirectas o indirectas.
* ION: En la evidencia INODU-50-3 se indica que es posible configurar la razón de transformación, tanto para mediciones de voltaje como de corriente, en el caso de mediciones semidirectas o indirectas.
* ISKRA: En la evidencia INODU-55-8 se indica que es posible configurar la razón de transformación, tanto para mediciones de voltaje como de corriente, en el caso de mediciones semidirectas o indirectas.
* ITRON: En la evidencia INODU-65 no se indica la capacidad de ingresar la razón de transformación para mediciones semidirectas o indirectas.

La siguiente tabla resume el estado de cumplimiento por cada uno de los equipos de medida que utilizará Enel para implementar sus soluciones.

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **Requerimiento/ Medidor** | **EMH** | **ION** | **ISKRA** | **ITRON** |
| **AT0185** | No indica | Cumple | Cumple | No indica |

Respecto de la capacidad de registro de información en intervalos de 15 minutos, esto se verifica en el desarrollo del requerimiento AT0148. Al respecto, la siguiente tabla indica el cumplimiento del requerimiento AT0148 de los equipos de medida EMH, ION, ISKRA e ITRON.

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **Requerimiento/ Medidor** | **EMH** | **ION** | **ISKRA** | **ITRON** |
| **AT0148** | No indica | Cumple | Cumple | Cumple |

1. Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **parcialmente** el requerimiento.

1. Observación auditoría

Se debe trabajar en la implementación de los planes ID-Planes-047 e ID-Planes-050 para cumplir totalmente el requerimiento.

## Requerimiento AT0186

1. Requerimiento

AT0186: Las UM correspondientes a servicios trifásicos mayores deberán disponer de capacidad de medición de cuatro cuadrantes para energía activa y reactiva.

1. Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel que realizarán mediciones semidirectas o indirectas. El equipo de medida NEXY-M corresponde a un medidor monofásico, por lo que no le es aplicable este requerimiento.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Unidad de medida |
| **Requerimientos** | AT0177 |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | “Total” |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | Especificaciones técnicas de medidores: (EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel v.2. |
| **Observación inodú** | No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verifico el requerimiento para este medidor. |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-39-1** | EMH LZQJ-XC 17 Nov 2020 (LZQJXC-BIA-E-2.51) Instruction for use (17/09/2020) – LC-displays |
| **INODU-50-1** | ION7400 7ES02-0374-05 manual usuario (11/2020) Esp – Pantallas de visualización |
| **INODU-55-4** | ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016) – LCD |
| **INODU-65-1** | ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010) – LCD |

1. Auditoría inodú

En el caso de los servicios trifásicos mayores se podrán utilizar los mismos equipos de medida que en el caso de los servicios trifásicos menores, por lo que la verificación de cumplimiento de este requerimiento es equivalente a verificar el requerimiento AT0177.

1. Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **totalmente** el requerimiento.

1. Observación auditoría

No hay observaciones adicionales respecto del requerimiento AT0177.

## Requerimiento AT0187

1. Requerimiento

AT0187: Las UM correspondientes a servicios trifásicos mayores deberán disponer de un Medidor de tipo estático normalizado clase de precisión 0,5 o superior.

1. Comentario inodú del requerimiento

No se indica si el requerimiento aplica para mediciones de potencia activa y reactiva, o bien, solamente a mediciones de potencia activa. De acuerdo a lo indicado en los requerimientos AT0089, AT0093, AT0097, AT0102, AT0106, AT0110, AT0114 y AT0118, las unidades de medida con conexión mediante transformador deben cumplir con estándares asociados a precisión de reactivos clase 2 y 3. Adicionalmente, al revisar los protocolos de certificación de equipos de medida publicados por la SEC (evidencias INODU-113, INODU-114 e INODU-115) se verifica que los equipos de medida se deben verificar para precisión 1, 0,5 o 0,2 solamente en términos de medición de energía activa.

Por lo anterior, se considera que el requerimiento se refiere a clase de precisión en la medición de energía activa solamente.

De acuerdo a lo indicado en el desarrollo del requerimiento AT0020, las UM que realizarán mediciones con conexión semidirecta o indirecta podrán utilizar los equipos de medida EMH, ION, ISKRA o ITRON, por lo que este requerimiento se debe verificar para cada uno de los equipos de medida indicados en este párrafo.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Unidad de medida |
| **Requerimientos** | AT0178 |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | “Total” |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | Especificaciones técnicas de medidores: (EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel v.2. |
| **Observación inodú** | No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verifico el requerimiento para este medidor. |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-40-5** | EMH LZQJ-XC 17 Nov 2020 (LZQJXC-BIA-E-2.51) Instruction for use (17/09/2020) – Tensiones de servicio y clases de precisión |
| **INODU-50-5** | ION7400 7ES02-0374-05 manual usuario (11/2020) Esp – Precisión de medición |
| **INODU-55-10** | ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016) – Main meter properties |
| **INODU-65-8** | ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010) – Especificaciones generales |

1. Auditoría inodú

En las evidencias INODU-40-5, INODU-50-5, INODU-55-10 e INODU-65-8 se indican las clases de precisión que admiten los equipos de medida. La siguiente tabla resume las clases de precisión de medición de energía activa que admiten los equipos de medida que se utilizarán para conexiones semidirectas o indirectas.

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **Clase / Medidor** | **EMH** | **ION** | **ISKRA** | **ITRON** |
| **Energía Activa** | 1/0.5 S/0.2 S | Hasta 0.2 S | Hasta 0.5 S | 1/0.5 S/0.2 S |

1. Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **totalmente** el requerimiento.

1. Observación auditoría

No hay observaciones adicionales respecto del requerimiento AT0187.

## Requerimiento AT0188

1. Requerimiento

AT0188: Las UM correspondientes a servicios trifásicos mayores deberán disponer de indicadores visuales de, al menos, energía acumulada y demanda máxima.

1. Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel que realizarán mediciones semidirectas o indirectas. El equipo de medida NEXY-M corresponde a un medidor monofásico, por lo que no le es aplicable este requerimiento.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Unidad de medida |
| **Requerimientos** | AT0190 |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | “Total” |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | Especificaciones técnicas de medidores: (EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel v.2. |
| **Observación inodú** | No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verifico el requerimiento para este medidor. |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-39-1** | EMH LZQJ-XC 17 Nov 2020 (LZQJXC-BIA-E-2.51) Instruction for use (17/09/2020) |
| **INODU-50-1** | ION7400 7ES02-0374-05 manual usuario (11/2020) Esp – Pantallas de visualización |
| **INODU-55-4** | ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016) – LCD |
| **INODU-65-1** | ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010) – LCD |

1. Auditoría inodú

En el desarrollo del requerimiento AT0190 se revisa la capacidad de registrar los consumos totales de energía activa y reactiva de los medidores. La información revisada se resume en la siguiente tabla.

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **Requerimiento/ Medidor** | **EMH** | **ION** | **ISKRA** | **ITRON** |
| **AT0190** | No indica | Cumple | Cumple | Cumple |

Respecto de la capacidad de registrar la demanda máxima:

* EMH: En la evidencia INODU-39-1 se indica la posibilidad de programar hasta 4 alternativas de demanda máxima para configuración de tarifas.
* ION: En la evidencia INODU-50-1 se indica que es posible mostrar en el visualizador diversas variables, entre ellas los valores de demanda máxima.
* ISKRA: En la evidencia INODU-55-4 se evidencia en la información del visualizador de que es posible configurar umbrales de demanda en el medidor.
* ITRON: En la evidencia INODU-65-1 se evidencia en la información del visualizador de que es posible configurar umbrales de demanda en el medidor.

En las evidencias presentadas, se verifica que es posible registrar los valores de energía acumulada en el caso de los medidores ION, ISKRA e ITRON. Se verifica que es posible registrar los valores de demanda máxima en el caso de los medidores EMH, ION, ISKRA e ITRON. Sin embargo, para que estos puedan ser visualizados en el visualizador, es necesario programar los equipos de medida. No se cuenta con evidencias de cómo se programarán los equipos de medida para cumplir con el requerimiento.

1. Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **parcialmente** el requerimiento.

1. Observación auditoría

Se debe trabajar en la implementación del plan ID-Planes-055 respecto del equipo de medida EMH para cumplir totalmente el requerimiento.

Se debe trabajar en la implementación del plan ID-Planes-047 para cumplir totalmente el requerimiento.

## Requerimiento AT0189

1. Requerimiento

AT0189: Las UM correspondientes a servicios trifásicos mayores deberán disponer del número suficiente de canales de transmisión de datos que permitan cumplir con las exigencias del Anexo Técnico.

1. Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel que realizarán mediciones semidirectas o indirectas. El equipo de medida NEXY-M corresponde a un medidor monofásico, por lo que no le es aplicable este requerimiento.

De acuerdo a lo indicado en el desarrollo del requerimiento AT0020, las UM que realizarán mediciones semidirectas o indirectas se considerarán solamente para la solución “Medidor punto a punto”. Por lo tanto, se debe verificar que las UM tengan los suficientes canales de transmisión de datos para establecer las interfaces de comunicación “I0” e “I2”.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Unidad de medida |
| **Requerimientos** | AT0180 |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | “Total” |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | Especificaciones técnicas de medidores: (EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel v.2. |
| **Observación inodú** | No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verifico el requerimiento para este medidor. |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-02-1** | Definición Solución Enel Acceso Local |
| **INODU-02-2** | Tipos de comunicación Celular |
| **INODU-02-5** | Sistema de Gestión y Operación para Medidor Enel |
| **INODU-02-7** | Definición interfaces en Solución Enel |
| **INODU-02-9** | Diagrama y descripción Solución Medidor Punto a Punto |
| **INODU-04-4** | Caso 1 AMI Platform Network Solution\_v.3, Acceso Local – Sonda Óptica / Dispositivo de Bluetooth |
| **INODU-08-2** | Caso 5 In Field Meter Program\_v.3 – Configuración y actualización a través del puerto óptico |
| **INODU-08-3** | Caso 5 In Field Meter Program\_v.3 – Configuración y actualización a través del módulo Bluetooth |
| **INODU-23-1** | Manual del Router, información sobre conexiones WAN. |
| **INODU-24-1** | Datasheet RUT955 –Ethernet |
| **INODU-40-2** | EMH LZQJ-XC 28.05.2021 (LZQJXC-DAB-E-3.35) (28/05/2021) - Additional equipment features of the LZQJ-XC |
| **INODU-40-3** | EMH LZQJ-XC 28.05.2021 (LZQJXC-DAB-E-3.35) (28/05/2021) – Data interfaces |
| **INODU-45-2** | METSEION7400 PowerLogic ION7400 Panel mount meter - display - optical port and 2 pulse (10/2017) - Communication |
| **INODU-55-1** | ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016) - Estándares |
| **INODU-55-2** | ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016) - 3.3. Main meter properties |
| **INODU-66-1** | ITRON SL-7000-RT D2021471-AA installation guide (2012) - Estándares |
| **INODU-66-2** | ITRON SL-7000-RT D2021471-AA installation guide (2012) - Communication |
| **INODU-66-3** | ITRON SL-7000-RT D2021471-AA installation guide (2012) – Communication |
| **INODU-91-1** | 10.SMM ePlus - Requirements - Integration 2.4 – 3 Architecture |
| **INODU-98-10** | 7. Especificación técnica de Interfaces para Interoperabilidad (relativa a la Plataforma y medios de comunicación) |
| **INODU-101-1** | 6.SMMePlus Interfaces Diagram\_v2\_original |
| **INODU-101-2** | 6.SMMePlus Interfaces Diagram\_v2\_original |

1. Auditoría inodú

En el caso de los servicios trifásicos mayores se podrán utilizar los mismos equipos de medida que en el caso de los servicios trifásicos menores, por lo que la verificación de cumplimiento de este requerimiento es equivalente a verificar el requerimiento AT0180.

1. Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **parcialmente** el requerimiento.

1. Observación auditoría

Se debe trabajar en la implementación del plan ID-Planes-008 para cumplir totalmente el requerimiento.

## Requerimiento AT0190

1. Requerimiento

AT0190: Las UM correspondientes a servicios trifásicos mayores deberán tener la capacidad de totalizar las medidas de energía activa y reactiva.

1. Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel que realizarán mediciones semidirectas o indirectas. El equipo de medida NEXY-M corresponde a un medidor monofásico, por lo que no le es aplicable este requerimiento.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Unidad de medida |
| **Requerimientos** | AT0153; AT0181 |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | “Total” |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | Especificaciones técnicas de medidores: (EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel v.2. |
| **Observación inodú** | No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verifico el requerimiento para este medidor. |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-39** | EMH LZQJ-XC 17 Nov 2020 (LZQJXC-BIA-E-2.51) Instruction for use (17/09/2020) |
| **INODU-50-4** | ION7400 7ES02-0374-05 manual usuario (11/2020) Esp – Mediciones |
| **INODU-55-9** | ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016) – Energy |
| **INODU-65-4** | ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010) – perfil de carga |
| **INODU-65-7** | ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010) – magnitudes medidas |

1. Auditoría inodú

En el desarrollo de los requerimientos AT0153 y AT0181 se verifica la capacidad de totalizar las mediciones de energía activa y reactiva para los equipos de medida que utilizará Enel. El cumplimiento de este requerimiento es equivalente al cumplimiento de los requerimientos AT0153 y AT0181 considerando solamente los equipos de medida que realizarán mediciones semidirectas o indirectas. Al respecto, la siguiente tabla resume el cumplimiento de cada uno de los equipos de medida.

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **Requerimiento/ Medidor** | **EMH** | **ION** | **ISKRA** | **ITRON** |
| **AT0190** | No indica | Cumple | Cumple | Cumple |

1. Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **parcialmente** el requerimiento.

1. Observación auditoría

Se debe trabajar en la implementación del plan ID-Planes-055 respecto del equipo de medida EMH para cumplir totalmente el requerimiento.

## Requerimiento AT0191

1. Requerimiento

AT0191: Las UM correspondientes a servicios trifásicos mayores deberán contar con un mecanismo de gestión de demanda.

1. Comentario inodú del requerimiento

Se debe verificar este requerimiento para cada una de las UM utilizadas por Enel.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Unidad de medida |
| **Requerimientos** | AT0191 |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | “No Aplica” |
| **Comentario Autoevaluación Enel** |  |
| **Observación inodú** |  |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-117-1** | Correo CNE – Comentarios primera entrega casos de uso SMMC. |

1. Auditoría inodú

En el comentario de autoevaluación de Enel se indica que no aplica el presente requerimiento a las UM de Enel. En la evidencia INODU-117-1 se indica, para el caso de uso número 8 sobre mecanismo de gestión de demanda, lo siguiente:

*“El AT SMMC establece exigencias en cuanto a que las unidades de medida deben contar con un mecanismo de gestión de demanda para usuarios que puedan optar a un régimen tarifario no sometido a regulación de precios. Si bien aún no está definida la estructura normativa de dicho proceso, se recomienda tratar este caso de uso de manera genérica. Ello, por ejemplo, podría corresponder a un componente del SGO encargado de emitir y propagar instrucciones de gestión de demanda hacia la unidad de medida, sin indicar las reglas sobre las cuales opera, especificando (dentro de la descripción, supuestos y precondiciones) los mecanismos/capacidades de gestión de demanda con que cuenta la unidad de medida contemplada por cada distribuidor. El detalle sobre la construcción del componente de gestión de la demanda y su operación será igualmente evaluado en los procesos de homologación inicial y auditorías posteriores.”*

A juicio de inodú, si bien desde la autoridad se indica que no existe una estructura normativa definida para el proceso de gestión de demanda, no se descarta en el comunicado el que las unidades de medida deban contar con los mecanismos de gestión de demanda que le permitan gestionar eventualmente la demanda de sus clientes. Al respecto, no se cuenta con evidencia que indique la presencia de mecanismos de gestión de demanda en las Unidades de Medida que utilizará Enel.

1. Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, **no cumple** el requerimiento.

1. Observación auditoría

Se debe trabajar en la implementación del plan ID-Planes-075 para cumplir totalmente el requerimiento.

## Requerimiento AT0192

1. Requerimiento

AT0192: Las UM correspondientes a servicios trifásicos mayores deberán disponer de indicadores visuales de Alarmas.

1. Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel que realizarán mediciones semidirectas o indirectas. El equipo de medida NEXY-M corresponde a un medidor monofásico, por lo que no le es aplicable este requerimiento.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Unidad de medida |
| **Requerimientos** | AT0182 |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | “Total” |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | Especificaciones técnicas de medidores: (EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel v.2. |
| **Observación inodú** | No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verifico el requerimiento para este medidor. |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-37-10** | General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” – LCD characteristics |
| **INODU-39-1** | EMH LZQJ-XC 17 Nov 2020 (LZQJXC-BIA-E-2.51) Instruction for use (17/09/2020) – LC-displays |
| **INODU-50-1** | ION7400 7ES02-0374-05 manual usuario (11/2020) Esp – Pantallas de visualización |
| **INODU-55-4** | ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016) – LCD |
| **INODU-65-1** | ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010) – LCD |

1. Auditoría inodú

En el caso de los servicios trifásicos mayores se podrán utilizar los mismos equipos de medida que en el caso de los servicios trifásicos menores, por lo que la verificación de cumplimiento de este requerimiento es equivalente a verificar el requerimiento AT0182.

1. Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **parcialmente** el requerimiento.

1. Observación auditoría

Se debe trabajar en la implementación del plan ID-Planes-045 para cumplir totalmente el requerimiento.

## Requerimiento AT0193

1. Requerimiento

AT0193: Las UM correspondientes a servicios trifásicos mayores deberán disponer de un registro de las características de los Eventos SMMC que permitan cumplir con las exigencias del Anexo Técnico.

1. Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel que realizarán mediciones semidirectas o indirectas. El equipo de medida NEXY-M corresponde a un medidor monofásico, por lo que no le es aplicable este requerimiento.

En el Artículo 4-7 del Anexo Técnico SMMC de la NTD se indican las características de registro de eventos SMMC y alarmas con que debe contar el SMMC. Se indica las variables mínimas que deben ser activadas, registradas, comunicadas y almacenadas por las UM, estas son:

* Conexión/desconexión,
* Interrupción de suministro,
* Limitación de consumos,
* Estado de comunicaciones (disponible o no disponible),
* Tarifa (periodo tarifario),
* Fecha y hora (datos programados en el equipo de medida),
* Presencia de fases (datos identificados por el equipo de medida),
* Indicación del sentido de energía,
* Potencia máxima demandada,
* Potencia contratada,
* Apertura tapa bornes (Apertura programada y no programada de tapa de bornes),
* Mantenimiento de equipo (Intervención programada sobre el equipo de medición),
* Errores (Normal, Lógico o de Software), e
* Inyección de excedentes permitida (de acuerdo con Artículo 5-4 NT Netbilling).

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Unidad de medida |
| **Requerimientos** | AT0183 |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | “Total” |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | Especificaciones técnicas de medidores: (EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel v.2. |
| **Observación inodú** | No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verifico el requerimiento para este medidor. |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-39-1** | EMH LZQJ-XC 17 Nov 2020 (LZQJXC-BIA-E-2.51) Instruction for use (17/09/2020) – LC-displays |
| **INODU-50-9** | ION7400 7ES02-0374-05 manual usuario (11/2020) Esp – Registro de eventos |
| **INODU-50-10** | ION7400 7ES02-0374-05 manual usuario (11/2020) Esp – Alarmas y alertas |
| **INODU-55-13** | MT880 User manual v.3 – Event logs |
| **INODU-55-4** | ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016) – LCD |
| **INODU-65-11** | ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010) – Monitoreo |
| **INODU-65-1** | ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010) – Pantalla del medidor |

1. Auditoría inodú

En el caso de los servicios trifásicos mayores se podrán utilizar los mismos equipos de medida que en el caso de los servicios trifásicos menores, por lo que la verificación de cumplimiento de este requerimiento es equivalente a verificar el requerimiento AT0183.

1. Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **parcialmente** el requerimiento.

1. Observación auditoría

Se debe trabajar en la implementación del plan ID-Planes-072 para cumplir totalmente el requerimiento.

## Requerimiento AT0194

1. Requerimiento

AT0194: Las UM correspondientes a servicios trifásicos mayores, para Clientes y/o Usuarios que puedan optar a un régimen tarifario no sometido a regulación de precios deben medir y registrar, al menos, las variables definidas en el Artículo 4-5 del Anexo Técnico.

1. Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel que realizarán mediciones semidirectas o indirectas. El equipo de medida NEXY-M corresponde a un medidor monofásico, por lo que no le es aplicable este requerimiento.

En el artículo 4-5 del Anexo Técnico SMMC de la NTD se indica que las unidades de medida deben ser capaces de registrar, al menos:

* Energía Activa Consumida,
* Energía Reactiva Consumida,
* Energía Activa Inyectada,
* Energía Reactiva Inyectada,
* Tensiones, y
* Corrientes.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Unidad de medida |
| **Requerimientos** | AT0184 |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | “Total” |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | Especificaciones técnicas de medidores: (EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel v.2. |
| **Observación inodú** | No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verifico el requerimiento para este medidor. |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-40-6** | EMH LZQJ-XC 28.05.2021 (LZQJXC-DAB-E-3.35) (28/05/2021) – Características |
| **INODU-50-4** | ION7400 7ES02-0374-05 manual usuario (11/2020) Esp – Mediciones |
| **INODU-55-11** | ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016) – Measurement system |
| **INODU-65-7** | ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010) – Magnitudes medidas |

1. Auditoría inodú

En el caso de los servicios trifásicos mayores se podrán utilizar los mismos equipos de medida que en el caso de los servicios trifásicos menores, por lo que la verificación de cumplimiento de este requerimiento es equivalente a verificar el requerimiento AT0184.

1. Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **totalmente** el requerimiento.

1. Observación auditoría

No hay observaciones adicionales respecto del requerimiento AT0194.

## Requerimiento AT0195

1. Requerimiento

AT0195: En las UM correspondientes a servicios trifásicos mayores, las constantes de razón de transformación de los transformadores de medida deben estar configuradas de modo tal que los datos de la medida correspondan a la energía inyectada y/o retirada.

1. Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel que realizarán mediciones semidirectas o indirectas. El equipo de medida NEXY-M corresponde a un medidor monofásico, por lo que no le es aplicable este requerimiento.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Unidad de medida |
| **Requerimientos** | AT0185 |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | “Total” |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | Especificaciones técnicas de medidores: (EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel v.2. |
| **Observación inodú** | No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verifico el requerimiento para este medidor. |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-70-1** | TRANSFORMADORES COMPACTOS DE MEDIDA DE 3 ELEMENTOS PARA INSTALACIÓN A LA INTEMPERIE CLASE 25 kV (REV. 3 - Julio 2018) |
| **INODU-71-1** | TRANSFORMADORES COMPACTOS DE MEDIDA DE 3 ELEMENTOS PARA INSTALACIÓN A LA INTEMPERIE CLASE 15 kV (REV. 8 - Julio 2018) |
| **INODU-72-1** | TRANSFORMADORES DE CORRIENTE INSTALACIÓN INTERIOR CLASE 15-25 kV (REV. 1 - Mayo 2018) |
| **INODU-73-1** | TRANSFORMADORES DE POTENCIAL INSTALACIÓN INTERIOR CLASE 15-25 kV (REV. 1 - Mayo 2018) |
| **INODU-39** | EMH LZQJ-XC 17 Nov 2020 (LZQJXC-BIA-E-2.51) Instruction for use (17/09/2020) |
| **INODU-50-3** | ION7400 7ES02-0374-05 manual usuario (11/2020) Esp |
| **INODU-55-8** | ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016) |
| **INODU-65** | ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010) |

1. Auditoría inodú

En el caso de los servicios trifásicos mayores se podrán utilizar los mismos equipos de medida que en el caso de los servicios trifásicos menores, por lo que la verificación de cumplimiento de este requerimiento es equivalente a verificar el requerimiento AT0185.

1. Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **parcialmente** el requerimiento.

1. Observación auditoría

Se debe trabajar en la implementación de los planes ID-Planes-047 e ID-Planes-050 para cumplir totalmente el requerimiento.

## Requerimiento AT0196

1. Requerimiento

AT0196: En las UM correspondientes a servicios trifásicos mayores, las variables de energía deberán registrarse en periodos de integración de, al menos, 15 minutos; mientras que para el resto de las variables deberá considerarse el promedio en intervalos de, al.

1. Comentario inodú del requerimiento

El requerimiento AT0196 se encuentra escrito de manera incompleta. El requerimiento se desprende del artículo 4-18 del Anexo Técnico SMMC de la NTD sobre medición y registro de variables para servicios trifásicos mayores, donde se indica: *“[…] las constantes de razón de transformación de los transformadores de medida deben estar configuradas de modo tal que los datos de la medida correspondan a la energía inyectada y/o retirada. Las variables de energía deberán registrarse en periodos de integración de, al menos, 15 minutos; mientras que para el resto de las variables deberá considerarse el promedio en intervalos de, al menos, 15 minutos.”*

Este requerimiento se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel que realizarán mediciones semidirectas o indirectas. El equipo de medida NEXY-M corresponde a un medidor monofásico, por lo que no le es aplicable este requerimiento.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Unidad de medida |
| **Requerimientos** | AT0185 |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | “Total” |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | Especificaciones técnicas de medidores: (EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel v.2. |
| **Observación inodú** | No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verifico el requerimiento para este medidor. |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-70-1** | TRANSFORMADORES COMPACTOS DE MEDIDA DE 3 ELEMENTOS PARA INSTALACIÓN A LA INTEMPERIE CLASE 25 kV (REV. 3 - Julio 2018) |
| **INODU-71-1** | TRANSFORMADORES COMPACTOS DE MEDIDA DE 3 ELEMENTOS PARA INSTALACIÓN A LA INTEMPERIE CLASE 15 kV (REV. 8 - Julio 2018) |
| **INODU-72-1** | TRANSFORMADORES DE CORRIENTE INSTALACIÓN INTERIOR CLASE 15-25 kV (REV. 1 - Mayo 2018) |
| **INODU-73-1** | TRANSFORMADORES DE POTENCIAL INSTALACIÓN INTERIOR CLASE 15-25 kV (REV. 1 - Mayo 2018) |
| **INODU-39** | EMH LZQJ-XC 17 Nov 2020 (LZQJXC-BIA-E-2.51) Instruction for use (17/09/2020) |
| **INODU-50-3** | ION7400 7ES02-0374-05 manual usuario (11/2020) Esp |
| **INODU-55-8** | ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016) |
| **INODU-65** | ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010) |

1. Auditoría inodú

En el caso de los servicios trifásicos mayores se podrán utilizar los mismos equipos de medida que en el caso de los servicios trifásicos menores, por lo que la verificación de cumplimiento de este requerimiento es equivalente a verificar el requerimiento AT0185.

1. Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **parcialmente** el requerimiento.

1. Observación auditoría

Se debe trabajar en la implementación de los planes ID-Planes-047 e ID-Planes-050 para cumplir totalmente el requerimiento.

## Requerimiento AT0197

1. Requerimiento

AT0197: Las UM de SD deberán tener una capacidad de medición de cuatro cuadrantes para energía activa y reactiva.

1. Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel que realizarán mediciones semidirectas o indirectas. El equipo de medida NEXY-M corresponde a un medidor monofásico, por lo que no le es aplicable este requerimiento.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Unidad de medida |
| **Requerimientos** | AT0177; AT0186 |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | “Total” |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* Especificaciones técnicas de medidores: (EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel v.2. |
| **Observación inodú** | No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verifico el requerimiento para este medidor. |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-39-1** | EMH LZQJ-XC 17 Nov 2020 (LZQJXC-BIA-E-2.51) Instruction for use (17/09/2020) – LC-displays |
| **INODU-50-1** | ION7400 7ES02-0374-05 manual usuario (11/2020) Esp – Pantallas de visualización |
| **INODU-55-4** | ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016) – LCD |
| **INODU-65-1** | ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010) – LCD |

1. Auditoría inodú

En el caso de los equipos de medida para el SD se podrán utilizar los mismos equipos de medida que en el caso de los servicios trifásicos menores y servicios trifásicos mayores, por lo que la verificación de cumplimiento de este requerimiento es equivalente a verificar los requerimientos AT0177 y AT0186.

1. Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **totalmente** el requerimiento.

1. Observación auditoría

No hay observaciones adicionales respecto del requerimiento AT0197.

## Requerimiento AT0198

1. Requerimiento

AT0198: Las UM de SD deberán disponer de un medidor de tipo estático normalizado, clase de precisión 1 o superior.

1. Comentario inodú del requerimiento

No se indica si el requerimiento aplica para mediciones de potencia activa y reactiva, o bien, solamente a mediciones de potencia activa. De acuerdo a lo indicado en los requerimientos AT0089, AT0093, AT0097, AT0102, AT0106, AT0110, AT0114 y AT0118, las unidades de medida con conexión mediante transformador deben cumplir con estándares asociados a precisión de reactivos clase 2 y 3. Adicionalmente, al revisar los protocolos de certificación de equipos de medida publicados por la SEC (evidencias INODU-113, INODU-114 e INODU-115) se verifica que los equipos de medida se deben verificar para precisión 1, 0,5 o 0,2 solamente en términos de medición de energía activa.

Por lo anterior, se considera que el requerimiento se refiere a clase de precisión en la medición de energía activa solamente.

De acuerdo a lo indicado en el desarrollo del requerimiento AT0020, las UM que realizarán mediciones con conexión semidirecta o indirecta podrán utilizar los equipos de medida EMH, ION, ISKRA o ITRON, por lo que este requerimiento se debe verificar para cada uno de los equipos de medida indicados en este párrafo.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Unidad de medida |
| **Requerimientos** | AT0178; AT0187 |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | “Total” |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* Especificaciones técnicas de medidores: (EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel v.2. |
| **Observación inodú** | No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verifico el requerimiento para este medidor. |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-40-5** | EMH LZQJ-XC 17 Nov 2020 (LZQJXC-BIA-E-2.51) Instruction for use (17/09/2020) – Tensiones de servicio y clases de precisión |
| **INODU-50-5** | ION7400 7ES02-0374-05 manual usuario (11/2020) Esp – Precisión de medición |
| **INODU-55-10** | ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016) – Main meter properties |
| **INODU-65-8** | ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010) – Especificaciones generales |

1. Auditoría inodú

En las evidencias INODU-40-5, INODU-50-5, INODU-55-10 e INODU-65-8 se indican las clases de precisión que admiten los equipos de medida. La siguiente tabla resume las clases de precisión de medición de energía activa que admiten los equipos de medida que se utilizarán para conexiones semidirectas o indirectas.

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **Clase / Medidor** | **EMH** | **ION** | **ISKRA** | **ITRON** |
| **Energía Activa** | 1/0.5 S/0.2 S | Hasta 0.2 S | Hasta 0.5 S | 1/0.5 S/0.2 S |

1. Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **totalmente** el requerimiento.

1. Observación auditoría

No hay observaciones adicionales respecto del requerimiento AT0198.

## Requerimiento AT0199

1. Requerimiento

AT0199: Las UM de SD deberán disponer de indicadores visuales de, al menos, energía acumulada y demanda máxima.

1. Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel que realizarán mediciones semidirectas o indirectas. El equipo de medida NEXY-M corresponde a un medidor monofásico, por lo que no le es aplicable este requerimiento.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Unidad de medida |
| **Requerimientos** | AT0190 |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | “Total” |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* Especificaciones técnicas de medidores: (EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel v.2. |
| **Observación inodú** | No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verifico el requerimiento para este medidor. |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-39-1** | EMH LZQJ-XC 17 Nov 2020 (LZQJXC-BIA-E-2.51) Instruction for use (17/09/2020) |
| **INODU-50-1** | ION7400 7ES02-0374-05 manual usuario (11/2020) Esp – Pantallas de visualización |
| **INODU-55-4** | ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016) – LCD |
| **INODU-65-1** | ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010) – LCD |

1. Auditoría inodú

En el desarrollo del requerimiento AT0190 se revisa la capacidad de registrar los consumos totales de energía activa y reactiva de los medidores. La información revisada se resume en la siguiente tabla.

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **Requerimiento/ Medidor** | **EMH** | **ION** | **ISKRA** | **ITRON** |
| **AT0190** | No indica | Cumple | Cumple | Cumple |

Respecto de la capacidad de registrar la demanda máxima:

* EMH: En la evidencia INODU-39-1 se indica la posibilidad de programar hasta 4 alternativas de demanda máxima para configuración de tarifas.
* ION: En la evidencia INODU-50-1 se indica que es posible mostrar en el visualizador diversas variables, entre ellas los valores de demanda máxima.
* ISKRA: En la evidencia INODU-55-4 se evidencia en la información del visualizador de que es posible configurar umbrales de demanda en el medidor.
* ITRON: En la evidencia INODU-65-1 se evidencia en la información del visualizador de que es posible configurar umbrales de demanda en el medidor.

En las evidencias presentadas, se verifica que es posible registrar los valores de energía acumulada en el caso de los medidores ION, ISKRA e ITRON. Se verifica que es posible registrar los valores de demanda máxima en el caso de los medidores EMH, ION, ISKRA e ITRON. Sin embargo, para que estos puedan ser visualizados en el visualizador, es necesario programar los equipos de medida. No se cuenta con evidencias de cómo se programarán los equipos de medida para cumplir con el requerimiento.

1. Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **parcialmente** el requerimiento.

1. Observación auditoría

Se debe trabajar en la implementación del plan ID-Planes-055 respecto del equipo de medida EMH para cumplir totalmente el requerimiento.

Se debe trabajar en la implementación del plan ID-Planes-047 para cumplir totalmente el requerimiento.

## Requerimiento AT0200

1. Requerimiento

AT0200: Las UM de SD deberán disponer de indicadores visuales de Alarmas.

1. Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel que realizarán mediciones semidirectas o indirectas. El equipo de medida NEXY-M corresponde a un medidor monofásico, por lo que no le es aplicable este requerimiento.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Unidad de medida |
| **Requerimientos** | AT0182; AT0192 |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | “Total” |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* Especificaciones técnicas de medidores: (EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel v.2. |
| **Observación inodú** | No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verifico el requerimiento para este medidor. |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-37-10** | General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” – LCD characteristics |
| **INODU-39-1** | EMH LZQJ-XC 17 Nov 2020 (LZQJXC-BIA-E-2.51) Instruction for use (17/09/2020) – LC-displays |
| **INODU-50-1** | ION7400 7ES02-0374-05 manual usuario (11/2020) Esp – Pantallas de visualización |
| **INODU-55-4** | ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016) – LCD |
| **INODU-65-1** | ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010) – LCD |

1. Auditoría inodú

En el caso de los equipos de medida para el SD se podrán utilizar los mismos equipos de medida que en el caso de los servicios trifásicos menores y servicios trifásicos mayores, por lo que la verificación de cumplimiento de este requerimiento es equivalente a verificar los requerimientos AT0182 y AT0192.

1. Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **parcialmente** el requerimiento.

1. Observación auditoría

Se debe trabajar en la implementación del plan ID-Planes-045 para cumplir totalmente el requerimiento.

## Requerimiento AT0201

1. Requerimiento

AT0201: Las UM de SD deberán disponer de un registro de las características de los Eventos SMMC que permitan cumplir con las exigencias del Anexo Técnico.

1. Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel que realizarán mediciones semidirectas o indirectas. El equipo de medida NEXY-M corresponde a un medidor monofásico, por lo que no le es aplicable este requerimiento.

En el Artículo 4-7 del Anexo Técnico SMMC de la NTD se indican las características de registro de eventos SMMC y alarmas con que debe contar el SMMC. Se indica las variables mínimas que deben ser activadas, registradas, comunicadas y almacenadas por las UM, estas son:

* Conexión/desconexión,
* Interrupción de suministro,
* Limitación de consumos,
* Estado de comunicaciones (disponible o no disponible),
* Tarifa (periodo tarifario),
* Fecha y hora (datos programados en el equipo de medida),
* Presencia de fases (datos identificados por el equipo de medida),
* Indicación del sentido de energía,
* Potencia máxima demandada,
* Potencia contratada,
* Apertura tapa bornes (Apertura programada y no programada de tapa de bornes),
* Mantenimiento de equipo (Intervención programada sobre el equipo de medición),
* Errores (Normal, Lógico o de Software), e
* Inyección de excedentes permitida (de acuerdo con Artículo 5-4 NT Netbilling).

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Unidad de medida |
| **Requerimientos** | AT0183; AT0193 |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | “Total” |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* Especificaciones técnicas de medidores: (EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel v.2. |
| **Observación inodú** | No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verifico el requerimiento para este medidor. |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-39-1** | EMH LZQJ-XC 17 Nov 2020 (LZQJXC-BIA-E-2.51) Instruction for use (17/09/2020) – LC-displays |
| **INODU-50-9** | ION7400 7ES02-0374-05 manual usuario (11/2020) Esp – Registro de eventos |
| **INODU-50-10** | ION7400 7ES02-0374-05 manual usuario (11/2020) Esp – Alarmas y alertas |
| **INODU-55-13** | MT880 User manual v.3 – Event logs |
| **INODU-55-4** | ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016) – LCD |
| **INODU-65-11** | ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010) – Monitoreo |
| **INODU-65-1** | ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010) – Pantalla del medidor |

1. Auditoría inodú

En el caso de los equipos de medida para el SD se podrán utilizar los mismos equipos de medida que en el caso de los servicios trifásicos menores y servicios trifásicos mayores, por lo que la verificación de cumplimiento de este requerimiento es equivalente a verificar los requerimientos AT0183 y AT0193.

1. Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **parcialmente** el requerimiento.

1. Observación auditoría

Se debe trabajar en la implementación del plan ID-Planes-072 para cumplir totalmente el requerimiento.

## Requerimiento AT0202

1. Requerimiento

AT0202: El Medidor incluido en las Unidades de Medida destinadas a monitorear el SD, deben medir y registrar, al menos, las variables definidas en el Artículo 4-5 del Anexo Técnico.

1. Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel que realizarán mediciones semidirectas o indirectas. El equipo de medida NEXY-M corresponde a un medidor monofásico, por lo que no le es aplicable este requerimiento.

En el artículo 4-5 del Anexo Técnico SMMC de la NTD se indica que las unidades de medida deben ser capaces de registrar, al menos:

* Energía Activa Consumida,
* Energía Reactiva Consumida,
* Energía Activa Inyectada,
* Energía Reactiva Inyectada,
* Tensiones, y
* Corrientes.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Unidad de medida |
| **Requerimientos** | AT0184; AT0194 |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | “Total” |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* Especificaciones técnicas de medidores: (EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel v.2. |
| **Observación inodú** | No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verifico el requerimiento para este medidor. |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-40-6** | EMH LZQJ-XC 28.05.2021 (LZQJXC-DAB-E-3.35) (28/05/2021) – Características |
| **INODU-50-4** | ION7400 7ES02-0374-05 manual usuario (11/2020) Esp – Mediciones |
| **INODU-55-11** | ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016) – Measurement system |
| **INODU-65-7** | ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010) – Magnitudes medidas |

1. Auditoría inodú

En el caso de los equipos de medida para el SD se podrán utilizar los mismos equipos de medida que en el caso de los servicios trifásicos menores y servicios trifásicos mayores, por lo que la verificación de cumplimiento de este requerimiento es equivalente a verificar los requerimientos AT0184 y AT0194.

1. Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **totalmente** el requerimiento.

1. Observación auditoría

No hay observaciones adicionales respecto del requerimiento AT0202.

## Requerimiento AT0203

1. Requerimiento

AT0203: En el medidor incluido en las Unidades de Medida destinadas a monitorear el SD, las constantes de razón de transformación de los transformadores de medida deben estar configuradas de modo tal que los datos de la medida correspondan a la energía inyectada y/o retirada.

1. Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel que realizarán mediciones semidirectas o indirectas. El equipo de medida NEXY-M corresponde a un medidor monofásico, por lo que no le es aplicable este requerimiento.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Unidad de medida |
| **Requerimientos** | AT0185; AT0195; AT0196 |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | “Total” |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* Especificaciones técnicas de medidores: (EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel v.2. |
| **Observación inodú** | No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verifico el requerimiento para este medidor. |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-70-1** | TRANSFORMADORES COMPACTOS DE MEDIDA DE 3 ELEMENTOS PARA INSTALACIÓN A LA INTEMPERIE CLASE 25 kV (REV. 3 - Julio 2018) |
| **INODU-71-1** | TRANSFORMADORES COMPACTOS DE MEDIDA DE 3 ELEMENTOS PARA INSTALACIÓN A LA INTEMPERIE CLASE 15 kV (REV. 8 - Julio 2018) |
| **INODU-72-1** | TRANSFORMADORES DE CORRIENTE INSTALACIÓN INTERIOR CLASE 15-25 kV (REV. 1 - Mayo 2018) |
| **INODU-73-1** | TRANSFORMADORES DE POTENCIAL INSTALACIÓN INTERIOR CLASE 15-25 kV (REV. 1 - Mayo 2018) |
| **INODU-39** | EMH LZQJ-XC 17 Nov 2020 (LZQJXC-BIA-E-2.51) Instruction for use (17/09/2020) |
| **INODU-50-3** | ION7400 7ES02-0374-05 manual usuario (11/2020) Esp |
| **INODU-55-8** | ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016) |
| **INODU-65** | ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010) |

1. Auditoría inodú

En el caso de los equipos de medida para el SD se podrán utilizar los mismos equipos de medida que en el caso de los servicios trifásicos menores y servicios trifásicos mayores, por lo que la verificación de cumplimiento de este requerimiento es equivalente a la verificación de la configuración de constantes de la razón de transformación desarrolladas en los requerimientos AT0185 y AT196 para los equipos de medida EMH, ION, ISKRA e ITRON.

1. Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **parcialmente** el requerimiento.

1. Observación auditoría

Se debe trabajar en la implementación de los planes ID-Planes-047 e ID-Planes-050 para cumplir totalmente el requerimiento.

## Requerimiento AT0204

1. Requerimiento

AT0204: En el medidor incluido en las Unidades de Medida destinadas a monitorear el SD, las variables de energía deberán registrarse en periodos de integración de, al menos, 15 minutos; mientras que para el resto de las variables deberá considerarse el promedio en intervalos de, al menos, 15 minutos.

1. Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel que realizarán mediciones semidirectas o indirectas. El equipo de medida NEXY-M corresponde a un medidor monofásico, por lo que no le es aplicable este requerimiento.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Unidad de medida |
| **Requerimientos** | AT0185; AT196 |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | “Total” |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* Especificaciones técnicas de medidores: (EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel v.2. |
| **Observación inodú** | No se recibió información acerca del medidor “ELSTER” por parte de Enel, por lo que no se verifico el requerimiento para este medidor. |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

Ver Anexo 16.1.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-39** | EMH LZQJ-XC 17 Nov 2020 (LZQJXC-BIA-E-2.51) Instruction for use (17/09/2020) |
| **INODU-50-3** | ION7400 7ES02-0374-05 manual usuario (11/2020) Esp |
| **INODU-55-8** | ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016) |
| **INODU-65** | ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010) |

1. Auditoría inodú

En el caso de los equipos de medida para el SD se podrán utilizar los mismos equipos de medida que en el caso de los servicios trifásicos menores y los servicios trifásicos mayores, por lo que la verificación de cumplimiento de este requerimiento es equivalente a verificar los requerimientos AT0185 y AT0196.

1. Cumplimiento de auditoria

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **parcialmente** el requerimiento.

1. Observación auditoría

Se debe trabajar en la implementación de los planes ID-Planes-047 e ID-Planes-050 para cumplir totalmente el requerimiento.

## Requerimiento AT0287

1. **Requerimiento**

AT0287**:** El Medidor debe proporcionar la funcionalidad para preservar la integridad de los datos almacenados, incluyendo la integridad del firmware.

1. Comentario inodú del requerimiento

El medidor debe proporcionar la funcionalidad de preservar la integridad de los datos almacenados, incluyendo el firmware.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | SMMC; SGO; Seguridad; Comunicaciones. |
| **Requerimientos** | AT0044; AT0286; AT0288, AT0289. |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | Total |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* Especificaciones técnicas medidores |
| **Observación inodú** |  |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-91-1** |  |
| **INODU-104-1** |  |
|  |  |

1. **Auditoría inodú**

No

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **xxxxx** el requerimiento.

1. **Observación auditoría**

Cualquier observación adicional.

# Verificación de requerimientos de las Unidades Concentradoras

## Requerimiento AT0026

1. **Requerimiento**

La Unidad Concentradora es un componente que puede operar como puerta de enlace entre una o más Unidades de Medida, Unidades Concentradoras y el Sistema de Gestión y Operación del SMMC. La Unidad Concentradora es un componente opcional, pues su necesidad depende de la tecnología del SMMC.

1. **Comentario inodú del requerimiento**

Este requerimiento es amplio y se refiere a las interfaces que se relacionan a la unidad concentradora y la forma en que esta permite la conexión entre otras componentes: Unidades de Medida, Unidades Concentradoras y SGO del SMMC.

Es necesario aclarar la referencia que hace el requerimiento respecto a “La Unidad concentradora es un componente que puede operar como puerta de enlace entre una o más Unidades Concentradoras”, dado que la comunicación entre unidades puede tener implicancias en la seguridad del sistema.

1. **Relación a otros componentes / requerimientos**

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Interfaces 3 y 4; Unidad de Medida; Concentrador LVM; Router 4G; SGO; Comunicaciones. |
| **Requerimientos** | AT0052; AT0053; AT00136; AT00205;  AT0264; AT0265; AT0266; AT0267 |

1. **Observaciones autoevaluación realizada por Enel**

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | “Total” |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | “Especificaciones técnicas LVM” |
| **Observación inodú** | Para corroborar comunicaciones es necesario analizar los puertos de las unidades receptoras-emisoras, si estos son compatibles con la comunicación señalada. En el presente caso es necesaria información respecto al medidor Enel (NEXY-M) y al SGO Enel (SMMEPlus). |

1. **Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.**

Ver Anexo 14.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-02-4** | Definición Unidad Concentradora en Solución Enel |
| **INODU-02-5** | Sistema de Gestión y Operación para Medidor Enel |
| **INODU-02-7** | Definición interfaces en Solución Enel |
| **INODU-02-8** | Diagrama y descripción Solución Medidor ENEL (concentrador). |
| **INODU-04-1** | Caso 1 AMI Platform Network Solution\_v.3 – Secuencia Normal comunicación medidor- concentrador- sistema central |
| **INODU-04-3** | Caso 1 AMI Platform Network Solution\_v.3, definición concentrado Enel en el sistema AMI. |
| **INODU-19-2** | MSC AND LVM CONCENTRATOR FUNCTIONAL SPECIFICATION – 7 PLC PROCEDURES |
| **INODU-19-3** | MSC AND LVM CONCENTRATOR FUNCTIONAL SPECIFICATION – 8 RF PROCEDURES |
| **INODU-20-1** | LOW VOLTAGE MANAGER MANUFACTURING AND ASSEMBLY – Sobre sonda óptica de acceso al concentrador |
| **INODU-20-2** | LOW VOLTAGE MANAGER MANUFACTURING AND ASSEMBLY – 6. RF Module |
| **INODU-21-1** | Datasheet LVM, reference documents, normas que cumple el LVM |
| **INODU-21-2** | Datasheet LVM, RF Module |
| **INODU-21-3** | Datasheet LVM, definición concentrador LVM en sistema AMI, *LVM Concentrator, functionalities .* |
| **INODU-21-4** | Datasheet LVM, Scope LVM. |
| **INODU-22-1** | 4G Router requirements for LVM ethernet connectivity: LVM-system connection through a 4G router |
| **INODU-23-1** | Manual del Router, información sobre conexiones WAN. |
| **INODU-24-1** | Datasheet RUT955 –Ethernet |
| **INODU-25-1** | Manual del Router, información sobre conexiones WAN. |
| **INODU-35-1** | Medidor Enel (Nexy-M ) “DATASHEET CERVANTES 2.0 SINGLE PHASE”, Communication interfaces. |
| **INODU-37-1** | General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” – Estándares de referencia. |
| **INODU-37-2** | General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” – 5 Introduction |
| **INODU-37-3** | General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” – 7 meter’s main functionalities |
| **INODU-37-4** | General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” – 8 Meter block diagram |
| **INODU-37-5** | General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” – 8.1 Detailed description of the Block Diagram |
| **INODU-37-6** | General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” -Meter key components included into traceability |
| **INODU-91-1** | 10.SMM ePlus – Requirements – Integration 2.4 – 3 Architecture |

1. **Auditoría inodú**

En los antecedentes entregados por Enel se define la unidad Concentradora como “puerta de enlace entre dos o más unidades de medida, realiza funciones de recolección de datos de medición, el envío de comandos hacia las Unidades de Medida y Unidades Concentradoras, además de la transmisión de los datos almacenados y Alarmas hacia el Sistema de Gestión y Operación” (INODU-02-4); se definen sus interfaces (INODU-02-7) y se aclara su esquema de conectividad se muestra en el “Diagrama Solución Enel (concentrador)” (INODU-02-8):

Diagram

Description automatically generated

El concentrador Enel es utilizado para usuarios de baja tensión (INODU-04-3 e INODU-21-3). De este modo, la solución con concentrador solo se emplea con soluciones de medidores para baja tensión, como lo es el Medidor Enel (Nexy-M) que se describe en el esquema de INODU-02-8.

La comunicación entre la Unidad Concentradora – Unidad de Medida se respalda por:

* **Unidad Concentradora:**

El concentrador LVM de Enel cumple con IEC 62056 (DLMS/COSEM) (INODU-21-1). Cada concentrador LVM se comunica con el servidor de control a través de redes de telecomunicaciones públicas (GSM, GPRS, PSTN, etc.) y a través de comunicación DLC con los Medidores (INODU-21-4). Es necesario aclarar si la comunicación será definida como PLC o DLC (ID-Planes-002).

Relativo a los módulos de comunicación que componen la Interfaz I3 se tiene la siguiente información:

* + **Módulo RF:** (INODU-21-1) el LVM cuenta con un módulo opcional de RF el cual asegura la comunicación bidireccional (INODU-21-2, INODU-20-2, INODU-19-3). Esta unidad debe ser diseñada para operar en una banda de 169 Mhz con protocolo inalámbrico M-Bus (EN 13757 Mode N) integrado (INODU-20-2). No se especifica que el módulo utilizado cumpla la IEC 62056, por lo que se deberá abordar en ID-Planes-003.
  + **Módulo PLC:** al ser el módulo PLC integrado desde fábrica a la Unidad Concentradora, es posible afirmar que cumple la norma IEC 62056. La información del Datasheet proporcionada por Enel menciona la posibilidad de “*communicate on power line with different modulation, FSK and BPSK and different protocols, like Meters and More or DLMS/COSEM* “(INODU-21-3). Adicionalmente, se menciona que en su “*main board”* se considera una “*PLC Unit”* (INODU-20-1)*.* En INODU-19-2 se describen funcionalmente los procedimientos de comunicación PLC.

El módulo PLC se describe dentro de las funcionalidades del LVM, sin embargo, en sus Datasheet no se encuentra el respaldo de la existencial formal de este y las normas de comunicación que cumple, por lo cual deberá ser abordado en ID-Planes-004.

* **Unidad de Medida:**

El Medidor Enel (Nexy-M) es un medidor monofásico AMI con medición bidireccional (INODU-35-1). La comunicación remota es desempeñada mediante DLC (distribution line Carrier, integrado en el MCU)) y módems de RF (el módulo de RF es opcional). Las interfaces ZVEI/Optical y Bluetooth han sido implementadas para transferir información a un servicio local (INODU-37-2, INODU-37-4, INODU-37-5, INODU-37-6). Dentro de las principales funcionalidades del medidor está la comunicación por protocolo *Meters and mores o DLMS.* Una funcionalidad global es la comunicación DLC/RF con el Concentrador LVM permitiendo control de acceso (INODU-37-3). Cumple con la norma EN 62056-21 (INODU-37-1). Relativo a los módulos de comunicación que componen la Interfaz I3 se tiene la siguiente información:

* + **Módulo RF:** Posee“*RF communication channel supporting Last Gasp”* en una banda de 169 Mhz (INODU-35-1*).* El modulo de RF es opcional *(custom radio module 169 MHz BLE Board (ID 15016855-02), RF Antena 169 MHz stick Antenna PROANT PRO-IT-5689* (INODU-37-1). El módulo no está certificado según la norma IEC 62056, por lo que deberá abordarse en ID-Planes-003.
  + **Módulo PLC:** Posee interfaces de comunicación PLC (*DLMS COSEM over M&M*) (INODU-35-1). *PLC Modem está integrado al MCU* (INODU-37-1). La especificación respecto a que el módulo PLC sea integrado y cumplimiento de la IEC 62056 deberá ser abordado en ID-INODU-04.

La comunicación entre el concentrador y el SGO se define en INODU-02-8 como una conexión a través de un Router Externo, cuya comunicación entre concentrador y Router es a través de una conexión ethernet y entre Router y SGO es por comunicación celular (WAN) a través de una APN Privada dedicada para el servicio. La conexión entre el LVM, el equipo Router y la conexión tipo celular WAN se profundiza en INODU-22-1, INODU-23-1 e INODU-25-1.

En INODU-04-1 se afirma que: “La comunicación medidor-concentrador a través de PLC y/o RF según IEC 62056 (DLMS/COSEM), y la comunicación concentrador-sistema central, a través de protocolo de internet”, desarrollándose adicionalmente el caso de uso de la comunicación respectiva

Relativo a las comunicaciones Unidad Concentradora – Router – SGO se presenta lo siguiente:

* **Unidad Concentradora:** el concentrador LVM de Enel cumple con IEC 62056 (DLMS/COSEM) (INODU-21-1); cuenta con “*2 Ethernet Ports (10M / 100M)”* (INODU-21-3) que permiten su conexión al Router 4G.
* **Router:** INODU-22-1 desarrolla los requerimientos de conexión del LVM a través de conexión ethernet hacia el Router 4G. En INODU-24-1 se especifica los tipos de conexión Ethernet posibles a través de WAN para su conexión con el SGO *(1 x WAN port (can be configured to LAN) 10/100 Mbps, comply IEEE 802.3, IEEE 802.3u standards, supports auto MDI/MDIX) y LAN (3 x LAN ports, 10/100 Mbps, comply IEEE 802.3, IEEE 802.3u standards, supports auto MDI/MDIX)).*

Dado que no se especifica el cumplimiento de protocolos de comunicación DLMS/COSEM ni cumplimiento de la norma 62056, estos deberán ser abordados en ID-Planes-005

* **SGO:**  La arquitectura del SMMePlus de Enel sigue el standard IEC 61986-9 (INODU-91-1). La comunicación del concentrador-sistema central (SGO) es a través de protocolo internet (AMI Network, red WAN) y sus funcionalidades permiten la integración y operatividad del sistema SMMC de Enel (INODU-02-5). En INODU-100-3 se presenta como configurar la respectiva APN de comunicación en el SMMePlus.

En base a la información mencionada, las comunicaciones permitidas entre la Unidad de Medida, el Concentrador y el SGO son las siguientes:

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Requerimiento/ equipos** | **Unidad de Medida – Unidad Concentradora** | **Unidad Concentradora – Router – SGO** |
| **AT0026** | Permite comunicación por RF, PLC. | Ethernet y celular tipo WAN |

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple parcialmente el requerimiento.

1. **Observación auditoría**

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:

ID-Planes-001

ID-Planes-002

ID-Planes-003

ID-Planes-004

ID-Planes-005

## Requerimiento AT0049

1. **Requerimiento**

Interfaces del SMMC, I0: Interfaz UM – Acceso Local; Acceso Local – Unidad Concentradora. Según referencia de definición de Anexo Técnico.

1. **Comentario inodú del requerimiento**

Este requerimiento abarca la definición de la interfaz I0, y por ende, los distintos equipamientos que comunica. En particular, la interfaz relaciona la Unidad de Medida, el Acceso Local y la Unidad Concentradora.

La definición del Anexo técnico es la siguiente: “La interfaz I0 permite la comunicación local con la Unidad de Medida y, en caso de existir, con la Unidad Concentradora. Los permisos podrán ser únicamente de lectura, o de lectura y escritura, dependiendo de la autorización con la que cuenta el personal habilitado para ello.”

1. **Relación a otros componentes / requerimientos**

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Interfaz 0; Unidad de Medida; Concentrador LVM; Acceso Local; Comunicaciones |
| **Requerimientos** | AT0127; AT0206 |

1. **Observaciones autoevaluación realizada por Enel**

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | “Total” |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* Especificaciones LVM  \* Medidor Enel v.2.  \* SMMePlus Interfaces Diagram.pptx  \* Caso de uso 1 |
| **Observación inodú** | Es necesario revisar documentación de los medidores comerciales, ya que estos también poseen interacciones con el Acceso Local |

1. **Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.**

Ver Anexo 14.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-02-1** | Definición Solución Enel Acceso Local |
| **INODU-02-3** | Tipos de comunicación PLC y Radio Frecuencia |
| **INODU-02-7** | Definición interfaces en Solución Enel |
| **INODU-02-8** | Diagrama y descripción Solución Medidor ENEL (concentrador). |
| **INODU-02-9** | Diagrama y descripción Solución Medidor Punto a Punto |
| **INODU-04-4** | Caso 1 AMI Platform Network Solution\_v.3, Acceso Local – Sonda Óptica / Dispositivo de Bluetooth |
| **INODU-08-2** | Caso 5 In Field Meter Program\_v.3 – Configuración y actualización a través del puerto óptico |
| **INODU-08-3** | Caso 5 In Field Meter Program\_v.3 – Configuración y actualización a través del módulo Bluetooth |
| **INODU-19-1** | Sobre sonda óptica de acceso al concentrador - MSC AND LVM CONCENTRATOR FUNCTIONAL SPECIFICATION. |
| **INODU-20-1** | LOW VOLTAGE MANAGER MANUFACTURING AND ASSEMBLY – Sobre sonda óptica de acceso al concentrador |
| **INODU-21-1** | Datasheet LVM, reference documents, normas que cumple el LVM |
| **INODU-21-3** | Datasheet LVM, definición concentrador LVM en sistema AMI, *LVM Concentrator, functionalities .* |
| **INODU-21-4** | Datasheet LVM, Scope LVM. |
| **INODU-35-1** | Medidor Enel (Nexy-M ) “DATASHEET CERVANTES 2.0 SINGLE PHASE”, Communication interfaces. |
| **INODU-37-1** | General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” – Estándares de referencia. |
| **INODU-37-2** | General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” – 5 Introduction |
| **INODU-37-3** | General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” – 7 meter’s main functionalities |
| **INODU-37-4** | General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” – 8 Meter block diagram |
| **INODU-37-5** | General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” – 8.1 Detailed description of the Block Diagram |
| **INODU-37-6** | General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” -Meter key components included into traceability |
| **INODU-40-2** | EMH LZQJ-XC 28.05.2021 (LZQJXC-DAB-E-3.35) (28/05/2021) – Additional equipment features of the LZQJ-XC |
| **INODU-40-3** | EMH LZQJ-XC 28.05.2021 (LZQJXC-DAB-E-3.35) (28/05/2021) – Data interfaces |
| **INODU-45-2** | METSEION7400 PowerLogic ION7400 Panel mount meter – display – optical port and 2 pulse (10/2017) - Communication |
| **INODU-55-1** | ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016) – Estándares |
| **INODU-55-2** | ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016) – 3.3. Main meter properties |
| **INODU-66-1** | ITRON SL-7000-RT D2021471-AA installation guide (2012) – Estándares |
| **INODU-66-2** | ITRON SL-7000-RT D2021471-AA installation guide (2012) – Communication |
| **INODU-66-3** | ITRON SL-7000-RT D2021471-AA installation guide (2012) – Communication |
| **INODU-101-1** | 6.SMMePlus Interfaces Diagram\_v2\_original |
| **INODU-101-2** | 6.SMMePlus Interfaces Diagram\_v2\_original |
| **INODU-98-10** | 7. Especificación técnica de Interfaces para Interoperabilidad (relativa a la Plataforma y medios de comunicación) |

1. **Auditoría inodú**

Las características del Acceso Local y su comunicación con las Unidades de Medida se definen en INODU-02-1. Además, en los casos de estudios Enel define el Acceso Local como: “Interfaz que permite la comunicación local entre una Unidad de Medida y/o Unidad Concentradora y un equipo externo, en la cual la transmisión de datos se realiza a través de señales de luz infrarroja (puerto Óptico) o señales inalámbricas (Bluetooth). El acceso local, permita la extracción de datos, transferencia de archivos (firmware) y configuración.” (INODU-04-4)

En INODU-02-7 Enel define la interfaz como: “La interfaz I0 permite la comunicación local con la Unidad de Medida y con la Unidad Concentradora. Los permisos son de lectura y escritura, dependiendo de la autorización con la que cuenta el personal habilitado para ello”, además, la define como una interfaz bidireccional.

En INODU-02-8 se define para la solución Medidor Enel la comunicación local entre la unidad de Medida y el Acceso Local a través de vías de Puerto Óptico por medio de una sonda y de comunicación Bluetooth. Relativo a la comunicación Acceso Local – Concentrador, la definen a través de Puerto Óptico por sonda óptica y por puerto ethernet, a través de un módulo ethernet. Esta solución solo aplica para el medidor Enel y la unidad Concentradora.

Diagram

Description automatically generated

En INODU-02-9 se define para la solución Punto a Punto de Enel la comunicación local entre la unidad de Medida y el Acceso Local a través de vías de Puerto Óptico por medio de una sonda. Esta solución solo aplica para los medidores comerciales, en este caso se evalúan los medidores EMH, ION, ISKRA e ITRON.

Diagram

Description automatically generated

Para poder cumplir el requerimiento AT0049, es necesario verificar que tanto unidad de Medida como unidad Concentradora cumplan con los tipos de comunicación señalados. En este caso, la unidad de Medida será la solución Enel para usuarios de baja tensión y las soluciones comerciales para el resto de los casos. Relativo al Acceso Local, el esquema INODU-101-1 lo representa a través del equipo ePlusMobile.

Relativo a las comunicaciones Unidad Concentradora – Acceso Local se presenta lo siguiente:

* **Unidad Concentradora:** El concentrador LVM de Enel cumple con IEC 62056 (DLMS/COSEM). (INODU-21-1). Cada concentrador LVM se comunica con el servidor de control a través de redes de telecomunicaciones públicas (GSM, GPRS, PSTN, etc.) y a través de comunicación DLC con los Medidores (INODU-21-4). Relativo a los módulos de comunicación que componen la Interfaz I0 se tiene la siguiente información: 
  + **Sonda Óptica:** en INODU-21-3 se indica que cuenta con “Local Optical Interface (IEC 62056-21 mode E or IEC 61107)” y en ID INODU-21-4 se indica “sn optical ZVEI port interface is provided for local connection with HHU terminals”. Adicionalmente en INODU-19-1 se menciona “Configuration of the concentrator can be accomplished via the optical serial connection ZVEI IEC 62056-21 mode C”. La homologación de estos modos de operación deberá ser abordada en ID-Planes-006.
  + **Conexión Ethernet Local:** Cuenta con “2 Ethernet Ports (10M / 100M)” (INODU-21-3).
* **Acceso Local:** 
  + **Sonda Óptica**: (información pendiente ID-Planes-010)
  + **Conexión Ethernet local**: (información pendiente)

Relativo a las comunicaciones Unidad de Medida – Acceso Local, en el caso de uso 5 (INODU-08) se describe la comunicación entre medidor y acceso local. En INODU-08-2 se describe la configuración y actualización a través de Puerto Óptico y en INODU-08-3 se describe la configuración y actualización a través de módulo Bluetooth. Desde el punto de vista de las componentes que participan en las comunicaciones se presenta lo siguiente:

* **Unidad de Medida:**
  + **Medidor Enel (Nexy-M)**: es un medidor monofásico AMI con medición bidireccional (INODU-35-1). La comunicación remota es desempeñada mediante DLC *(distribution line Carrier*, integrado en el MCU) y módems de RF (el módulo de RF es opcional). Las interfaces ZVEI/Optical y Bluetooth han sido implementadas para transferir información a un servicio local (INODU-37-2, INODU-37-4, INODU-37-5, INODU-37-6). Dentro de las principales funcionalidades del medidor está la comunicación por protocolo *Meters and mores o DLMS.* Una funcionalidad global es la comunicación DLC/RF con el Concentrador LVM permitiendo control de acceso (INODU-37-3). Cumple con la norma EN 62056-21 (INODU-37-1). Relativo a los módulos de comunicación que componen la Interfaz I0 se tiene la siguiente información: 
    - **Sonda Óptica**: cuenta con las interfaces de comunicación del tipo *Optical Port (Reading, programming and configuration)* (INODU-35-1).
    - **Bluetooth:** cuenta con interfaces *Bluetooth* (INODU-35-1).
  + **Medidor EMH:** Cumple con DLMS y comunicación según DIN EN 62056-21 (INODU-40-2). Relativo a los módulos de comunicación que componen la Interfaz I0 se tiene la siguiente información: 
    - **Sonda Óptica:** *Optical data interface – Optical data interface D0* (INODU 40-3).
  + **Medidor ION:** los protocolos de comunicación por puertos están especificados en (INODU-45-2). Cumple con el protocolo DLMS. No especifica cumplir con la IEC 62056. Relativo a los módulos de comunicación que componen la Interfaz I0 se tiene la siguiente información: 
    - **Sonda Óptica:** soporta puestos de comunicación “fiber optic” y Mini B USB (INODU-45-2).
  + **Medidor ISKRA:** Cumple con DLMS/COSEM (INODU-55-2) y comunicación según IEC 62056-21 (INODU-55-1). Relativo a los módulos de comunicación que componen la Interfaz I0 se tiene la siguiente información: 
    - **Sonda Óptica:** cuenta con “*infrared optical port (for local meter programming and data downloading)*” (INODU-55-2).
  + **Medidor ITRON:** Cumple con DLMS/COSEM (INODU-66-2) y comunicación según IEC 62056-21 (INODU-66-1). Relativo a los módulos de comunicación que componen la Interfaz I0 se tiene la siguiente información: 
    - **Sonda Óptica:** cuenta con las interfaces de comunicación del tipo *Optical Port* Mode – C (INODU-66-3).

Desde el punto de vista de permisos de lectura y escritura, estos deben ser manejados desde el SGO respectivo. En el caso de la solución Enel serán manejados por el SMMePlus y para la solución punto a punto serán a través del Starbeat. La información disponible en la documentación es la siguiente:

**SMMePlus:** (INODU-98-10) “*7.1. I0 Permissions are not defined at interface level, but, for each kind of activity, it’s possible to give/remove permissions to users. The mobile application of The HES manages local activities with meters, but doesn't manage local activities on concentrators yet.”.* Por otra parte, en la documentación entregada por Enel falta el detalle del Acceso Local a la Unidad Concentradora, el cual será abordado en ID-Planes-007.

**StarBeat: [pendiente]**

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Comunicación Acceso Local – Medidor** | | | | | |
| **Tipo de comunicación** | **EMH** | **ION** | **ISKRA** | **ITRON** | **Enel v.2 – NEXY-M** |
| **Sonda Óptica** | Cumple | Cumple | Cumple | Cumple | Cumple |
| **Bluetooth** | No Aplica | No Aplica | No Aplica | No Aplica | Cumple |

* **Acceso Local:** 
  + **Sonda Óptica**: el acceso local puede ser realizado a través de una aplicación propietaria en el móvil o utilizando un software propietario en un computador **(**INODU-08-2)**.**
  + **Bluetooth:** el acceso local puede ser realizado a través de una aplicación propietaria móvil (INODU-08-3).

La siguiente tabla resume los tipos de comunicación presentes en la interfaz I0:

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Requerimiento/ Medidor** | **Unidad de Medida – Acceso Local** | **Concentrador – Acceso Local** |
| **AT0049** | Comunicación por Puerto Óptico y Bluetooth | Puerto Óptico y Ethernet. |

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **parcialmente** el requerimiento.

1. **Observación auditoría**

No se tiene información adicional respecto al Acceso Local, por lo cual no se puede evaluar funcionalmente, solo sus comunicaciones desde el punto de vista de la unidad de Medida y el Concentrador.

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:

ID-Planes-006

ID-Planes-007

ID-Planes-008

ID-Planes-010

## Requerimiento AT0052

1. **Requerimiento**

Interfaces del SMMC, I3: Interfaz Unidad de Medida – Unidad concentradora. Según referencia de definición de Anexo Técnico.

1. **Comentario inodú del requerimiento**

Este requerimiento abarca la definición de la interfaz I3, y por ende, los distintos equipamientos que comunica. En particular, la interfaz relaciona la Unidad de Medida y la Unidad Concentradora.

La definición del Anexo técnico es la siguiente: “Las interfaces I2, I3 e I4 permiten la comunicación entre la Unidad de Medida y el Sistema de Gestión y Operación, entre la Unidad de Medida y la Unidad Concentradora y entre la Unidad Concentradora y el Sistema de Gestión y Operación, respectivamente. Todas ellas con permisos de escritura y lectura en ambos sentidos, según corresponda.”

1. **Relación a otros componentes / requerimientos**

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Interfaz 3; Unidad de Medida; Concentrador LVM; Comunicaciones. |
| **Requerimientos** | AT0026 |

1. **Observaciones autoevaluación realizada por Enel**

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | “Total” |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* Especificaciones LVM  \* Medidor Enel v.2.  \* SMMePlus Interfaces Diagram.pptx  \* Caso de uso 1 |
| **Observación inodú** |  |

1. **Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.**

Ver Anexo 14.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-04-1** | Caso 1 AMI Platform Network Solution\_v.3 – Secuencia Normal comunicación medidor- concentrador- sistema central |
| **INODU-04-4** | Caso 1 AMI Platform Network Solution\_v.3, Acceso Local – Sonda Óptica / Dispositivo de Bluetooth |
| **INODU-19-1** | Sobre sonda óptica de acceso al concentrador - MSC AND LVM CONCENTRATOR FUNCTIONAL SPECIFICATION. |
| **INODU-19-2** | MSC AND LVM CONCENTRATOR FUNCTIONAL SPECIFICATION – 7 PLC PROCEDURES |
| **INODU-19-3** | MSC AND LVM CONCENTRATOR FUNCTIONAL SPECIFICATION – 8 RF PROCEDURES |
| **INODU-20-1** | LOW VOLTAGE MANAGER MANUFACTURING AND ASSEMBLY – Sobre sonda óptica de acceso al concentrador |
| **INODU-20-2** | LOW VOLTAGE MANAGER MANUFACTURING AND ASSEMBLY – 6. RF Module |
| **INODU-21-1** | Datasheet LVM, reference documents, normas que cumple el LVM |
| **INODU-21-2** | Datasheet LVM, RF module |
| **INODU-21-3** | Datasheet LVM, definición concentrador LVM en sistema AMI, *LVM Concentrator, functionalities .* |
| **INODU-21-4** | Datasheet LVM, Scope LVM. |
| **INODU-35-1** | Medidor Enel (Nexy-M ) “DATASHEET CERVANTES 2.0 SINGLE PHASE”, Communication interfaces. |
| **INODU-37-1** | General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” – Estándares de referencia. |
| **INODU-37-2** | General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” – 5 Introduction |
| **INODU-37-3** | General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” – 7 meter’s main functionalities |
| **INODU-37-4** | General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” – 8 Meter block diagram |
| **INODU-37-5** | General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” – 8.1 Detailed description of the Block Diagram |
| **INODU-37-6** | General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” -Meter key components included into traceability |
| **INODU-04-1** | Caso 1 AMI Platform Network Solution\_v.3 – Secuencia Normal comunicación medidor- concentrador- sistema central |
| **INODU-04-4** | Caso 1 AMI Platform Network Solution\_v.3, Acceso Local – Sonda Óptica / Dispositivo de Bluetooth |
| **INODU-19-1** | Sobre sonda óptica de acceso al concentrador - MSC AND LVM CONCENTRATOR FUNCTIONAL SPECIFICATION. |

1. **Auditoría inodú**

Algunos tipos de comunicaciones que se permiten en el SMMC se presentan en INODU-02-3, como los son la comunicación cableada (PLC) y Radio Frecuencia (RF).

En INODU-02-7 se define la interfaz 3 como: “Las interfaces I2, I3 e I4 permiten la comunicación entre la Unidad de Medida y el Sistema de Gestión y Operación, entre la Unidad de Medida y la Unidad Concentradora y entre la Unidad Concentradora y el Sistema de Gestión y Operación, respectivamente. Todas ellas con permisos de escritura y lectura en ambos sentidos, según corresponda”, además, la define como una interfaz bidireccional.

En INODU-02-8 definen la comunicación entre la unidad de Medida y el Concentrador a través de Módulo RF y Módulo PLC.

Para poder cumplir el requerimiento AT0052, es necesario verificar que tanto unidad de Medida como unidad Concentradora cumplan con los tipos de comunicación señalados. En este caso, la unidad de Medida será la solución Enel para usuarios de baja tensión. En INODU-35-1 se indica que el medidor cuenta con las interfaces de comunicación del tipo *PLC y RF*. Relativo a la unidad concentradora, en INODU-19-1 se indica que la unidad concentradora cuenta con módulo RF y PLC Unit.

En INODU-04-1 se menciona que “La comunicación medidor-concentrador a través de PLC y/o RF según IEC 62056 (DLMS/COSEM), y la comunicación concentrador-sistema central, a través de protocolo de internet”, desarrollándose además el caso de uso de la comunicación respectiva.

La comunicación entre la Unidad Concentradora – Unidad de Medida se respalda por:

* **Unidad Concentradora:**

El concentrador LVM de Enel cumple con IEC 62056 (DLMS/COSEM). (INODU-21-1). Cada concentrador LVM se comunica con el servidor de control a través de redes de telecomunicaciones públicas (GSM, GPRS, PSTN, etc.) y a través de comunicación DLC con los Smart Meters (INODU-21-4).

Relativo a los módulos de comunicación que componen la Interfaz I3 se tiene la siguiente información:

* + **Módulo RF:** (INODU-21-1) el LVM cuenta con un módulo opcional de RF el cual asegura la comunicación bidireccional (INODU-21-2, INODU-20-2, INODU-19-3). Esta unidad debe ser diseñada para operar en una banda de 169 Mhz con protocolo inalámbrico M-Bus (EN 13757 Mode N) integrado (INODU-20-2). No se especifica que el módulo utilizado cumpla la IEC 62056.
  + **Módulo PLC:** al ser el módulo PLC integrado desde fábrica a la Unidad Concentradora, es posible afirmar que cumple la norma IEC 62056. La información del Datasheet proporcionada por Enel menciona la posibilidad de “*communicate on power line with different modulation, FSK and BPSK and different protocols, like Meters and More or DLMS/COSEM* “(INODU-21-3). Adicionalmente, se menciona que en su “*main board”* se considera una “*PLC Unit”* (INODU-20-1)*.* En INODU-19-2 se describen funcionalmente los procedimientos de comunicación PLC.

El módulo PLC se describe dentro de las funcionalidades del LVM, sin embargo, en sus Datasheet no se encuentra el respaldo de la existencial formal de este y las normas de comunicación que cumple, por lo cual deberá ser abordado en ID-Planes-004.

* **Unidad de Medida:** el Medidor Enel (Nexy-M)

El Medidor Enel (Nexy-M) es un medidor monofásico AMI con medición bidireccional (INODU-35-1). La comunicación remota es desempeñada mediante DLC (distribution line Carrier, integrado en el MCU)) y módems de RF (el módulo de RF es opcional). Las interfaces ZVEI/Optical y Bluetooth han sido implementadas para transferir información a un servicio local (INODU-37-2, INODU-37-4, INODU-37-5, INODU-37-6). Dentro de las principales funcionalidades del medidor está la comunicación por protocolo *Meters and mores o DLMS.* Una funcionalidad global es la comunicación DLC/RF con el Concentrador LVM permitiendo control de acceso (INODU-37-3)

Cumple con la norma EN 62056-21 (INODU-37-1). Relativo a los módulos de comunicación que componen la Interfaz I3 se tiene la siguiente información:

* + **Módulo RF:** “*RF communication channel supporting Last Gasp”* en una banda de 169 Mhz (INODU-35-1*).* El modulo de RF es opcional *(custom radio module 169 MHz BLE Board (ID 15016855-02), RF Antena 169 MHz stick Antenna PROANT PRO-IT-5689* (INODU-37-1)
  + **Módulo PLC:** posee interfaces de comunicación PLC (*DLMS COSEM over M&M*) (INODU-35-1). *PLC Modem está integrado al MCU* (INODU-37-1)

La siguiente tabla resume los tipos de comunicación presentes en la interfaz I3:

|  |  |
| --- | --- |
| **Comunicación Unidad de Medida – Concentrador** | |
| **AT0052** | Comunicación por RF y PLC |

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple parcialmente el requerimiento.

1. **Observación auditoría**

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:

ID-Planes-003

ID-Planes-004

## Requerimiento AT0053

1. **Requerimiento**

Interfaces del SMMC, I4: Interfaz Sistema de Gestión y Operación – Sistemas y Unidad Concentradora. Según referencia de definición de Anexo Técnico.

1. **Comentario inodú del requerimiento**

Este requerimiento abarca la definición de la interfaz I4, y por ende, los distintos equipamientos que comunica. En particular, la interfaz relaciona la Unidad Concentradora y el SGO.

La definición del Anexo técnico es la siguiente: “Las interfaces I2, I3 e I4 permiten la comunicación entre la Unidad de Medida y el Sistema de Gestión y Operación, entre la Unidad de Medida y la Unidad Concentradora y entre la Unidad Concentradora y el Sistema de Gestión y Operación, respectivamente. Todas ellas con permisos de escritura y lectura en ambos sentidos, según corresponda.”

1. **Relación a otros componentes / requerimientos**

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Interfaz 4; Concentrador LVM; Router 4G; SGO; Comunicaciones. |
| **Requerimientos** | AT0026 |

1. **Observaciones autoevaluación realizada por Enel**

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | “Total” |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* Especificaciones LVM  \* Medidor Enel v.2.  \* SMMePlus Interfaces Diagram.pptx |
| **Observación inodú** | Sin comentarios. |

1. **Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.**

Ver Anexo 14.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-02-2** | Tipos de comunicación Celular |
| **INODU-02-5** | Sistema de Gestión y Operación para Medidor Enel |
| **INODU-02-7** | Definición interfaces en Solución Enel |
| **INODU-02-8** | Diagrama y descripción Solución Medidor ENEL (concentrador). |
| **INODU-04-1** | Caso 1 AMI Platform Network Solution\_v.3 – Secuencia Normal comunicación medidor- concentrador- sistema central |
| **INODU-21-1** | Datasheet LVM, reference documents, normas que cumple el LVM |
| **INODU-21-3** | Datasheet LVM, definición concentrador LVM en sistema AMI, *LVM Concentrator, functionalities .* |
| **INODU-22-1** | 4G Router requirements for LVM ethernet connectivity: LVM-system connection through a 4G router |
| **INODU-23-1** | Manual del Router, información sobre conexiones WAN. |
| **INODU-24-1** | Datasheet RUT955 –Ethernet |
| **INODU-25-1** | Manual del Router, información sobre conexiones WAN. |
| **INODU-91-1** | 10.SMM ePlus – Requirements – Integration 2.4 – 3 Architecture |
| **INODU-98-10** | 7. Especificación técnica de Interfaces para Interoperabilidad (relativa a la Plataforma y medios de comunicación) |
| **INODU-103-1** | 8.SMMePlus - Architecture v4.0 - SMMePlus Application - Devices |

1. **Auditoría inodú**

Algunos tipos de comunicaciones que se permiten en el SMMC se presentan en INODU-02-2, como la comunicación vía Celular.

En INODU-02-7 se define la interfaz 4 como: “Las interfaces I2, I3 e I4 permiten la comunicación entre la Unidad de Medida y el Sistema de Gestión y Operación, entre la Unidad de Medida y la Unidad Concentradora y entre la Unidad Concentradora y el Sistema de Gestión y Operación, respectivamente. Todas ellas con permisos de escritura y lectura en ambos sentidos, según corresponda”, además, la define como una interfaz bidireccional.

En INODU-02-8 definen la comunicación entre el Concentrador y el SGO a través de un Router Externo, el cual a la vez se comunica con el SGO por comunicación celular (WAN) a través de una APN Privada dedicada para el servicio.

Diagram

Description automatically generated

Para poder cumplir el requerimiento AT0053, es necesario verificar la comunicación entre la unidad concentradora, el Router y el SGO.

Relativo a la unidad concentradora, en INODU-22-1; ID INODU-23-1; INODU-25-1 se indica que la unidad concentradora cuenta con conexión a un Router a través de 4G, el cual a su vez cuenta con conexión del tipo WAN.

En INODU-04-1 se menciona que “La comunicación medidor-concentrador a través de PLC y/o RF según IEC 62056 (DLMS/COSEM), y la comunicación concentrador-sistema central, a través de protocolo de internet”, desarrollándose además el caso de uso de la comunicación respectiva.

Relativo a las comunicaciones Unidad Concentradora – Router – SGO se presenta lo siguiente:

* **Unidad Concentradora:** el concentrador LVM de Enel cumple con IEC 62056 (DLMS/COSEM) (INODU-21-1); cuenta con “*2 Ethernet Ports (10M / 100M)”* (INODU-21-3)*.*
* **Router:** INODU-22-1 desarrolla los requerimientos de conexión del LVM a través de conexión ethernet hacia el Router 4G. En INODU-24-1 se especifica los tipos de conexión Ethernet posibles a través de WAN *(1 x WAN port (can be configured to LAN) 10/100 Mbps, comply IEEE 802.3, IEEE 802.3u standards, supports auto MDI/MDIX) y LAN (3 x LAN ports, 10/100 Mbps, comply IEEE 802.3, IEEE 802.3u standards, supports auto MDI/MDIX)).*

**SGO:**  La arquitectura del SMMePlus de Enel sigue el standard IEC 61986-9 (INODU-91-1). La comunicación del concentrador-sistema central (SGO) es a través de protocolo internet (AMI Network, red WAN) y sus funcionalidades permiten la integración y operatividad del sistema SMMC de Enel (INODU-02-5). En INODU-103-1 se describen el SMMePlus Application con el siguiente esquema:

Diagram

Description automatically generated

Aquí se presenta un dispositivo dedicado a la comunicación con las unidades concentradoras y se describe según:

*“****2.3.4. Devices***

*Single thread execution services that are in charge of talking with concentrators.*

*There is 1 device for 1 concentrator.”*

Además, En INODU-98-10 se describe las características de interoperabilidad de las interfaces, y en particular para la i4 desde el punto de vista del SGO se menciona:

*“7.3. I4*

*The system can access concentrator with or without specific authentication and can send read or write commands.”*

La siguiente tabla resume los tipos de comunicación presentes en la interfaz I4:

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Requerimiento** | **Comunicación Concentrador – Router** | **Router -SGO** |
| **AT0052** | Comunicación vía Ethernet a Router Externo | Comunicación tipo WAN a través de APN Privada. “Devices Service” del SMMePlus considerado en la arquitectura de la aplicación para la comunicación con la U. Concentradora |

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple parcialmente el requerimiento.

1. **Observación auditoría**

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:

ID-Planes-005

## Requerimiento AT0205

1. **Requerimiento**

Las Unidades Concentradores deben **garantizar** la comunicación entre la Unidad de Medida y el Sistema de Gestión y Operación.

1. **Comentario inodú del requerimiento**

El requerimiento de garantizar la comunicación no solo está relacionado a la disponibilidad del Concentrador, sino que también a la disponibilidad del sistema de medida, el SGO, y de los sistemas de comunicación entre los respectivos componentes del sistema. Es decir, es una cualidad que emerge producto de la interacción de los cuatro componentes mencionados anteriormente, particularmente a través de las interfaces 3 y 4.

Para garantizar la disponibilidad de lo componentes mencionados anteriormente se sugiere revisar la definición de los índices establecidos en el capítulo 7 del Anexo Técnico SMMC, los cuales serán abordados por Enel en su plan de implementación. La evaluación de este requerimiento es compleja dado que el garantizar la disponibilidad de las componentes del sistema no es posible desde la perspectiva de la unidad concentradora.

Así, por parte de inodú este requerimiento será abordado desde la perspectiva de “permitir” la comunicación entre la Unidad de Medida y el SGO, ya que es la única forma posible de abordarlo actualmente. De este modo, este requerimiento es equivalente a la verificación de los requerimientos AT0026; AT0052 y AT0053, relativos a la comunicación de estos componentes del SMMC.

1. **Relación a otros componentes / requerimientos**

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Interfaz 3 y 4; Unidad de Medida; Concentrador LVM; Router 4G; Comunicaciones. |
| **Requerimientos** | AT0052; AT0053. |

1. **Observaciones autoevaluación realizada por Enel**

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | “Total” |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | See LVM Specification |
| **Observación inodú** | Sin comentarios |

1. **Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.**

Revisar requerimiento AT0052 y AT0053 relativos a las componentes físicas de comunicación.

1. **Auditoría inodú**

En INODU-02-4 se menciona como característica general de la Unidad Concentradora “Realiza la comunicación entre la Unidad de Medida y el Sistema de Gestión y Operación”.

El cumplimiento de los requerimientosAT0052 y AT0053 implica que las componentes de comunicación cumplen con el requerimiento. El requerimiento AT0052 abarca la interfaz i3 que relaciona la comunicación entre UM y Unidad Concentradora; El requerimiento AT0053 abarca la comunicación entre interfaz i4 que relaciona Unidad Concentradora y SGO.

En INODU-21-3 se indica:

*“The LVM (see Figure 1) then carries out communication (to and from the LV nodes), which relate to the conveying and the management of the information, the management of the communication network and the AMI functions of remote nodes afferent to LV customers – carried out by the Central System (AMM) on Smart Meters that populate each “electricity island”.”*

Por lo tanto, bajo la definición de la Unidad Concentradora, esta permite la comunicación entre la Unidad de Medida y el SGO.

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **totalmente** requerimiento de ser evaluado de la perspectiva de “permitir la comunicación entre Unidad de Medida y Sistema de Gestión y Operación”.

1. **Observación auditoría**

Si bien se puede evaluar que la Unidad de Medida permita la comunicación, no es factible garantizarlo, ya que esto depende de evaluaciones operacionales que no están al alcance de este reporte.

Se debe corroborar si este criterio de evaluación es adecuado.

## Requerimiento AT0206

1. **Requerimiento**

Los datos comunicados por la Unidad Concentradora deben poder ser obtenidos a través de los mecanismos de operación y mantenimiento local.

1. **Comentario inodú del requerimiento**

El requerimiento AT206 tiene relación con funcionalidades que se pueden dar a través de la interfaz i0, pero que sin embargo no se encuentran dentro de su definición según la Norma Técnica.

Se interpreta que el requerimiento solo tiene relación a la posibilidad de obtener los datos a través de la interfaz i0.

1. **Relación a otros componentes / requerimientos**

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Acceso Local; Interfaz 0; Concentrador LVM; Comunicaciones; Seguridad. |
| **Requerimientos** | AT0049; |

1. **Observaciones autoevaluación realizada por Enel**

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | “Total” |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | See LVM Specification |
| **Observación inodú** | Este requerimiento necesita información sobre mecanismos de operación y mantenimiento local de las unidades concentradoras. |

1. **Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.**

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-02-4** | Definición Unidad Concentradora y funcionalidad |
| **INODU-19-9** | MSC AND LVM CONCENTRATOR FUNCTIONAL SPECIFICATION - HHU FUNCTIONALITIES WITH REMOTE CONTROLL OF CONCENTRATOR |
| **INODU-19-10** | MSC AND LVM CONCENTRATOR FUNCTIONAL SPECIFICATION - 12.3 CONCENTRATOR IN “STAND ALONE” MODE |

1. **Auditoría inodú**

En INODU-02-4 se menciona como característica general de la Unidad Concentradora “Los datos comunicados por la Unidad Concentradora pueden ser obtenidos también a través de los mecanismos de operación y mantenimiento local”.

En INODU-19-9 e INODU-19-10 se menciona que a través de la conexión HHU al concentrador *(hands held unit*), se pueden obtener los datos comunicados por el concentrador.

Para corroborar totalmente este requerimiento es necesaria documentación sobre la operación y mantenimiento locales de la unidad concentradora (ID-Planes-009).

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple parcialmente el requerimiento.

1. **Observación auditoría**

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:

ID-Planes-009

## Requerimiento AT0207

1. **Requerimiento**

Las Unidades Concentradoras deben tener interfaces de “entrada/salida” para acceso local en funciones de operación y mantenimiento.

1. **Comentario inodú del requerimiento**

El requerimiento AT207 implica dos aspectos. Primero que esté disponible una interfaz (i0) para Acceso Local; y segundo que la interfaz sea funcional a las labores de operación y mantenimiento requeridas.

Lo segundo tiene relación con las funcionalidades que se pueden ejecutar a través de la interfaz i0, no obstante, dichas funcionalidades no han sido definidas.

El requerimiento será abordado desde el punto de vista de la existencia de los puertos para el acceso local.

1. **Relación a otros componentes / requerimientos**

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Concentrador LVM |
| **Requerimientos** |  |

1. **Observaciones autoevaluación realizada por Enel**

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | “Total” |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | See LVM Specification |
| **Observación inodú** |  |

1. **Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.**

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-02-4** | Definición Unidad Concentradora y funcionalidad |
| **INODU-19-7** | MSC AND LVM CONCENTRATOR FUNCTIONAL SPECIFICATION - Concentrator Running states |
| **INODU-19-8** | MSC AND LVM CONCENTRATOR FUNCTIONAL SPECIFICATION - CONCENTRATOR RUNNING MODES VARIATIONS |
| **INODU-19-9** | MSC AND LVM CONCENTRATOR FUNCTIONAL SPECIFICATION - HHU FUNCTIONALITIES WITH REMOTE CONTROLL OF CONCENTRATOR |
| **INODU-19-10** | MSC AND LVM CONCENTRATOR FUNCTIONAL SPECIFICATION - 12.3 CONCENTRATOR IN “STAND ALONE” MODE |

1. **Auditoría inodú**

En INODU-02-4 se menciona como característica general de la Unidad Concentradora “Posee interfaces de “entrada/salida” para acceso local en funciones de operación y mantenimiento”.

Para corroborar este requerimiento se debe verificar la existencia de las interfaces de entrada y salida en acceso local a la unidad concentradora. En INODU-19-7 se mencionan algunos modos de operación del concentrador, y la posibilidad de conectar una “*hand held unit (HHU)”*al concentrador a través de puerto óptico. Través de esta conexión se puede realizar el manejo remoto del concentrador según se describe en INODU-19-8, INODU-19-9 e INODU-19-10.

No es posible corroborar la relación de este tipo de conexiones con las funciones de operación y mantenimiento, por lo cual esto será considerado en ID-Planes-009.

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple parcialmenteel requerimiento.

1. **Observación auditoría**

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:

ID-Planes-009

## Requerimiento AT0208

1. **Requerimiento**

La conectividad local no debe afectar la conectividad remota y el acceso a la Unidad Concentradora debe contar con mecanismos de seguridad de datos y mecanismos de protección contra accesos no autorizados.

1. **Comentario inodú del requerimiento**

El requerimiento AT208 tiene relación con funcionalidades que se pueden dar a través de la interfaz i0, pero que sin embargo no se encuentran dentro de su definición según la Norma Técnica.

Para analizar este requerimiento se deberá verificar que:

* 1. Verificar que la conectividad local al concentrador no afecte la conectividad remota
  2. El acceso a la unidad concentradora debe contar con mecanismos de seguridad de datos.
  3. El acceso a la unidad concentradora debe contar con mecanismos de protección contra accesos no autorizados.

Relativo a la conectividad del concentrador, se entenderá por conectividad local la conexión a través del Acceso Local a la Unidad Concentradora, y por conectividad remota la conexión a través del remota a través del Router al SGO.

1. **Relación a otros componentes / requerimientos**

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | SGO; Unidad concentradora; |
| **Requerimientos** |  |

1. **Observaciones autoevaluación realizada por Enel**

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | “Total” |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | See LVM Specification |
| **Observación inodú** |  |

1. **Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.**

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-02-4** | Definición Unidad Concentradora y funcionalidad |
| **INODU-19-4** |  |
| **INODU-19-9** |  |

1. **Auditoría inodú**

En INODU-02-4 se menciona como característica general de la Unidad Concentradora “La conectividad local no afecta la conectividad remota y el acceso a la Unidad Concentradora cuenta con mecanismos de seguridad de datos y mecanismos de protección contra accesos no autorizados.”

Para la verificación de este requerimiento se corroborarán a continuación los siguientes puntos:

1. Verificar que la conectividad local no afecte la conectividad remota: en INODU-19-9 se menciona el modo de conexión local a través de HHU mientras se mantiene el control remoto del concentrador a través de su SGO. Esta evidencia permite corroborar que ambos modos de operación pueden coexistir, sin embargo, no se corrobora que no interfieran entre sí.
2. El acceso a la unidad concentradora debe contar con mecanismos de seguridad de datos y protección contra accesos no autorizados: relativo a seguridad y accesos no autorizados, en INODU-19-4 se presenta:

*“The entire concentrator’s database has to be encrypted and authenticated in such a way that all the stored information have to appear random by an attacker that provides access to the mass storage disk or by unofficial procedure. The encryption and authentication process has to be transparent in such a way that AMM and HHU do not require knowledge of the underlying database security.*

*The encryption procedure has to use 128-AES CBC or CTR mode (or equivalent and more recent wellknown encryption algorithm/mode agreed with e-distribuzione) with IV (Initialization Vector) diversified for every encryption/decryption phase and never reused even though the same table. Single operation such as read, write or retrieve a record has to produce an overhead above standard not encrypted database less than 15%. In order to get appropriate efficiency, only the requested tables/pages have to be decrypted not the entire database. When decrypted the requested tables should be kept in a volatile cache memory for the strictly necessary time to the operation*

*Each ciphered table/page has to be authenticated by suitable algorithm such as AES CMAC or SHA-2 256 or equivalent well-known authentication algorithm to be agreed with e-distribuzione. Once the application performs a read from disk, the associated table/page MAC has to be checked and corrupted MAC event has to be reported in a dedicated event log … TBD by e-distribuzione. Encryption and authentication keys have to be different and unique for each concentrator, derived from a unique 128 bit key in a secure way. Detail about key to be used is under discussion.”*

Falta corroborar que la conexión local y remota no interfieran entre si (ID-Planes-052).

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple parcialmente el requerimiento.

1. **Observación auditoría**

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:

ID-Planes-052

## Requerimiento AT0209

1. **Requerimiento**

En la Unidad Concentradora toda actualización de “firmware” debe ser remota, validada y generar un Evento SMMC de actualización y verificación exitosa y no exitosa, según corresponda.

1. **Comentario inodú del requerimiento**

Este requerimiento solo será evaluado desde la perspectiva de la solución Enel, ya que considera a la Unidad Concentradora, por lo tanto, se verificará sus mecanismos de actualización de firmware a través del SMMePlus.

1. **Relación a otros componentes / requerimientos**

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Unidad Concentradora; SGO |
| **Requerimientos** | AT0210; |

1. **Observaciones autoevaluación realizada por Enel**

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | “Total” |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | See LVM Specification |
| **Observación inodú** |  |

1. **Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.**

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-100-4** | SMMePlus User Manual - 8.17. Update concentrator firmware |
| **INODU-02-4** | Definición Unidad Concentradora y funcionalidad |
|  |  |

1. **Auditoría inodú**

En INODU-02-4 se menciona como característica general de la Unidad Concentradora: “Toda actualización de “firmware” es remota, validada y genera un evento SMMC de actualización y verificación exitosa y no exitosa, según corresponda.”

Relativo a la verificación del requerimiento a través de la documentación de respaldo del SMMePlus, en INODU-100-4 se presenta el procedimiento de actualización del firmware del concentrador a través de la aplicación del SMMePlus, lo cual permite su actualización remota.

En la documentación no se especifica la generación de un evento SMMC de actualización y verificación exitosa y no exitosa, por lo que este puno será abordado en los planes de implementación. (ID-Planes-051)

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple parcialmente el requerimiento.

1. **Observación auditoría**

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:

ID-Planes-051

## Requerimiento AT0210

1. **Requerimiento**

Las actualizaciones de “firmware” de las Unidades Concentradoras, no deben dar lugar a la modificación o supresión de los datos de medición, parámetros de configuración o parámetros operativos del equipo.

1. **Comentario inodú del requerimiento**

Este requerimiento puede ser abordado desde dos puntos de vista:

* + 1. Verificar si la documentación explicita que las actualizaciones de firmware de la unidad concentradora no dan lugar a la modificación o supresión de los datos de medición, parámetros de configuración o parámetros operativos del equipo.
    2. Verificar que no se explicite en la documentación el que las actualizaciones de firmware de la unidad concentradora tengan un efecto modificando o suprimiendo datos de medición, parámetros de configuración o parámetros operativos del equipo.

Para términos de esta auditoría se utilizará el criterio (i), dado que se requiere explicitar en la documentación de qué manera afectan las actualizaciones de firmware de la Unidad Concentradora al resto del sistema.

1. **Relación a otros componentes / requerimientos**

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Unidad Concentradora; SGO |
| **Requerimientos** | AT0209 |

1. **Observaciones autoevaluación realizada por Enel**

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | “Total” |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | See LVM Specification |
| **Observación inodú** |  |

1. **Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.**

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-100-4** | SMMePlus User Manual - 8.17. Update concentrator firmware |
| **INODU-02-4** | Definición Unidad Concentradora y funcionalidad |
|  |  |

1. **Auditoría inodú**

En INODU-02-4 se menciona como característica general de la Unidad Concentradora “Las actualizaciones de “firmware” no dan lugar a la modificación o supresión de los datos de medición, parámetros de configuración o parámetros operativos del equipo.”

Relativo a la verificación del requerimiento a través de la documentación de respaldo del SMMePlus, en INODU-100-4 se presenta el procedimiento de actualización del firmware del concentrador a través de la aplicación del SMMePlus. No se explicita en la documentación presentada por Enel que las actualizaciones de firmware de la unidad concentradora tengan un efecto modificando o suprimiendo datos de medición, parámetros de configuración o parámetros operativos del equipo, por lo que esto deberá ser abordado en ID-Planes-054.

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **parcialmente** el requerimiento.

1. **Observación auditoría**

Se debe corroborar si este criterio de evaluación es adecuado.

## Requerimiento AT0211

1. **Requerimiento**

Las Unidades Concentradoras deben poder detectar y reportar información de registro y eventos SMMC, tanto de las Unidades de Medida asociadas o como aquellos propios de la Unidad Concentradora.

1. **Comentario inodú del requerimiento**

Sin comentarios.

1. **Relación a otros componentes / requerimientos**

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Concentrador; SGO |
| **Requerimientos** | AT0027 |

1. **Observaciones autoevaluación realizada por Enel**

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | “Total” |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | See LVM Specification |
| **Observación inodú** |  |

1. **Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.**

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-02-4** | Definición Unidad Concentradora y funcionalidad |
| **INODU-102-3** |  |
| **INODU-98-1** |  |
| **INODU-98-3** |  |

1. **Auditoría inodú**

En INODU-02-4 se menciona como característica general de la Unidad Concentradora “Detecta y reporta información de registro y Eventos SMMC, tanto de las Unidades de Medida asociadas como aquellos propios de la Unidad Concentradora”.

Relativo a la verificación del requerimiento a través de la documentación de respaldo del SMMePlus, en INODU-98-2 se presenta la información que es recolectada por el SMMePlus, dentro de las cuales están:

“*The kind of information collected by the system are:*

*- Events*

*o Massive events are exported.*

*- Readings*

*o Statistic information are saved in internal database.*

*o Last current period reading for active energy for each meter is saved.*

*o Massive readings are exported.*

*- Load profiles*

*o Statistic information are saved in internal database.*

*o Massive load profiles are exported.*

*- Alarms*

*o Massive alarms are exported.*

*- Voltage variation*

*o Massive voltage variation are exported.*

*- Voltage interruption*

*o Last interruption values per each meter are saved internally.*

*o Massive voltage interruption are exported.*

*- Measurands*

*o Statistic information are saved in internal database.*

*o Massive measurands are exported.”*

Luego, en INODU-98-12 se presenta la forma en que el sistema maneja las alarmas del medidor y la unidad concentradora. En el caso del medidor, al generarse una alarma se genera un evento específico. El esquema de actuación es el siguiente:

A picture containing table

Description automatically generated

La Gestión de eventos y alarmas está documentado por Enel en el caso de uso 7 (INODU-10-1), y detalla el procedimiento para su manejo y derivación a sistemas de despacho de emergencia o sistemas de operación en terreno (INODU-10-3).

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple totalmente el requerimiento.

1. **Observación auditoría**

Sin comentarios.

## Requerimiento AT0213

1. **Requerimiento**

En el caso de producirse una interrupción de la comunicación, las Unidades Concentradoras deben tener funcionalidades para: Almacenar durante un período de tiempo de al menos 15 días corridos, la información de lecturas y eventos SMMC de todas las Unidades de Medida asociadas a ésta.

1. **Comentario inodú del requerimiento**

Sin comentario.

1. **Relación a otros componentes / requerimientos**

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Unidad Concentradora; SGO |
| **Requerimientos** |  |

1. **Observaciones autoevaluación realizada por Enel**

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | “Parcial” |
| **Comentario Autoevaluación Enel** |  |
| **Observación inodú** |  |

1. **Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.**

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-02-4** | Definición Unidad Concentradora y funcionalidad |
|  |  |
|  |  |

1. **Auditoría inodú**

En INODU-02-4 se menciona como característica general de la Unidad Concentradora “En el caso de producirse una interrupción de la comunicación, las Unidades Concentradoras cuentan con funcionalidades para: 9.1. Almacenar durante un período de tiempo de 15 días corridos, la información de lecturas y Eventos SMMC de todas las Unidades de Medida asociadas a ésta.”.

Relativo a la verificación del requerimiento a través de la documentación de respaldo de la Unidad Concentradora, está pendiente la información relativa a los procedimientos de operación y mantenimiento del concentrador (ID-Planes-009).

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple parcialmente el requerimiento.

1. **Observación auditoría**

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:

ID-Planes-009

## Requerimiento AT0214

1. **Requerimiento**

En el caso de producirse una interrupción de la comunicación, las Unidades Concentradoras deben tener funcionalidades para: Enviar la información almacenada de todos los Medidores asociados al Sistema de Gestión y Operación, ya sea a petición de dicho sistema o a petición de la Unidad Concentradora después del restablecimiento de la comunicación.

1. **Comentario inodú del requerimiento**

Sin comentario.

1. **Relación a otros componentes / requerimientos**

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Acceso Local; Interfaz 0; Concentrador LVM; Comunicaciones; Seguridad. |
| **Requerimientos** | AT0049; |

1. **Observaciones autoevaluación realizada por Enel**

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | “Total” |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | See LVM Specification |
| **Observación inodú** |  |

1. **Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.**

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-02-4** | Definición Unidad Concentradora y funcionalidad |
|  |  |
|  |  |

1. **Auditoría inodú**

En INODU-02-4 se menciona como característica general de la Unidad Concentradora “En el caso de producirse una interrupción de la comunicación, las Unidades Concentradoras cuentan con funcionalidades para: […]

9.2. Enviar la información almacenada de todos los Medidores asociados al Sistema de Gestión y Operación, ya sea a petición de dicho sistema o a petición de la Unidad Concentradora después del restablecimiento de la comunicación.”

Relativo a la verificación del requerimiento a través de la documentación de respaldo de la Unidad Concentradora, está pendiente la información relativa a los procedimientos de operación y mantenimiento del concentrador (ID-Planes-009).

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple parcialmente el requerimiento.

1. **Observación auditoría**

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:

ID-Planes-009

# Verificación de requerimientos SGO

## Requerimiento AT0027

1. **Requerimiento**

AT0027: Sistema de Gestión y Operación. Según referencia de definición de Anexo Técnico.

1. Comentario inodú del requerimiento

La definición del AT0027 es la siguiente:

Definición Sistema de gestión y Operación: “El Sistema de Gestión y Operación corresponde a un hardware, software y/o conjunto de aplicaciones informáticas que permiten administrar, controlar y gestionar la información, datos comandos relacionados con la medición y control del suministro de los Clientes y Usuarios del Sistema de Distribución. En particular, este sistema recibe y almacena la información procedente de las Unidades de Medida o Unidades Concentradoras, según corresponda. Además, el Sistema de Gestión y Operación evalúa y procesa los Eventos SMMC y Alarmas, pudiendo generar actos de administración y operación sobre el Sistema de Distribución. Adicionalmente, este sistema es también el encargado de la configuración del control, la operación y mantenimiento de todos los componentes de los SMMC.

El Sistema de Gestión y Operación debe contar con interfaces que permitan la integración de manera segura con sistemas de la Empresa Distribuidora.”

Este requerimiento puede ser evaluado de manera conjunta con los requerimientos relativos al SGO, corroborando los siguientes puntos:

1. Corresponde a un hardware, software y/o conjunto de aplicaciones informáticas.
2. Debe permitir administrar, controlar y gestionar la información relativa a las mediciones y suministro de los Clientes y Usuarios del Sistema de Distribución.
3. Debe recibir y almacenar la información procedente de las Unidades de Medida o Unidades Concentradoras, según corresponda.
4. Debe evaluar y procesar los Eventos SMMC y Alarmas, pudiendo generar actos de administración y operación sobre el Sistema de Distribución.
5. Está encargado de la configuración del control, la operación y mantenimiento de todos los componentes de los SMMC.
6. Debe contar con interfaces que permitan la integración de manera segura con sistemas de la Empresa Distribuidora.

El requerimiento deberá ser analizado para las dos soluciones propuestas por Enel. En el caso de la solución” Punto a Punto” se analizará como SGO el ***Starbeat Integration Platform*** (ver Figura 6) y en el caso de la solución “Medidor Enel” se estudiará la solución ***SMMEPlus Integration Platform*** (Figura 4).

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | SGO, Unidad de Medida, Unidad Concentradora, Comunicaciones, Interfaces |
| **Requerimientos** | AT0028; AT0029;  AT0051, AT0053, AT0054, AT0055, AT0056, AT0057, AT0058, AT0059, AT0060, AT0061. |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | “Total” |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | SMMePLus  Documento Starbeat |
| **Observación inodú** | Sin comentario. |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-02-5** | c) Sistema de Gestión y Operación para Medidor Punto a Punto d) Sistema de Gestión y Operación para Medidor Enel |
| **INODU-100-1** | 3.1SMMePlus\_UserManual\_vers.1.37.4-Introduction |
| **INODU-10-1** | Caso 7 Events\_Status Words management\_v.3 - Gestión de Eventos y Alarmas-Resumen |
| **INODU-102-2** | 8.SMMePlus - Architecture v4.0 - Introduction |
| **INODU-102-3** | 8.SMMePlus - Architecture v4.0 - SMMePlus Application |
| **INODU-10-3** | Caso 7 Events\_Status Words management\_v.3 - Gestión de Eventos y Alarmas-Dieagrama de secuencia de recopilación de eventos |
| **INODU-105-1** | 19.StarBeat\_SoftwareArchitecture\_Rel\_4\_3\_3 - StarBeat Subsystem Model |
| **INODU-105-2** | 19.StarBeat\_SoftwareArchitecture\_Rel\_4\_3\_3 - Features and Funtionalities view |
| **INODU-105-4** | 19.StarBeat\_SoftwareArchitecture\_Rel\_4\_3\_3 - use case |
| **INODU-105-5** | 19.StarBeat\_SoftwareArchitecture\_Rel\_4\_3\_3 - Reports dynamic and customizable |
| **INODU-106-1** | 20.StarBeat\_Technical\_Architecture\_Rel\_4\_3\_3 - Main Functional and Architectural Overview |
| **INODU-98-1** | 2.SMMePlus - Homologation v.1.5\_Final - 2. Especificación Técnica de Sistema de Gestión y Operación |
| **INODU-98-10** | 2.SMMePlus - Homologation v.1.5\_Final - Especificación técnica de Interfaces para Interoperabilidad |
| **INODU-98-12** | 2.SMMePlus - Homologation v.1.5\_Final - Alarms |
| **INODU-98-2** | 2.SMMePlus - Homologation v.1.5\_Final - Collected Information |
| **INODU-98-3** | 2.SMMePlus - Homologation v.1.5\_Final - Features |

1. **Auditoría inodú**

En INODU-02-5 Enel plantea las principales directrices bajo las cuales implementará los sistemas SGO, sus respectivas soluciones (*StarBeat* y *SMMePlus*), sus principales características sobre administración de datos e información y características sobre configuración, control y operación de sus componentes. Desde el punto de vista de requisitos de arquitectura planteados por Enel, en su documento INODU-02 se verifica que el requerimiento se cumple, sin embargo, para términos de esta auditoría se verificará la solución implementada a través de la respectiva documentación de las plataformas *StarBeat* y *SMMePlus* entregadas por Enel al equipo auditor.

Relativo a la solución Medidor Enel se presenta lo siguiente:

* **Documentación SMMePlus**: INODU-88, INODU-89, INODU-90, INODU-91, INODU-92, INODU-93, INODU-94, INODU-95, INODU-96, INODU-97, INODU-98, INODU-99, INODU-100, INODU-101, INODU-102, INODU-102.
* **Corresponde a un hardware, software y/o conjunto de aplicaciones informáticas:** Solución SGO es a través del *SMMePlus Platform Integration.* El esquema presentado en INODU-02 para el SMMePlus es el siguiente:

Diagram, timeline

Description automatically generated

En INODU-102-2 se presenta el *SMMePlus System* según:

*“SMMePlus system is a Service Fabric Application backed by several virtual servers that form a Service Fabric Cluster. This set of virtual machines hosts microservices and Service Fabric Runtime. Availability and efficiency are granted by replication of service’s state and distribution of replicas among different machines.”*

La arquitectura del *SMMePlus System* y sus respectivos componentes son:

* + *SMMEPlus application*
  + *TLogManager application*
  + *SMMEPlus Integration Service application*
  + *SMMEPlus Web Site*
  + *SMMEPlus Mobile application*

En INODU-102-3 se presentan las componentes del *SMMEPlus application* y el esquema que relaciona las diferentes funcionalidades de esta aplicación, conectando el sistema con los medidores a través de la unidad concentradora respectiva, para de este modo realizar el control y gestión de tareas a través del *Jobs Manager, el cual envía tareas hacia el Worker Service. El Worker Service* ejecuta tareas, contiene la información de estas, sus respectivos estados y envía la información respectiva al *TLogManager.* Adicionalmente, el servicio *Internal Clients - Work Manager* se relaciona con la base de datos *(Azure SQL database)* y administra si hay nuevas tareas que ejecutar y enviar al *JobsManager.* El esquema planteado por Enel es el siguiente:

Diagram

Description automatically generated

Figura 13: Esquema SMMEPlus Application según INODU-102.

Esta arquitectura presentada es la que permite las distintas funcionalidades del SMMePlus.

* **Debe permitir administrar, controlar y gestionar la información relativa a las mediciones y suministro de los Clientes y Usuarios del Sistema de Distribución:** En INODU-100-1 a través del manual de uso del SMMePlus se indica que este permite el control de todos los procedimientos relativos al control y manejo remoto de medidores, dentro de los cuales están:
  + Instalación y configuración de dispositivos
  + Operaciones de gestión y verificación
  + Generación y gestión de órdenes de trabajo
  + Mantenimiento
  + Informes
* **Debe recibir y almacenar la información procedente de las Unidades de Medida o Unidades Concentradoras, según corresponda:** como se menciona en INODU-102-3, en el esquema del *SMMEPlus application* se muestra la conexión del sistema con los medidores a través de la unidad concentradora respectiva. En INODU-98-1 se describe cómo el SGO maneja la información entre medidor y unidad concentradora: *“The relationship between the meter and the concentrator is managed by The HES: the association is usually done automatically when a meter is discovered by the concentrator, but can also be modified manually. In addition, automatic csv are extracted every day. When an association is done, the concentrator tries to recruit the meter; this operation can be automatic or manual.*

*If this recruitment is completed successfully, the system automatically creates two configuration activities:*

*1- The first is the technical configuration of the meter: clock synchronization, daylight saving time configuration, load profile interval, switch from public meter keys to private keys.*

*2- The second is the technical configuration of the meter inside the concentrator: the concentrator needs to know which load profile and readings collect for that meter.*

*When this flow is completed, the meter is automatically read by concentrator several times per day (depending on system configuration). “*

Luego, en INODU-98-3 se menciona cómo esta información es compartida con el *“Local Integation System”*, el cual se encarga de almacenarla.

* **Debe evaluar y procesar los Eventos SMMC y Alarmas, pudiendo generar actos de administración y operación sobre el Sistema de Distribución:** En INODU-98-2 se presenta la información que es recolectada por el SMMePlus, dentro de las cuales están:

“The kind of information collected by the system are:

- Events: Massive events are exported.

- Alarms: Massive alarms are exported.”

Luego, en INODU-98-12 se presenta la forma en que el sistema maneja las alarmas del medidor y la unidad concentradora. En el caso del medidor, al generarse una alarma se genera un evento específico. El esquema de actuación es el siguiente:

A picture containing table

Description automatically generated

La Gestión de eventos y alarmas está documentado por Enel en el caso de uso 7 (INODU-10-1), y detalla el procedimiento para su manejo y derivación a sistemas de despacho de emergencia o sistemas de operación en terreno (INODU-10-3).

* **Está encargado de la configuración del control, la operación y mantenimiento de todos los componentes de los SMMC:** En INODU-100-1 se menciona:

“The SMM ePlus allows complete control of all procedures related to Meters remote control and management, particularly:

- Device installation and configuration

- Management and verification operations

- Work Order generation and management

- Maintenance

- Reporting”

En INODU-102-4 se desarrolla el esquema de Gestión y Mantenimiento del Medidor Enel a través del SMMePlus Integration service:

*“SMMePlus Integration service exposes a WCF service that is called from external systems to provision information about manufacturing and installations and to request detachments, reconnections and readings.*

*The diagram below shows provisioning and devices management:*

A picture containing table

Description automatically generated”

Es necesaria información adicional sobre cómo se realiza el mantenimiento a las demás componentes del Sistema. Esto se solicita en ID-Planes-014

* **Debe contar con interfaces que permitan la integración de manera segura con sistemas de la Empresa Distribuidora:** en INODU-98-10 se describen las interfaces que permiten la interoperabilidad del sistema SMMePlus. Además, las interfaces también han sido verificadas en AT0051, AT0053, AT0054, AT0055, AT0056, AT0057, AT0058, AT0059, AT0060, AT0061: Relativo a las interfaces i2, i4, i5, i6, i7, i8, i9, i10, i11 e i12 respectivamente.

Relativo a la solución Punto a Punto:

* **Documentación:** INODU-104, INODU-105, INODU-106, INODU-107.
* **Corresponde a un hardware, software y/o conjunto de aplicaciones informáticas:** Solución SGO es a través del *StarBeat Platform Integration.* El esquema presentado en INODU-02 para el StarBeat es el siguiente:

Diagram

Description automatically generated

En INODU-106-1 se presentan las componentes de la arquitectura del *Starbeat System*. La comunicación con la unidad de medida se representa en el esquema a través de la interacción del GME (*Electronical Measuramente Device*) con el *Remote*

*Head End Comm module (PPNS*). Luego el *Remote Head End Comm Module* se comunica vía *Remote Driver* con el *AMM StarBeat Application Logic,* el cual a su vez se relaciona con *Back End Services (Securty, Processing, Scheduling, Batch),* *Data Layer* y Servicios externos como el Enel *Enterprise Service BUS* El esquema es el siguiente:

A screenshot of a computer

Description automatically generated with medium confidence

* **Debe permitir administrar, controlar y gestionar la información relativa a las mediciones y suministro de los Clientes y Usuarios del Sistema de Distribución:** En INODU-105-1 se presenta el StarBeat desde el punto de vista de los Subsistemas que lo componen. Estos son:
  + *StarGroove*
  + *StarPulse*
  + *StarSync*

Se presenta además el *PRD Environment* del StarBeat:

Diagram

Description automatically generated

Relativo a los subsistemas, se describen sus principales características:

***“2.1.1. StarPulse***

*StarPulse subsystem provides all user interfaces, and, services that enable a back office operator to handle the inventory of meter, and, create manually scheduling Tasks.*

*It provides administrative interface for enabling an application administrator to change the system parameters. StarPulse contains services that allow external systems of meter management to upload the inventories. Basically it’s a subsystem of presentation interfaces and services.*

***2.1.2. StarGroove***

*StarGroove subsystem provides all processes for creating automatically GME meter management tasks, and for dispatching these tasks to StarSync subsystem. It’s responsible for processing the responses returned from StarSync and to communicate them to external systems. Basically it’s a subsystem responsible for automatic creation of scheduled Tasks and for processing the returned response massively.*

***2.1.3. StarSync***

*The StarSync Subsystem takes charge of the activities for meter management created and dispatched by StarGroove or of the spot requests activated by a back office operator in StarPulse (or via Remote system request). It uses appropriate driver to submit these request activities to meters and acquire responses.*

*Basically it’s a subsystem responsible for the communication with the meters for performing the activities submitted by StarGroove and StarPulse.*

***2.1.4. Report***

*The Reporting module allows the user to filter and view the acquired readings (eventual errors and warning ), the historical master data, and the telereading communication data; this module is described in the Technical Architectural View ( document/section ).”*

Diagram

Description automatically generated

Luego, en base a este esquema de subsistemas y funcionalidades es posible administrar, controlar y gestionar la información relativa a los medidores.

* **Debe recibir y almacenar la información procedente de las Unidades de Medida o Unidades Concentradoras, según corresponda:** StarSync es el subsistema encargado de esta funcionalidad. En el caso de uso INODU-105-4 se desarrollan las principales tareas que debe ejecutar el StarSync:

**“**

* 1. *Perform Register Readings*
  2. *Perform Load Profile Readings at specified frequency*
  3. *Perform meter work order to program the meter*
  4. *Perform synchronization on Meters.”*
* **Debe evaluar y procesar los Eventos SMMC y Alarmas, pudiendo generar actos de administración y operación sobre el Sistema de Distribución:** en INODU-105-2 se nombran las funcionalidades del StartBeat. Dentro de las estas, en relación con el manejo de eventos y alarmas se nombran las siguientes:

*“Generic Product Functions: Self diagnostic functions and alarms management”*

*[…]*

*Call and connection managment: Retries and errors/warnings managments”*

En INODU-105-5 se describe la capacidad de personalizar los reportes. De este modo se pueden tener los siguientes informes:

“

*1. Equipment Report shows the equipments historical data.*

*2. Communication Report shows the synthesis of call executed for day, and, to get access to the Error details Report by day and communication channel*

*3. Telereading contains summary information of the Telereadings volumes, divided by month, and, then by day ( in the detail UI ) .*

*4. Call Tracing Report the synthesis of call make to executed an activity.*

*5. Warning Details the warnings occurred in the activities execution.*

*6. Error Details the errors occurred in the activities execution.”*

A diferencia del caso SMMEPlus, no hay un caso de uso que describa la Gestión de Eventos y alarmas del StarBeat. Se solicita desarrollar el respectivo caso de uso en el ID-Planes-013.

* **Está encargado de la configuración del control, la operación y mantenimiento de todos los componentes de los SMMC:** En INODU-105-2 se nombran las funcionalidades del StartBeat. Dentro de las estas, en relación al control, operación y mantenimiento de las componentes del SMMC se nombran las siguientes:

“*Telemanagment functions:*

* 1. *Workorder management from external system*
  2. *Configuration of Workorder operations*
  3. *Workorder execution (acquisition and retry )*
  4. *History of workorders and GUI view*
  5. *Backend Configuration of workorder/operations”*

No hay información específica sobre cómo el StarBeat realiza el mantenimiento de los componentes del SMMC, esto deberá ser abordado en ID-Planes-014.

* **Debe contar con interfaces que permitan la integración de manera segura con sistemas de la Empresa Distribuidora:** contrario al caso del SMMePlus, para el StarBeat no se tiene una documentación clara sobre las interfaces que permiten la integración con la empresa Distribuidora.

Relativo al desarrollo de las interfaces, estas también han sido verificadas en AT0051, AT0053, AT0054, AT0055, AT0056, AT0057, AT0058, AT0059, AT0060, AT0061: Relativo a las interfaces i2, i4, i5, i6, i7, i8, i9, i10, i11 e i12 respectivamente.

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple parcialmente el requerimiento.

1. **Observación auditoría**

Para el cumplimiento total de los requerimientos es necesario desarrollar documentación adicional respecto al SMMePlus y StarBeat.

ID-Planes-013

ID-Planes-014

## Requerimientos AT0028; AT0029

1. **Requerimiento**

AT0028: El SGO debe estar compuesto por el módulo Head End System - Unidad de Procesamiento. Según referencia de definición de Anexo Técnico.

AT0029: El SGO debe estar compuesto por el módulo Head End System - Unidad de Gestión. Según referencia de definición de Anexo Técnico.

1. Comentario inodú del requerimiento

Las definiciones de los AT0028 y AT0029 son las siguientes:

definición Head End System – Unidad de Procesamiento y unidad de Gestión: “

1. Head End System o HES: Sistema centralizado que permite el control y gestión de los distintos componentes del SMMC. El HES se puede dividir en dos submódulos:

1.1. Unidad de Procesamiento: Recibe la información proveniente de las Unidades de Medida y/o Unidades Concentradoras, tales como Evento SMMC y Alarmas, registrándola en la Base de Datos Central. Examina la información recibida y genera las Alarmas pertinentes.

1.2. Unidad de gestión: Monitorea y controla los distintos componentes del SMMC, la gestión centralizada de los datos del sistema, la detección de Eventos SMMC y las Alarmas generados por la Unidad de Procesamiento, entre otras. Además, es el encargado de instruir la sincronización horaria.”

En base a las definiciones del AT, para verificar el cumplimiento de estos requerimientos se corroborarán los siguientes puntos:

1. *Head End System* – Unidad de Procesamiento: sus funciones son:
   1. Recibir de la información proveniente de las Unidades de Medida y/o Unidades Concentradoras, tales como Evento SMMC y Alarmas.
   2. Registrar de la información recibida en la Base de Datos Central.
   3. Examinar la información recibida y genera las Alarmas pertinentes.
2. Head End System – Unidad de Gestión: sus funciones son:
   1. Monitorear y controlar:
      1. Componentes del SMMC,
      2. La gestión centralizada de los datos del sistema,
      3. La detección de Eventos SMMC y las Alarmas generados por la Unidad de Procesamiento, entre otras.
   2. Instruir la sincronización horaria.
3. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | SGO |
| **Requerimientos** | AT0027 |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | “Total” |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | SMMePLus  Documento Starbeat |
| **Observación inodú** | Sin comentarios |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-10-1** | Caso 7 Events\_Status Words management\_v.3 - Gestión de Eventos y Alarmas-Resumen |
| **INODU-102-3** | 8.SMMePlus - Architecture v4.0 - SMMePlus Application |
| **INODU-102-3** | 8.SMMePlus - Architecture v4.0 - SMMePlus Application |
| **INODU-10-3** | Caso 7 Events\_Status Words management\_v.3 - Gestión de Eventos y Alarmas-Dieagrama de secuencia de recopilación de eventos |
| **INODU-105-1** | 19.StarBeat\_SoftwareArchitecture\_Rel\_4\_3\_3 - StarBeat Subsystem Model |
| **INODU-105-2** | 19.StarBeat\_SoftwareArchitecture\_Rel\_4\_3\_3 - Features and Funtionalities view |
| **INODU-105-5** | 19.StarBeat\_SoftwareArchitecture\_Rel\_4\_3\_3 - Reports dynamic and customizable |
| **INODU-105-7** | 19.StarBeat\_SoftwareArchitecture\_Rel\_4\_3\_3 - External System Integration |
| **INODU-16-1** | Caso 13 Clock Sync AMI\_v.3 |
| **INODU-98-12** | 2.SMMePlus - Homologation v.1.5\_Final - Alarms |
| **INODU-98-2** | 2.SMMePlus - Homologation v.1.5\_Final - Collected Information |
| **INODU-98-7** | 2.SMMePlus - Homologation v.1.5\_Final - Especificaciones técnicas de Sistema de sincronización horaria |
| **INODU-98-8** | 2.SMMePlus - Homologation v.1.5\_Final - Especificaciones técnicas de Sistema de sincronización horaria |

1. **Auditoría inodú**

En base a lo desarrollado en el AT0027 (6.1), el *Head End Sysytem* y sus respectivas Unidades de Procesamiento y Unidades de Gestión se verificarán a través del cumplimiento de sus funcionalidades en los respectivos sistemas SMMePlus y StarBeat.

**Solución Enel – SMMePlus:**

1. ***Head End System* – Unidad de Procesamiento**: a continuación, se verificarán sus respectivas funciones:
   1. Recibir de la información proveniente de las Unidades de Medida y/o Unidades Concentradoras, tales como Evento SMMC y Alarmas.
   2. Registrar de la información recibida en la Base de Datos Central.
   3. Examinar la información recibida y genera las Alarmas pertinentes.

Verificación de funcionalidades 1.1, 1.2 y 1.3:

En INODU-98-2 se presenta la información que es recolectada por el SMMePlus y su manejo respectivo:

*“All the information collected by the system are shared with local integration system that is in charge of the storage. Each information is exported with the identification of the device, the timestamp and an attribute indicating the kind of information.*

*The exported information are:*

*- Pushed on cloud queues that can be consumed*

*- Appended on daily csv files*

*[…]*

*The kind of information collected by the system are:*

*- Events*

*o Massive events are exported.*

*- Readings*

*o Statistic information are saved in internal database.*

*o Last current period reading for active energy for each meter is saved.*

*o Massive readings are exported.*

*- Load profiles*

*o Statistic information are saved in internal database.*

*o Massive load profiles are exported.*

*- Alarms*

*o Massive alarms are exported.*

*- Voltage variation*

*o Massive voltage variation are exported.*

*- Voltage interruption*

*o Last interruption values per each meter are saved internally.*

*o Massive voltage interruption are exported.*

*- Measurands*

*o Statistic information are saved in internal database.*

*o Massive measurands are exported.”*

Luego, en INODU-98-12 se presenta la forma en que el sistema maneja las alarmas del medidor y la unidad concentradora. En el caso del medidor, al generarse una alarma se genera un evento específico. El esquema de actuación es el siguiente:

A picture containing table

Description automatically generated

La Gestión de eventos y alarmas está documentado por Enel en el caso de uso 7 (INODU-10-1), y detalla el procedimiento para su manejo y derivación a sistemas de despacho de emergencia o sistemas de operación en terreno (INODU-10-3).

De este modo es posible verificar las funcionalidades del módulo de procesamiento del HES.

1. **Head End System – Unidad de Gestión**: a continuación, se verificarán sus respectivas funciones:
   1. Monitorear y controlar:
      1. Componentes del SMMC,
      2. La gestión centralizada de los datos del sistema,
      3. La detección de Eventos SMMC y las Alarmas generados por la Unidad de Procesamiento, entre otras.

Verificación de la funcionalidad 2.1:

Desde el punto de vista del *SMMePlus application*, la Unidad de Gestión equivale a (INODU-102-3), en donde a través de sus subsistemas se puede verificar la capacidad de monitoreo y control del HES:

*“2.3.1. Jobs Manager*

*A dedicated service that:*

*1. Received jobs that have to be executed and put them in High Priority queue or Normal Priority queue.*

*2. Locate Worker Services and send the jobs to execute.*

*2.3.2. Worker Service*

*A dedicated service that:*

*1. Manages a specific kind of job (Meter Reading, N2Pload, Initialization, ...).*

*2. Receives jobs to execute from Jobs Manager.*

*3. Has all information of jobs in queue and jobs in executions in its state.*

*4. Sends collected information (readings, load profiles, …) to TLogManager application “*

*2.3.3. Internal Clients*

*Services dedicated to a specific operation.*

*One of internal clients is WorkManager. This service looks on database if there are new activities to execute and send them to JobsManager.*

*2.3.4. Devices*

*Single thread execution services that are in charge of talking with concentrators.*

*There is 1 device for 1 concentrator.”*

Relativo a la gestión de eventos y alarmas, en el Caso de Uso 7 documentado por Enel (INODU-10-1) se presenta su esquema, y se detalla el procedimiento para su manejo y derivación a sistemas de despacho de emergencia o sistemas de operación en terreno (INODU-10-3).

* 1. Instruir la sincronización horaria.

Verificación de la funcionalidad 2.2:

Respecto a la sincronización horaria, en INODU-98-7 e INODU-98-8 se especifica cómo se realiza la sincronización horaria respecto a la Unidad de Medida y Unidad Concentradora respectivamente. Los esquemas son los siguientes:

A picture containing diagram

Description automatically generated

Figura 14: Esquema de sincronización horaria de la Unidad de Medida (INODU-98-7).

A picture containing timeline

Description automatically generated

Figura 15: Esquema de sincronización horaria de la Unidad Concentradora (INODU-98-8). En particular, el concentrador se sincroniza con el sistema en cada conexión (INODU-98-8).

Además, en INODU-16 se desarrolla el caso de uso 13, relativo la sincronización del reloj y la infraestructura AMI. Este caso de uso desarrolla la sincronización solo del punto de vista del SMMePlus.

**Solución Punto a Punto – StarBeat:**

1. ***Head End System* – Unidad de Procesamiento**: a continuación, se verificarán sus respectivas funciones:
   1. Recibir de la información proveniente de las Unidades de Medida y/o Unidades Concentradoras, tales como Evento SMMC y Alarmas.
   2. Registrar de la información recibida en la Base de Datos Central.
   3. Examinar la información recibida y genera las Alarmas pertinentes.

Verificación de las funcionalidades 1.1, 1.2y 1.3:

En INODU-105-2 se nombran las funcionalidades del StarBeat. Dentro de las estas, en relación al manejo de eventos y alarmas se nombran las siguientes:

*“Generic Product Functions: Self diagnostic functions and alarms management”*

*[…]*

*Call and connection management: Retries and errors/warnings managements”*

En INODU-105-5 se describe la capacidad de personalizar los reportes. De este modo se pueden tener los siguientes informes:

“

*Equipment Report shows the equipments historical data.*

*Communication Report shows the synthesis of call executed for day, and, to get access to the Error details Report by day and communication channel*

*Telereading contains summary information of the Telereadings volumes, divided by month, and, then by day ( in the detail UI ) .*

*Call Tracing Report the synthesis of call make to executed an activity.*

*Warning Details the warnings occurred in the activities execution.*

*Error Details the errors occurred in the activities execution.”*

Relativo al almacenamiento de la información en una base de datos central, en INODU-105-7 se presenta

cómo el StarBeat se puede integrar con “centralized master data system (E.g. Heart Beat)”

Diagram

Description automatically generated

Sin embargo, no se tiene información respecto a cómo se envía la información de eventos y alarmas a la base de datos central (Heart Beat) o cómo se interactúa con ella (ID-Planes-015).

Dentro de las funcionalidades del Starbeat (INODU-105-2) se encuentran:

*“Generic Product Function:*

1. *Data Export*
2. *External system Integation*
3. *Log and trace Managment”*

A diferencia del caso SMMEPlus, no hay un caso de uso que describa la Gestión de Eventos y alarmas del StarBeat. Se solicita desarrollar el respectivo caso de uso en el ID-Planes-013.

1. ***Head End System* – Unidad de Gestión:** a continuación, se verificarán sus respectivas funciones:
   1. Monitorear y controlar:
      1. Componentes del SMMC,
      2. La gestión centralizada de los datos del sistema,
      3. La detección de Eventos SMMC y las Alarmas generados por la Unidad de Procesamiento, entre otras.

Verificación de la funcionalidad 2.1:

Desde el punto de vista del *StarBeat*, la Unidad de Gestión equivale a los subsistemas presentados en (INODU-105-1), en donde se puede verificar la capacidad de monitoreo y control del HES:

***“****In StarBeat there are other modules for example the Reporting Module, allows the user to filter, view and export the Star Beat data (master data, readings execution, etc.). All these modules are represented and described in the Technical Architectural View (document/section ).*

*2.1.1. StarPulse*

*StarPulse subsystem provides all user interfaces, and, services that enable a back office operator to handle the inventory of meter, and, create manually scheduling Tasks.*

*It provides administrative interface for enabling an application administrator to change the system parameters. StarPulse contains services that allow external systems of meter management to upload the inventories. Basically it’s a subsystem of presentation interfaces and services.*

*2.1.2. StarGroove*

*StarGroove subsystem provides all processes for creating automatically GME meter management tasks, and for dispatching these tasks to StarSync subsystem. It’s responsible for processing the responses returned from StarSync and to communicate them to external systems. Basically it’s a subsystem responsible for automatic creation of scheduled Tasks and for processing the returned response massively.*

*2.1.3. StarSync*

*The StarSync Subsystem takes charge of the activities for meter management created and dispatched by StarGroove or of the spot requests activated by a back office operator in StarPulse (or via Remote system request ). It uses appropriate driver to submit these request activities to meters and acquire responses.*

*Basically it’s a subsystem responsible for the communication with the meters for performing the activities submitted by StarGroove and StarPulse.*

*2.1.4. Report*

*The Reporting module allows the user to filter and view the acquired readings (eventual errors and warning ), the historical master data, and the telereading communication data; this module is described in the Technical Architectural View ( document/section ).”*

Instruir la sincronización horaria.

Dentro de las funcionalidades del Stabeat (INODU-105-2) se presentan:

“Synchronization with an external clock source

Meter remote setting, eg clock

Online meter clock setting”

A diferencia del caso SMMEPlus, para el StarBeat no se desarrolló un caso de uso relativo a la sincronización del reloj y la infraestructura AMI, por lo cual se abordará en ID-Planes-016.

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú:

* 1. Se cumple parcialmente el requerimiento AT0028.
  2. Se cumple parcialmente el requerimiento AT0029.

1. **Observación auditoría**

Los requerimientos se cumplen totalmente desde el punto de vista del SMMePlus, sin embargo, se requiere información adicional del StarBeat. Para el cumplimiento total de los requerimientos es necesario desarrollar la documentación señalada en los planes:

ID-Planes-013

ID-Planes-015

ID-Planes-016

## Requerimientos AT0030; AT0031

1. **Requerimiento**

AT0030: El SGO debe estar compuesto por el módulo Bases de Datos Central. Según referencia de definición de Anexo Técnico.

AT0031: La Base de Datos Central del SGO debe tener un sistema, mecanismos y protocolos de respaldo Back UP. Según referencia de definición de Anexo Técnico.

1. Comentario inodú del requerimiento

Las definiciones del AT030 y AT0031 son las siguientes:

Definición de Base de datos Central y Sistema BackUp: “

2. Base de Datos Central: Repositorio en el cual se registran todos los datos, Alarmas, Eventos SMMC, registros y, en general, toda la información de campo recopilada por el HES por un periodo mínimo de 2 años contados desde su registro. Este módulo solo puede ser intervenido directamente desde el HES, y no pueden acceder a él otras aplicaciones, sistemas o personas no autorizadas. La Base de Datos Central debe contar con mecanismos de redundancia y alta disponibilidad, según lo requiera la demanda y arquitectura de los SMMC implementados por la Empresa Distribuidora, así como también con un sistema, mecanismos y protocolos de respaldo o backup. Para el cumplimiento de las funciones de la Superintendencia, la Comisión y el Coordinador, la Empresa Distribuidora deberá respaldar los datos e información de la Base de Datos Central en otro medio que permita su recuperación por un periodo de, al menos, 3 años contados desde el cumplimiento de los 2 años señalados precedentemente.”

En base a las definiciones del AT, para verificar el cumplimiento de estos requerimientos se corroborarán los siguientes puntos:

1. Definición Base de Datos Central:
   1. Repositorio en el cual se registran todos los datos, Alarmas, Eventos SMMC, registros y, en general, toda la información de campo recopilada por el HES por un periodo mínimo de 2 años contados desde su registro.
   2. Este módulo solo puede ser intervenido directamente desde el HES, y no pueden acceder a él otras aplicaciones, sistemas o personas no autorizadas.
   3. Debe contar con mecanismos de redundancia y alta disponibilidad.
   4. Debe contar con un sistema, mecanismos y protocolos de respaldo o backup.
2. Relativo al Sistema BackUp:
3. Deberá respaldar los datos e información de la Base de Datos Central por un periodo de, al menos, 3 años contados desde el cumplimiento de los 2 años señalados precedentemente.
4. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | SGO, Base de datos central; BackUp |
| **Requerimientos** | AT0027; AT0044 |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | “Total” |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | SMMePLus  Documento Starbeat |
| **Observación inodú** |  |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-02-5** | c) Sistema de Gestión y Operación para Medidor Punto a Punto d) Sistema de Gestión y Operación para Medidor Enel |
| **INODU-102-5** | 8.SMMePlus - Architecture v4.0 - SMMePlus integration Service Application |
| **INODU-103-1** | 9.SMMePlus - Infrastructure - Homologation Chile - Database |
| **INODU-103-3** | 9.SMMePlus - Infrastructure - Homologation Chile - Backup and Restore |
| **INODU-105-2** | 19.StarBeat\_SoftwareArchitecture\_Rel\_4\_3\_3 - Features and Funtionalities view |
| **INODU-105-7** | 19.StarBeat\_SoftwareArchitecture\_Rel\_4\_3\_3 - External System Integration |
| **INODU-106-2** | 20.StarBeat\_Technical\_Architecture\_Rel\_4\_3\_4 - Logical view |
| **INODU-106-4** | 20.StarBeat\_Technical\_Architecture\_Rel\_4\_3\_5 - Data layer |
| **INODU-98-2** | 2.SMMePlus - Homologation v.1.5\_Final - Collected Information |

1. **Auditoría inodú**

En base a lo desarrollado en el AT0027 (6.1), el Head End Sysytem y sus respectivas Unidades de Procesamiento y Unidades de Gestión están representadas por las siguientes componentes según el tipo de solución:

Las características y funcionalidades por verificar son las siguientes:

1. Definición Base de Datos Central:
   1. Repositorio en el cual se registran todos los datos, Alarmas, Eventos SMMC, registros y, en general, toda la información de campo recopilada por el HES por un periodo mínimo de 2 años contados desde su registro.
   2. Este módulo solo puede ser intervenido directamente desde el HES, y no pueden acceder a él otras aplicaciones, sistemas o personas no autorizadas.
   3. Debe contar con mecanismos de redundancia y alta disponibilidad.
   4. Debe contar con un sistema, mecanismos y protocolos de respaldo o backup.
2. Relativo al Sistema BackUp:
   1. Deberá respaldar los datos e información de la Base de Datos Central por un periodo de, al menos, 3 años contados desde el cumplimiento de los 2 años señalados precedentemente.

**Solución Enel – SMMePlus:**

Verificación:

1.1 y 1.2: En INODU-103-1 se indica que la Base de datos utilizada en el caso del SMMePlus es SQL Azure (DB as Service). En INODU-98-2 se indica el tipo de información recolectada por el sistema (eventos, lecturas, perfiles de demanda, alarmas, mediciones, etc.) y se menciona que el Local Integration System es el encargado de su almacenamiento. En INODU-102-5 se describe el funcionamiento del SMMePlus Integration Service, el cual sigue el standard IEC 61968-9. Además, relativo a los accesos:

“2.5.1.2. External Event Hubs

Latest version of SMMePlus Integration Service pushes collected data (DC, samples, events) on an Azure Event Hub stream that can be accessed used a private key.

The Integration service of the client “listens” to this stream in order to download new information as soon as they’re available.

The payload pushed on Event Hub follows CIM standard.”

Es necesario detallar la capacidad de almacenamiento del DB que garantice al menos disponibilidad de 2 años de datos. Se considerará en ID-Planes-017.

1.3: No hay información detallada respecto a mecanismos de redundancia y alta disponibilidad del database. Se considerará en ID-Planes-018.

1.4 y 2.1: INODU-103-3 *“SQL Database uses SQL Server technology to create full backups every week, differential backups every 12 hours, and transaction log backups every 5-10 minutes. The backups are stored in RA-GRS storage blobs that are replicated to a paired data center for protection against a data center outage. When you restore a database, the service figures out which full, differential, and transaction log backups need to be restored.*

*The Point in Time recovery is available for 35 days.*

*The Long Time recovery is configured as following:*

*- Weekly backup available for 6 months*

*- Monthly backup available for 1 year”*

El Sistema BackUp no especifica capacidad de respaldar los datos por al menos 3 año. Se considerará en ID-Planes-034.

**Solución Punto a Punto – StarBeat:**

Verificación:

*1.1 y 1.2: Base de Datos Central: (INODU-106-2):*

*“- StarPulse Database used by the StarPulse and StarPulse\_Batch system.*

*- StarSync database used by the StarSync system.*

*The separation of two databases allows to tune distinctly the two main massive processes of the application:*

*- The process in StarGroove that automatically activates the defined schedulation, generating the requests to send asynchronously to StarSync.*

*- The process in StarSync of sending commands to meters in separate and parallel threads.”*

*Desde el punto de vista de implementación se utiliza Oracle DBMS (INODU-106-4).*

*Relativo a la interacción del StarBeat con la base de datos central, en INODU-105-7 se presenta*

*cómo el StarBeat se puede integrar con “centralized master data system (E.g. Heart Beat)”*

Diagram

Description automatically generated

Sin embargo, no se tiene información respecto a cómo se envía la información de eventos y alarmas a la base de datos central (Heart Beat) o cómo se interactúa con ella (ID-Planes-015).

Dentro de las funcionalidades del StarBeat (INODU-105-2) se encuentran:

*“Generic Product Function:*

1. *Data Export*
2. *External system Integation*
3. *Log and trace Managment”*

No se puede verificar que este módulo no pueda ser intervenido por otras aplicaciones sistemas o personas no autorizadas y que tenga capacidad de almacenamiento de al menos dos años (ID-Planes-035).

1.3: No se puede verificar que el DB posea mecanismos de redundancia y alta disponibilidad (ID-Planes-036)

1.4 y 2.1: No se menciona un sistema Back Up ni la periodicidad en que se realizaría. En el diseño de la solución Enel (INODU-02-5) tampoco se menciona que tenga sistema BackUp. (ID-Planes-037)

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú:

* 1. Se cumple parcialmente el requerimiento AT0030.
  2. Se cumple parcialmente el requerimiento AT0031.

1. **Observación auditoría**

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento AT0030 y AT0031 son los siguientes:

ID-Planes-017

ID-Planes-018

ID-Planes-034

ID-Planes-015

ID-Planes-035

ID-Planes-036

ID-Planes-037

## Requerimiento AT0054

1. **Requerimiento**

Interfaces del SMMC, I5: Interfaz Sistema de Gestión y Operación - Base de Datos Central. Según referencia de definición de Anexo Técnico.

1. Comentario inodú del requerimiento

Definición AT: **“**La interfaz I5 permite que la Empresa Distribuidora pueda guardar la información

requerida en la Base de Datos Central, y pueda acceder a ella con la finalidad de garantizar la integridad de la misma.”

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | I5; SGO; Base de Datos Central |
| **Requerimientos** |  |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | Total |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* SMMePlus Interfaces Diagram.pptx  \* SMMePlus - Homologation.docx  \* Caso de uso 1 |
| **Observación inodú** | Sin comentario |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-103-5** | 9.SMMePlus - Infrastructure - Homologation Chile - Collected Information |
| **INODU-103-6** | 9.SMMePlus - Infrastructure - Homologation Chile - Report |
| **INODU-105-1** | 19.StarBeat\_SoftwareArchitecture\_Rel\_4\_3\_3 - StarBeat Subsystem Model |
| **INODU-105-5** | 19.StarBeat\_SoftwareArchitecture\_Rel\_4\_3\_3 - Reports dynamic and customizable |
| **INODU-98-10** | 2.SMMePlus - Homologation v.1.5\_Final - Especificación técnica de Interfaces para Interoperabilidad |

1. **Auditoría inodú**

En base a lo desarrollado en el AT0027 (6.1), la interfaz i5 SMMC está representada por las siguientes componentes según el tipo de solución:

1. **Solución Enel – SMMePlus:** Relativo a la interfaz i5 se presenta la siguiente información de respaldo:

* INODU-98-10: “The database of the HES can be consulted using the reports available on website and the daily extractions.”
* INODU-103-5: “*2.4. Collected information*

*As described in SMMePlus – Architecture (Reference [1]), the information collected by SMMePlus are available for local business in two ways:*

*- csv files for each day for readings, daily closures, load profiles, prepayment information, maximum powers*

*- pushes data on external Event Hubs so that external services can download them asynchronously*

*CSV are available on Storage Account. Each storage account contains information of a single company and can be accessed with a connection string.*

*The Event Hub is a cloud stream on which is it possible to subscribe using a specific consumer identification and key.”*

* INODU-103-6: *”3.4. Report*

*In SMMePlus website, reports are used to check results of activities in the system.*

*Here are some information extracted from database.*

*[…]*

*This information are stored in database.*

*For accessing database it’s necessary to:*

*- Have the username and password*

*- Have the source ip address enabled in firewall”*

1. **Solución Punto a Punto – StarBeat:** a

* En INODU-105-5 se describe la capacidad de personalizar los reportes. De este modo se pueden tener los siguientes informes:

“

*Equipment Report shows the equipments historical data.*

*Communication Report shows the synthesis of call executed for day, and, to get access to the Error details Report by day and communication channel*

*Telereading contains summary information of the Telereadings volumes , divided by month, and, then by day ( in the detail UI ) .*

*Call Tracing Report the synthesis of call make to executed an activity.*

*Warning Details the warnings occurred in the activities execution.*

*Error Details the errors occurred in the activities execution.*

* Luego, dentro de los subsistemas del SMMePlus se encuentra el módulo *Report* (INODU-105-1):

*“2.1.4. Report*

*The Reporting module allows the user to filter and view the acquired readings ( eventual errors and warning ), the historical master data, and the telereading communication data; this module is described in the Technical Architectural View ( document/section ).”*

Se corrobora que a través de los respectivos reportes se desarrolla la funcionalidad de la interfaz i5, permitiendo a la empresa distribuidora el acceso a la información de sus respectivas bases de datos centrales.

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple totalmente el requerimiento.

1. **Observación auditoría**

Sin observaciones.

## Requerimiento AT0055

1. **Requerimiento**

Interfaces del SMMC, I6: Interfaz Sistema de Gestión y Operación - Otros Sistemas y aplicaciones de la empresa distribuidora. Según referencia de definición de Anexo Técnico.

1. Comentario inodú del requerimiento

Definición AT: “La interfaz I6 permite la comunicación entre el Sistema de Gestión y Operación con otros sistemas y aplicaciones de la Empresa Distribuidora, con permiso de lectura y escritura en ambos sentidos, según corresponda.”

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | SGO; Empresa Distribuidora |
| **Requerimientos** |  |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | Total |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* SMMePlus Interfaces Diagram.pptx  \* SMMePlus - Homologation.docx  \* Caso de uso 1 |
| **Observación inodú** |  |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-98-10** | 2.SMMePlus - Homologation v.1.5\_Final - Especificación técnica de Interfaces para Interoperabilidad |

1. **Auditoría inodú**

En base a lo desarrollado en el AT0027 (6.1), la interfaz i6 SMMC está representada por las siguientes componentes según el tipo de solución:

**Solución Enel – SMMePlus:** Relativo a la interfaz i6 se presenta la siguiente información de respaldo:

INODU-98-10: “*i6: Data collected by The HES are pushed on Event Hub queues (Microsoft Azure) that are shared with distribution company. The integration service of local country has the key for connecting with the Event Hub with read-only permissions.*

*The data collected by The HES are also pushed on csv files, shared with local country using a cloud storage that, now, are accessed with a connection string that allows read and write control.*

*In order to specify read or write permission the “Shared access signature” property of Azure Storage Account could be used.*

*In the other direction (from local systems to The HES), The HES exposes a service in the intranet that is used to provision information and request activities.”*

**Solución Punto a Punto – StarBeat:** a diferencia del SMMePlus, no hay un documento que permita identificar claramente la interacción de la interfaz i6 con otras aplicaciones de la empresa distribuidoras y brindar permisos de lectura-escritura (ID-Planes-038).

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple parcialmente el requerimiento.

1. **Observación auditoría**

El plan de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento AT0055 es el siguiente:

ID-Planes-038

## Requerimiento AT0056

1. **Requerimiento**

Interfaces del SMMC, I7: Interfaz Almacén de Datos y Reportes - Base de Datos central. Según referencia de definición de Anexo Técnico.

1. Comentario inodú del requerimiento

Definición AT: “La interfaz I7 permite la comunicación entre la Base de Datos Central y el Almacén de Datos y Reportes, y con permiso únicamente de lectura.”

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | I7; Base de datos central; Almacén de Datos y Reportes |
| **Requerimientos** |  |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | Total |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* SMMePlus Interfaces Diagram.pptx  \* SMMePlus - Homologation.docx  \* Caso de uso 1 |
| **Observación inodú** | Sin comentario |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-98-10** | 2.SMMePlus - Homologation v.1.5\_Final - Especificación técnica de Interfaces para Interoperabilidad |

1. **Auditoría inodú**

En base a lo desarrollado en el AT0027 (6.1), la interfaz i7 SMMC está representada por las siguientes componentes según el tipo de solución:

**Solución Enel – SMMePlus:** Relativo a la interfaz i7 se presenta la siguiente información de respaldo:

INODU-98-10: “Reports of the website uses the read-only replica of database.”

Sin embargo, no hay documentación sobre la interacción del SMMePlus y el Almacén de Datos y Reportes.

**Solución Punto a Punto – StarBeat:** No hay documentación sobre la interacción del StarBeat y el Almacén de datos y reportes.

El desarrollo de estos requerimientos será abordado en ID-Planes-040.

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple parcialmente el requerimiento.

1. **Observación auditoría**

El plan de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento AT0056 es el siguiente:

ID-Planes-040

## Requerimiento AT0057

1. **Requerimiento**

Interfaces del SMMC, I8: Interfaz Almacén de datos y reportes - Partes interesadas. Según referencia de definición de Anexo Técnico.

1. Comentario inodú del requerimiento

Definición AT: “La interfaz I8 permite el acceso de las Partes Interesadas autorizadas a la información de la Base de Datos Central. Contarán con permisos sólo de lectura, y la obtención de información podrá ser automática, programada y periódica, o bajo petición, según se defina.”

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Almacén de Datos y Reportes; Partes interesadas |
| **Requerimientos** |  |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | Total |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* SMMePlus Interfaces Diagram.pptx  \* SMMePlus - Homologation.docx  \* Caso de uso 1 |
| **Observación inodú** | Sin comentario |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-98-10** | 2.SMMePlus - Homologation v.1.5\_Final - Especificación técnica de Interfaces para Interoperabilidad |

1. **Auditoría inodú**

En base a lo desarrollado en el AT0027 (6.1), la interfaz i8 SMMC está representada por las siguientes componentes según el tipo de solución:

**Solución Enel – SMMePlus:** Relativo a la interfaz i8 se presenta la siguiente información de respaldo:

INODU-98-10: “A specific table of read-only replica database is accessible from Stakeholders.”

**Solución Punto a Punto – StarBeat:** a diferencia del SMMePlus, no hay un documento que permita identificar claramente la interacción de la interfaz i8 con las partes interesadas (ID-Planes-041).

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple parcialmente el requerimiento.

1. **Observación auditoría**

El plan de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento AT0057 es el siguiente:

ID-Planes-040

## Requerimientos AT0058; AT0059

1. **Requerimiento**

AT0058: Interfaces del SMMC, I9: Interfaz Almacén de datos y reportes - Operador de datos. Según referencia de definición de Anexo Técnico.

AT0059: Interfaces del SMMC, I10: Interfaz Operador de Datos - Partes interesadas. Según referencia de definición de Anexo Técnico.

1. Comentario inodú del requerimiento

Definición AT: “Las interfaces I9 e I10 harán las veces de interfaces I7 e I8, respectivamente, en caso que se cree el Operador de Datos.”

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | I9; i10; i7; i8 |
| **Requerimientos** | AT0028-AT0031; AT0044… (todos los relacionados al SGO) |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | Total |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* SMMePlus Interfaces Diagram.pptx  \* SMMePlus - Homologation.docx  \* Caso de uso 1 |
| **Observación inodú** | Sin comentario |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-98-10** | 2.SMMePlus - Homologation v.1.5\_Final - Especificación técnica de Interfaces para Interoperabilidad |

1. **Auditoría inodú**

**Solución Enel – SMMePlus:** Relativo a la interfaz i9 se presenta la siguiente información de respaldo:

INODU-98-10: “Reports of the website uses the read-only replica of database.”

Relativo a la interfaz i10 se presenta la siguiente información de respaldo:

INODU-98-10: “A specific table of read-only replica database is accessible from Stakeholders.”

**Solución Punto a Punto – StarBeat:** Símil a los requerimientos AT0056 y AT0057, se requieren definiciones de estas interfaces para el StarBeat (ID-Planes-040 e ID-Planes-041)

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumplen parcialmente los requerimientos AT0058 y AT0059.

1. **Observación auditoría**

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento de los requerimientos AT0058 y AT0059 son los siguientes:

ID-Planes-040

ID-Planes-041

## Requerimientos AT0060; AT0061

1. **Requerimiento**

AT0060: Interfaces del SMMC, I11: Interfaz Servicios de valor agregado-SMMC. Según referencia de definición de Anexo Técnico. Los permisos podrán ser únicamente de lectura, o de lectura y escritura, según corresponda.

AT0061: Interfaces del SMMC, I12: Interfaz Servicio de valor agregado y Sistemas y Aplicaciones Empresa distribuidora. Según referencia de definición de Anexo Técnico, agosto 2019. Los permisos podrán ser únicamente de lectura, o de lectura y escritura, según corresponda, y deberán ser autorizados por la Superintendencia.

1. Comentario inodú del requerimiento

Definición AT: “Las interfaces I11 e I12 posibilitan la comunicación entre los servicios eléctricos de valor agregado y el SMMC y los sistemas y aplicaciones de la Empresa Distribuidora, respectivamente. Los permisos podrán ser únicamente de lectura, o de lectura y escritura, según corresponda, y deberán ser autorizados por la Superintendencia. En todo caso, el Cliente y/o Usuario deberá autorizar el uso de sus datos conforme se establece en el capítulo 8 del presente Anexo Técnico.”

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | I11; i12 |
| **Requerimientos** |  |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | Total |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* Documento "Solución Tecnológica para Enel Dx Chile para dar cumplimiento a la NT Dx y al AT SMMC 2021".  \* SMMePlus - Homologation.docx  \* Caso de Uso 1. |
| **Observación inodú** |  |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-98-10** | 2.SMMePlus - Homologation v.1.5\_Final - Especificación técnica de Interfaces para Interoperabilidad |

1. **Auditoría inodú**

**Solución Enel – SMMePlus:** INODU-98-10: “*i6: Data collected by The HES are pushed on Event Hub queues (Microsoft Azure) that are shared with distribution company. The integration service of local country has the key for connecting with the Event Hub with read-only permissions.*

*The data collected by The HES are also pushed on csv files, shared with local country using a cloud storage that, now, are accessed with a connection string that allows read and write control.*

*In order to specify read or write permission the “Shared access signature” property of Azure Storage Account could be used.*

*In the other direction (from local systems to The HES), The HES exposes a service in the intranet that is used to provision information and request activities.”* A través de esto es posible verificar la posibilidad de permisos de escritura y lectura en el HES del SMMePlus.

Sin embargo, hay una definición clara de cuáles son los servicios de valor agregado y su interacción con el SMMC y sistemas y aplicaciones de la empresa distribuidora

**Solución Punto a Punto – StarBeat:** No hay una definición clara de cuáles son los servicios de valor agregado y su interacción con el SMMC y sistemas y aplicaciones de la empresa distribuidora.

El desarrollo de estos requerimientos será abordado en ID-Planes-0 39.

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, no se cumplen los requerimientos AT0060 y AT0061.

1. **Observación auditoría**

El plan de implementación requerido para el cumplimiento de los requerimientos AT0060 y AT0061 es el siguiente:

ID-Planes-039

## Requerimiento AT0215; AT0216; AT0217; AT0218

1. **Requerimiento**

AT0215: El SGO debe Mantener el registro de las Unidades de Medida.

AT0216: El SGO debe contar con funcionalidades para agregar, cambiar o modificar la asociación entre UM y cliente y/o usuario.

AT0217: El SGO debe contar con funcionalidades para la asociación entre las UM para monitoreo del SD y los clientes y/o usuarios conectados al transformador de distribución correspondiente.

AT0218: El SGO debe disponer de mecanismos para identificar aquellos clientes y/o usuarios que inyecten energía al SD.

1. **Comentario inodú del requerimiento**

Estos requerimientos son relativos a la conexión con la Unidad de Medida y los clientes y/o usuarios del SD. En particular se debe verificar:

1. AT0215 - Registro de UM.
2. AT0216 - Funcionalidades de agregar, cambiar o modificar la asociación UM y cliente y/o usuario.
3. AT0217 - Funcionalidades de asociación entre UM para monitoreo del SD y clientes y/o usuarios conectados a transformadores de distribución.
4. AT0218 - Mecanismos de identificación de clientes y/o usuarios que inyecten energía al SD.
5. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | SGO, Unidades de Medida |
| **Requerimientos** | AT0028-AT0031; AT0044… (todos los relacionados al SGO) |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | AT0215 | Total |
| AT0216 | Total |
| AT0217 | Parcial |
| AT0218 | Total |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | AT0215 | \* Documento SMMePlus  \* Homologation.docx |
| AT0216 | \* Documento SMMePlus  \* Homologation.docx |
| AT0217 | Ver SMMePlus User Manual and SMMePlus - Homologation.docx POINT 2 |
| AT0218 | \* Documento SMMePlus  \* Homologation.docx |
| **Observación inodú** |  | Según los comentarios de autoevaluación Enel, no se consideró la autoevaluación del StarBeat. |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-104-1** | 15.Starbeat\_UserManual\_ver. 4.4 - Equipment Maste Data |
| **INODU-98-1** | 2.SMMePlus - Homologation v.1.5\_Final - 2. Especificación Técnica de Sistema de Gestión y Operación |
| **INODU-100-2** | 3.1SMMePlus\_UserManual\_vers.1.37.4-Indice |
| **INODU-93-1** | 12.SMMePlus - Measurands collection v1.0 - Measurand registries |
| **INODU-93-2** | 12.SMMePlus - Measurands collection v1.0 - CIM code |

1. **Auditoría inodú**

En base a lo desarrollado en el AT0027 (6.1), la Seguridad del SMMC están representadas por las siguientes componentes según el tipo de solución:

1. Solución Enel – SMMePlus:
   1. AT0215 - Registro de UM: (INODU-98-1) “The HES has in its internal database the list of meters and POD (Point of Deliver). The provisioning of these information can be done from web site (one by one and massively) and via integration (automatically).

On website specific reports that allows to see the list and the status of meters and PODs are available.”

* 1. AT0216 - Funcionalidades de agregar, cambiar o modificar la asociación UM y cliente y/o usuario: (INODU-98-1) “*It’s possible to create, update and delete the associations between meters and PODs.*

*These operations can be done from web site (one by one and massively) and via integration (automatically).*

*There are specific reports regarding the relationship between meters and PODs.”*

* 1. AT0217 - Funcionalidades de asociación entre UM para monitoreo del SD y clientes y/o usuarios conectados a transformadores de distribución: (INODU-100-2) en el manual de uso del SMMePlus se muestran diferentes formas de agregar o quitar unidades de medida y sus respectivos transformadores y subestaciones al área de provisión. Sin embargo, dentro de la solución aún no se integran UM para Monitoreo, el cual será implementado a través de los equipos Qed a partir del 2023 (ID-Planes-042)
  2. AT0218 - Mecanismos de identificación de clientes y/o usuarios que inyecten energía al SD: (INODU-93-1 e INODU-93-2) se presentan los registros posibles a través del SGO, dentro de los cuales es posible la lectura de potencia activa positiva y negativa, cada una con un código respectivo.

1. Solución Punto a Punto – StarBeat:
2. AT0215 - Registro de UM: (INODU-104-1) el manual de uso del Starbeat explica en la sección “4.1 Installation” el cómo registrar los diferentes equipos de medida.
3. AT0216 - Funcionalidades de agregar, cambiar o modificar la asociación UM y cliente y/o usuario: (INODU-104-1) el manual de uso del Starbeat explica en la sección “4.3 Edit” el cómo realizar modificaciones a los registros de las unidades de medida.
4. AT0217 - Funcionalidades de asociación entre UM para monitoreo del SD y clientes y/o usuarios conectados a transformadores de distribución: dentro de la solución aún no se integran UM para Monitoreo, el cual será implementado a través de los equipos Qed a partir del 2023 (ID-Planes-042)
5. AT0218 - Mecanismos de identificación de clientes y/o usuarios que inyecten energía al SD: No hay información relativa a este tipo de registros, sin embargo, debe ser posible de obtener a partir de los registros de mediciones (ID-Planes-043).
6. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú:

* Se cumple totalmente el requerimiento AT0215
* Se cumple totalmente el requerimiento AT0216
* Se cumple parcialmente el requerimiento AT0217
* Se cumple parcialmente el requerimiento AT0218

1. **Observación auditoría**

Para el cumplimiento de los requerimientos AT0217 y AT0218 se deben abordar los siguientes planes de implementación:

AT0217: ID-Planes-042

AT0218: ID-Planes-043

## Requerimiento AT0219

1. **Requerimiento**

AT0219: El SGO deberá permitir la configuración de los períodos de lectura y otras funcionalidades implementadas en los SMMC.

1. Comentario inodú del requerimiento

Para verificar este requerimiento se debe corroborar que el SGO permita configurar los periodos de lectura u otras funcionalidades del SMMC.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | SGO |
| **Requerimientos** |  |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | Total |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* Documento SMMePlus  \* Homologation.docx |
| **Observación inodú** |  |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-98-1** | 2.SMMePlus - Homologation v.1.5\_Final - 2. Especificación Técnica de Sistema de Gestión y Operación |
| **INODU-104-1** | 15.Starbeat\_UserManual\_ver. 4.4 - Equipment Maste Data |

1. **Auditoría inodú**

La verificación del requerimiento para cada uno de los SGO es la siguiente:

**Solución Enel – SMMePlus:** en INODU-98-1 se presentan las especificaciones técnicas del SMMePlus, dentro de las cuales se indica:

“*The relationship between the meter and the concentrator is managed by The HES: the association is usually done automatically when a meter is discovered by the concentrator, but can also be modified manually. In addition, automatic csv are extracted every day.*

*When an association is done, the concentrator tries to recruit the meter; this operation can be automatic or manual.*

*If this recruitment is completed successfully, the system automatically creates two configuration activities:*

*1- The first is the technical configuration of the meter: clock synchronization, daylight saving time configuration,* ***load profile interval****, switch from public meter keys to private keys.*

*2- The second is the technical configuration of the meter inside the concentrator: the concentrator needs to know* ***which load profile and readings collect for that meter****.*

*D*e este modo se corrobora que a través del sistema SMMePlus es posible configurar los periodos de lectura del medidor y otras funcionalidades.

**Solución Punto a Punto – StarBeat:** en INODU-104-1 se presenta en el manual de uso del StarBeat un listado de funcionalidades que son configurables en el proceso de instalación. Dentro de estas configuraciones está: *“Type of Reading (Load curves): (automatically proposed/prefilled) sampling interval of the equipment, used in the communication with the meter during the data acquiring process. “*

De este modo se corrobora que a través del sistema StarBeat es posible configurar los periodos de lectura del medidor y otras funcionalidades.

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple totalmente el requerimiento.

1. **Observación auditoría**

Sin comentarios.

## Requerimiento AT0220

1. **Requerimiento**

AT0220: El SGO debe disponer de mecanismos para almacenar en la base de datos central los datos de las lecturas de las variables eléctricas de las distintas Unidades de Medida.

1. Comentario inodú del requerimiento

Para verificar este requerimiento se debe corroborar la existencia de mecanismos de almacenamiento de los datos de lectura de las variables eléctricas de las UM en la base de datos central.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | SGO; Base de datos Central; UM |
| **Requerimientos** |  |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | Total |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* Documento SMMePlus  \* Homologation.docx  \* SMMeplus Architecture |
| **Observación inodú** |  |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-105-7** | 19.StarBeat\_SoftwareArchitecture\_Rel\_4\_3\_3 - External System Integration |
| **INODU-108-1** | Plataforma Integracion - 3. Architecture |

1. **Auditoría inodú**

La verificación del requerimiento para cada uno de los SGO es la siguiente:

**Solución Enel – SMMePlus:** En INODU-108-1 se desarrollan los mecanismos de transferencia de datos desde el SGO al *cloud stream* respectivo, a través de un *Event Hub.* Una vez en el *cloud stream*, la transferencia de datos a la base de datos central respective es responsabilidad del servicio de almacenamiento contratado por Enel para estos fines.

**Solución Punto a Punto – StarBeat:** Relativo al almacenamiento de la información en una base de datos central, en INODU-105-7 se presenta cómo el StarBeat se puede integrar con “centralized master data system (E.g. Heart Beat)”

Diagram

Description automatically generated

Sin embargo, no se tiene información respecto a cómo se envía la información de eventos y alarmas a la base de datos central (Heart Beat) o cómo se interactúa con ella (ID-Planes-015).

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple parcialmente el requerimiento.

1. **Observación auditoría**

El requerimiento se cumple totalmente desde el punto de vista del SMMePlus, sin embargo, se requiere información adicional del StarBeat. Para el cumplimiento total del requerimiento es necesario desarrollar la documentación señalada en los planes:

ID-Planes-015

## Requerimiento AT0221

1. **Requerimiento**

AT0221: El SGO debe poder administrar datos técnicos de las UM, como el número de medidor, geolocalización (WGS84), relaciones de transformación en el caso de utilizar transformadores de medida, y las variables eléctricas a registrar.

1. Comentario inodú del requerimiento

En el presente requerimiento se debe verificar que el SGO permita administrar los siguientes datos de la UM:

* + Número de medidor.
  + Geolocalización (WGS84)
  + Relaciones de transformación en caso de utilizar TTMM.
  + Variables eléctricas a registrar.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | SGO; UM |
| **Requerimientos** |  |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | Total |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* Documento SMMePlus  \* Homologation.docx |
| **Observación inodú** |  |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-98-1** | 2.SMMePlus - Homologation v.1.5\_Final - 2. Especificación Técnica de Sistema de Gestión y Operación |
| **INODU-98-3** | 2.SMMePlus - Homologation v.1.5\_Final - Features |
| **INODU-104-1** | 15.Starbeat\_UserManual\_ver. 4.4 - Equipment Maste Data |

1. **Auditoría inodú**

La verificación del requerimiento para cada uno de los SGO es la siguiente:

**Solución Enel – SMMePlus:** en INODU-98-1 se presentan las especificaciones técnicas del SMMePlus, dentro de las cuales se indica:

“The HES has in its internal database the list of meters and POD (Point of Deliver). The provisioning of these information can be done from web site (one by one and massively) and via integration (automatically).

[…]

Each POD is identified from a specific address and specific coordinates (latitude and longitude) in order to show exact position on the map.”

De este modo se corrobora que se puede administrar la ID del medidor y su Geolocalización. No se especifica que el formato de geolocalización sea WGS84 (ID-Planes-060).

Como se menciona en el AT0022, en la solución Enel no se consideran TTMM, por lo que no se deberá verificar su registro.

Relativo a la administración de las variables eléctricas, en INODU-98-3 se enlistan las principales características del SGO, dentro de las cuales está la recolección de variaciones de voltaje e interrupciones, con lo cual se puede afirmar que son administradas este tipo de variables.

**Solución Punto a Punto – StarBeat:** en INODU-104-1 se presenta en el manual de uso del StarBeat un listado de funcionalidades que son configurables en el proceso de instalación. Dentro de estas configuraciones está:

*“4.1. Installation*

*The Equipment installation functionality allows the operator to enter meters, communication module, default scheduled activities in the StarBeat Master Data.*

*[…]*

*Most noticeable fields are the following, however, it should be noted that most of this information can be automatically evaluated by StarBeat:*

*[…]*

*• POD: a 15 alphanumeric code identifying the Point Of Delivery for the equipment. No logic is performed on this field by the system during the meter acquisition process. This field is part of the available search criteria for the equipment search.*

*• Dist. Company / Geographic area / Geographic zone: country specific categorization of equipment based on geographic location. Available options for the geographic zone depend on the area selected, and available options for area depend on company selected. These fields are part of the available search criteria for the equipment search.*

*[…]*

*• Manufacturer S/N (Meter ID 1) and Software meter ID: meter serial number 1/. This field (Software meter ID) is checked against the one returned by the meter during data acquisition and causes the reading to be marked as warning in case of mismatch. This field is part of the available search criteria for the equipment search.*

*“*

De este modo se corrobora que se puede administrar la ID del medidor y su Geolocalización. No se especifica que el formato de geolocalización sea WGS84 (ID-Planes-060).

Como se menciona en el AT0022, en la solución Punto a Punto se considera el uso de transformadores de medida, por lo que se debe poder administrar la relación de transformación de estas, sin embargo, esto no se encuentra en la documentación proporcionada por Enel (ID-Planes-061). De igual manera, el registro de las variables eléctricas tampoco se encuentra en la documentación (ID-Planes-061).

De este modo se verifica que el requerimiento se cumple parcialmente desde el punto de vista de la solución Punto a Punto.

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple parcialmente el requerimiento.

1. **Observación auditoría**

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:

ID-Planes-060

ID-Planes-061

## Requerimiento AT0222

1. **Requerimiento**

AT0222: El SGO debe permitir lectura local y remota de las distintas UM indicando fecha y hora de cada medida, alarma o dato registro.

1. Comentario inodú del requerimiento

Para verificar este requerimiento se debe corroborar que a través de los SGO se permita la lectura local y remota de la UM, las cuales deben indicar:

* + Fecha y hora de cada medida, alarma o dato de registro.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | SGO; UM |
| **Requerimientos** |  |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | Total |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* Documento SMMePlus  \* Homologation.docx |
| **Observación inodú** |  |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-88-2** | HES - ePlus Mobile - User Manual - |
| **INODU-98-3** | 2.SMMePlus - Homologation v.1.5\_Final - Features |
| **INODU-100-5** | 3.1SMMePlus\_UserManual\_vers.1.37.4-9.7. Readings Reports |
| **INODU-104-1** | 15.Starbeat\_UserManual\_ver. 4.4 - Equipment Maste Data |
| **INODU-105-10** | 19.StarBeat\_SoftwareArchitecture\_Rel\_4\_3\_3 - 4.4. Meter Local readings management |
| **INODU-105-11** | 19.StarBeat\_SoftwareArchitecture\_Rel\_4\_3\_3 - 4.9. Tele reading functions |

1. **Auditoría inodú**

La verificación del requerimiento para cada uno de los SGO es la siguiente:

**Solución Enel – SMMePlus:** Las evidencias para corroborar el requerimiento son las siguientes:

* Permitir lectura local y remota de las UM: En INODU-98-3 se indica “2.4. Feature [….] - Commercial meter workorders:  Reading (local and remote)”
* Integración de estampa de tiempo:

En INODU-88-2 se presenta un ejemplo de la lectura a través del Acceso local (*ePlus Mobile*), donde se corrobora que la lectura contiene una estampa de tiempo con fecha y hora:

Graphical user interface, application

Description automatically generated

En INODU-100-5 se presenta un ejemplo de la lectura a través de la aplicación del SMMePlus (Acceso Remoto), donde se corrobora que la lectura contiene una estampa de tiempo con fecha y hora:

Graphical user interface, application, table

Description automatically generated

De este modo se corrobora el requerimiento para el SMMePlus.

**Solución Punto a Punto – StarBeat:** Las evidencias para corroborar el requerimiento son las siguientes:

* Permitir lectura local y remota de las UM: en INODU-105-10 se indica el *“4.4.1. Local meter acquisition within Mobile smartphone (Android )”* que permite la lectura local de medidores en rangos de tiempo específicos. En INODU-105-11 se indica el método para la lectura remota del medidor.
* Integración de estampa de tiempo: En INODU-104-1 se muestra un ejemplo del tipo de reportes de lectura que se pueden obtener a través del StarBeat, en donde se puede verificar su respectiva estampa de tiempo.

Graphical user interface, table

Description automatically generated

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple totalmente el requerimiento.

1. **Observación auditoría**

Sin comentarios.

## Requerimiento AT0223

1. **Requerimiento**

AT0223: El SGO debe permitir el monitoreo de la disponibilidad operativa de los distintos componentes del SMMC.

1. Comentario inodú del requerimiento

Para verificar el requerimiento se deberá corroborar que el SGO permita monitorear la disponibilidad de los diferentes componentes del SMMC. En el caso de la solución Enel es medidor y concentrador y para la solución punto a punto es solo medidor.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | SGO; SMMC |
| **Requerimientos** |  |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | Total |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* Homologation.docx  \* Documento Starbeat |
| **Observación inodú** |  |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-98-13** | 2.SMMePlus - Homologation v.1.5\_Final - 2.2. Reachability |

1. **Auditoría inodú**

La verificación del requerimiento para cada uno de los SGO es la siguiente:

**Solución Enel – SMMePlus:** En INODU-98-13 se indican los respectivos procedimientos para el monitoreo de disponibilidad para el medidor y el concentrador respectivamente.

**Solución Punto a Punto – StarBeat:** No hay documentación disponible respecto al monitoreo realizado por el StarBeat a la disponibilidad de las UM (ID-Planes-062).

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple parcialmente el requerimiento.

1. **Observación auditoría**

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:

ID-Planes-062

## Requerimiento AT0224

1. **Requerimiento**

AT0224: El SGO debe contar con mecanismos sistemáticos para el respaldo periódico de la información y que permitan restaurar dicha información frente a requerimientos del SMMC.

1. Comentario inodú del requerimiento

Para verificar este requerimiento se debe corroborar que el SGO cuente con mecanismos sistemáticos para respaldo periódico de información.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | SGO |
| **Requerimientos** |  |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | Total |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* Documento SMMePlus  \* Homologation.docx  \* SMMeplus Architecture |
| **Observación inodú** |  |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-103-3** | 9.SMMePlus - Infrastructure - Homologation Chile |

1. **Auditoría inodú**

La verificación del requerimiento para cada uno de los SGO es la siguiente:

**Solución Enel – SMMePlus:** como se menciona en desarrollo del requerimiento AT0031, el sistema SMMePlus cuenta con mecanismos de BackUp respecto a sus bases de datos locales (SQL), sin embargo, no hay documentación relativa mecanismos sistemáticos de respaldo en la base de datos central. Este punto se abarcará con documentación que debe desarrollar Enel respecto a los contratos con servicios externos de almacenamiento de información (ID-Planes-064).

**Solución Punto a Punto – StarBeat:** como se menciona en desarrollo del requerimiento AT0031, el sistema StarBeat no presenta actualmente mecanismos de BackUp documentados. Este punto se abarcará con documentación que debe desarrollar Enel respecto a los contratos con servicios externos de almacenamiento de información (ID-Planes-064).

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple parcialmente el requerimiento.

1. **Observación auditoría**

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:

ID-Planes-064

## Requerimiento AT0225

1. **Requerimiento**

AT0225: El SGO deberá permitir la generación de reportes de información almacenada incluidos los registros de eventos SMMC y Alarmas.

1. Comentario inodú del requerimiento

Se debe verificar que el SGO permita la generación de reportes de información almacenada, incluidos los registros de eventos SMMC y alarmas.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | SGO |
| **Requerimientos** | AT0027; AT0028; AT0029; AT0246 |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | Total |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* Documento SMMePlus  \* Homologation.docx  \* SMMeplus Architecture |
| **Observación inodú** |  |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-10-1** | Caso 7 Events\_Status Words management\_v.3 - Gestión de Eventos y Alarmas-Resumen |
| **INODU-10-3** | Caso 7 Events\_Status Words management\_v.3 - Gestión de Eventos y Alarmas-Dieagrama de secuencia de recopilación de eventos |
| **INODU-98-12** | 2.SMMePlus - Homologation v.1.5\_Final - Alarms |
| **INODU-98-2** | 2.SMMePlus - Homologation v.1.5\_Final - Collected Information |
| **INODU-105-5** | 19.StarBeat\_SoftwareArchitecture\_Rel\_4\_3\_3 - Reports dynamic and customizable |

1. **Auditoría inodú**

La verificación del requerimiento para cada uno de los SGO es la siguiente:

**Solución Enel – SMMePlus:** En INODU-98-2 se presenta la información que es recolectada por el SMMePlus y su manejo respectivo:

*“All the information collected by the system are shared with local integration system that is in charge of the storage. Each information is exported with the identification of the device, the timestamp and an attribute indicating the kind of information.*

*The exported information are:*

*- Pushed on cloud queues that can be consumed*

*- Appended on daily csv files*

*[…]*

*The kind of information collected by the system are:*

*- Events*

*o Massive events are exported.*

*- Readings*

*o Statistic information are saved in internal database.*

*o Last current period reading for active energy for each meter is saved.*

*o Massive readings are exported.*

*- Load profiles*

*o Statistic information are saved in internal database.*

*o Massive load profiles are exported.*

*- Alarms*

*o Massive alarms are exported.*

*- Voltage variation*

*o Massive voltage variation are exported.*

*- Voltage interruption*

*o Last interruption values per each meter are saved internally.*

*o Massive voltage interruption are exported.*

*- Measurands*

*o Statistic information are saved in internal database.*

*o Massive measurands are exported.”*

Luego, en INODU-98-12 se presenta la forma en que el sistema maneja las alarmas del medidor y la unidad concentradora. En el caso del medidor, al generarse una alarma se genera un evento específico. El esquema de actuación es el siguiente:

A picture containing table

Description automatically generated

La Gestión de eventos y alarmas está documentado por Enel en el caso de uso 7 (INODU-10-1), y detalla el procedimiento para su manejo y derivación a sistemas de despacho de emergencia o sistemas de operación en terreno (INODU-10-3).

De este modo es posible verificar que el SMMePlus es capaz de gestionar los eventos y alarmas, sin embargo, no es posible corroborar la generación de reportes de este tipo, por lo cual será abordado en ID-Planes-063.

**Solución Punto a Punto – StarBeat:** En INODU-105-5 se describe la capacidad de personalizar los reportes. De este modo se pueden tener los siguientes informes:

“*Equipment Report shows the equipments historical data.*

*Communication Report shows the synthesis of call executed for day, and, to get access to the Error details Report by day and communication channel*

*Telereading contains summary information of the Telereadings volumes, divided by month, and, then by day ( in the detail UI ) .*

*Call Tracing Report the synthesis of call make to executed an activity.*

*Warning Details the warnings occurred in the activities execution.*

*Error Details the errors occurred in the activities execution.”*

No es posible corroborar la generación de reportes de eventos y alarmas, por lo cual será abordado en ID-Planes-063.

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **parcialmente** el requerimiento.

1. **Observación auditoría**

Para el cumplimiento total del requerimiento es necesario desarrollar la documentación señalada en los planes:

ID-Planes-063

## Requerimientos AT0227; AT0228; AT0230

1. **Requerimiento**

AT0227: El SGO debe poder generar reportes de información de gestión de conexiones y desconexiones.

AT0228: El SGO debe poder generar reportes de información de registro de conexiones/desconexiones y los tiempos asociados a cada uno de ellos.

AT0230: El SGO debe permitir la generación de reportes de continuidad de suministro y regulación de tensión.

1. Comentario inodú del requerimiento

Para la verificación de estos requerimientos se debe corroborar que el SGO cuente con la capacidad de:

* + Generar reportes de información de gestión de conexiones y desconexiones.
  + Generar reportes con los tiempos asociados a conexiones y desconexiones.
  + Generar reportes de continuidad de suministro y regulación de tensión.

Este requerimiento será abordado únicamente desde el punto de vista de la generación de reportes, ya que la identificación y generación de esta información se encuentra en otros requerimientos.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | SGO |
| **Requerimientos** |  |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | Total |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* Documento SMMePlus  \* Homologation.docx  \* SMMeplus Architecture |
| **Observación inodú** |  |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-XX-X** |  |

1. **Auditoría inodú**

No hay documentación para la verificación de la creación de este tipo de reportes, por lo que será abordado en ID-Planes-063.

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple parcialmente el requerimiento.

1. **Observación auditoría**

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:

ID-Planes-063

## Requerimiento AT0229

1. **Requerimiento**

AT0229: El SGO debe permitir la extracción de los datos de perfiles de carga de consumo e inyección.

1. Comentario inodú del requerimiento

Para verificar este requerimiento se debe corroborar que el SGO permita la extracción de:

* + Datos de perfiles de cargas de consumo.
  + Datos de perfiles de inyecciones.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | SGO; U. Concentradora; UM |
| **Requerimientos** |  |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | Total |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* Documento SMMePlus  \* Homologation.docx  \* SMMeplus Architecture |
| **Observación inodú** |  |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-92-1** | DailyClosure acquisition process - 2. Devices Configuration |
| **INODU-105-4** | 19.StarBeat\_SoftwareArchitecture\_Rel\_4\_3\_3 - use case |

1. **Auditoría inodú**

**Solución Enel – SMMePlus:** En INODU-92-1 se señala que el SMMePlus a través del procedimiento N2Pload realiza el registro de perfiles de demanda y “Daily closures” de los medidores despachados. No es posible comprobar con la información disponible si se pueden registrar perfiles de inyecciones (ID-Planes-071).

**Solución Punto a Punto – StarBeat:** En INODU-105-4 se señala que a través del Starsync del StarBeat es posible llevar a cabo la lectura de perfiles de carga a cierta frecuencia. Al igual que en el caso del SMMePlus, no es posible comprobar con la información disponible si se pueden registrar perfiles de inyecciones (ID-Planes-071).

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se parcialmente el requerimiento.

1. **Observación auditoría**

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:

ID-Planes-071

## Requerimiento AT0233

1. **Requerimiento**

AT0233: El SGO deberá poder identificar las UM y su Unidad Concentradora, según corresponda, que sean administradas por él.

1. Comentario inodú del requerimiento

Para verificar este requerimiento se debe corroborar que el SGO pueda identificar a las UM (Solución Punto a Punto) o UM-U. Concentradora (Solución Enel) que sean administradas por él.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | SGO; UM; U. Concentradora |
| **Requerimientos** | AT0221; |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | Total |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* Documento SMMePlus  \* Homologation.docx  \* SMMeplus Architecture |
| **Observación inodú** |  |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-98-1** | 2.SMMePlus - Homologation v.1.5\_Final - 2. Especificación Técnica de Sistema de Gestión y Operación |
| **INODU-104-1** | 15.Starbeat\_UserManual\_ver. 4.4 - Equipment Maste Data |

1. **Auditoría inodú**

**Solución Enel – SMMePlus:** En INODU-98-1: *“The HES has in its internal database the list of meters and POD (Point of Deliver). The provisioning of these information can be done from web site (one by one and massively) and via integration (automatically).*

*The relationship between the meter and the concentrator is managed by The HES: the association is usually done automatically when a meter is discovered by the concentrator, but can also be modified manually.”*

De este modo se corrobora que el SMMEPlus puede identificar a los concentradores y medidores, y sus relaciones entre sí.

**Solución Punto a Punto – StarBeat:** en INODU-104-1 se presenta en el manual de uso del StarBeat un listado de funcionalidades que son configurables en el proceso de instalación. Dentro de estas configuraciones está:

*“4.1. Installation*

*[…]*

*Most noticeable fields are the following, however, it should be noted that most of this information can be automatically evaluated by StarBeat:*

*[…]*

*• POD: a 15 alphanumeric code identifying the Point Of Delivery for the equipment. No logic is performed on this field by the system during the meter acquisition process. This field is part of the available search criteria for the equipment search.*

*[…]*

*• Manufacturer S/N (Meter ID 1) and Software meter ID: meter serial number 1/. This field (Software meter ID) is checked against the one returned by the meter during data acquisition and causes the reading to be marked as warning in case of mismatch. This field is part of the available search criteria for the equipment search.*

*“*

De este modo se corrobora que se puede administrar la ID del medidor, por tanto, identificarlo.

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple totalmente el requerimiento.

1. **Observación auditoría**

Sin comentarios.

## Requerimiento AT0234

1. **Requerimiento**

AT0234: El SGO deberá permitir la configuración de conexión desconexión y limitación de potencia, remota y local para los consumos.

1. Comentario inodú del requerimiento

Para verificar este requerimiento se debe corroborar que el SGO pueda permitir la configuración de desconexión y limitación de potencia, de manera local y remota para los consumos.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | SGO; UM; |
| **Requerimientos** |  |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | Total |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* Documento SMMePlus  \* Homologation.docx  \* Casos de Uso 6,14 y 15 |
| **Observación inodú** |  |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-09-1** | (Caso 6 Meter Remote Connect Disconnect\_v.3) - Conexión/ Desconexión remota del Medidor rev E |
| **INODU-17-1** | (Caso 14 Remote Power Reduction\_v.3) - Limitación de Potencia Remota a Unidad de Medida rev E |
| **INODU-18-1** | (Caso 15 Local Power Reduction\_v.3) - Limitación de Potencia Local a Unidad de Medida rev D |

1. **Auditoría inodú**

**Solución Enel – SMMePlus:** Para la verificación del requerimiento, se puede respaldar su cumplimiento a través de las siguientes evidencias:

* En el caso de uso 6 (INODU-09-1) se aborda la conexión/desconexión remota del medidor para el SMMePlus.
* En el caso de uso 14 (INODU-17-1) se aborda la limitación de potencia remota del medidor para el SMMePlus.
* En el caso de uso 15 (INODU-18-1) se aborda la conexión/desconexión local del medidor para el SMMePlus.

**Solución Punto a Punto – StarBeat:** No hay documentación relativa a este requerimiento para el caso del StarBeat, por lo que se deberá abordar en ID-Planes-076.

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple parcialmente el requerimiento.

1. **Observación auditoría**

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:

ID-Planes-076.

## Requerimiento AT0240

1. **Requerimiento**

AT0240: El SGO deberá permitir la actualización remota o local de Firmware, bajo estándares de seguridad apropiados que garanticen que la continuidad operacional de los SMMC no se vea comprometida.

1. Comentario inodú del requerimiento

Para verificar este requerimiento se debe corroborar que el SGO:

* + Permita la actualización remota o local del firmware.
  + Que la actualización del firmware tenga estándares de seguridad apropiados que garanticen que la seguridad operacional del SMMC no se vea comprometida.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | SGO; UM; U. concentradora |
| **Requerimientos** |  |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | Total |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* SMMePlus User Manual  \* SMMePlus - Homologation.docx  \* Caso de uso 9 |
| **Observación inodú** |  |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-08-1** | Caso 5 In Field Meter Program\_v.3 - Resumen |
| **INODU-100-4** | 3.1SMMePlus\_UserManual\_vers.1.37.4-.17. Update concentrator firmware |
| **INODU-100-6** | 3.1SMMePlus\_UserManual\_vers.1.37.4-8.18. Upload meter firmware |

1. **Auditoría inodú**

**Solución Enel – SMMePlus:** En INODU-08-1 se presenta un caso de uso con la programación y actualización en terreno del firmware del medidor inteligente, a través de acceso local.

En INODU-100-4 e INODU-100-6 se indica en el manual de uso del SMMePlus el cómo realizar las actualizaciones de firmware del concentrador y la unidad concentradora respectivamente.

No hay documentación sobre los estándares de seguridad que garanticen que la seguridad operacional del SMMC no se vea comprometida en el caso del SMMePlus (ID-Planes-070).

**Solución Punto a Punto – StarBeat:** a

No hay documentación sobre actualización de firmware y de los estándares de seguridad que garanticen que la seguridad operacional del SMMC no se vea comprometida en el caso del Starbeat (ID-Planes-070).

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple parcialmente el requerimiento.

1. **Observación auditoría**

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:

ID-Planes-070

## Requerimiento AT0241

1. **Requerimiento**

El SGO deberá permitir el acceso remoto al Concentrador para realizar actualizaciones, programaciones y/o configuraciones, así como el acceso local en el caso que no sea posible la actualización y programación remota.

1. Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento se debe verificar únicamente para la solución Enel, dado que requiere verificar el requerimiento respecto al concentrador. De este modo, se verificará el que SGO:

* + Permita el acceso remoto desde SGO para realizar actualizaciones, programaciones y/o configuraciones, así como el acceso local en caso de que no sean posibles las actualizaciones y programaciones remotas.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | SGO; U. Concentradora |
| **Requerimientos** | AT0240 |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | Total |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* Especificaciones Técnicas medidores y LVM  \* Documento SMMePlus  \* Homologation.docx |
| **Observación inodú** | Sin comentario |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-19-10** | MSC AND LVM CONCENTRATOR FUNCTIONAL SPECIFICATION. - 12.3 CONCENTRATOR IN “STAND ALONE” MODE |
| **INODU-19-9** | MSC AND LVM CONCENTRATOR FUNCTIONAL SPECIFICATION – 12.2 HHU FUNCTIONALITIES WITH REMOTE CONTROLL OF CONCENTRATOR |
| **INODU-98-3** | 2.SMMePlus - Homologation v.1.5\_Final - Features |
| **INODU-111-1** | Mantenimiento de Concentrador de Datos - 1. OBJETIVOS Y ALCANCE DEL DOCUMENTO |
| **INODU-111-2** | Mantenimiento de Concentrador de Datos - 7. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO |

1. **Auditoría inodú**

**Solución Enel – SMMePlus:**

En el requerimiento AT0053 se desarrolla la interfaz i4 relativa al acceso remoto desde el SGO a la unidad concentradora, a través del cual se realizan las respectivas órdenes. En el AT0049 se desarrolla la interfaz i0, a través de la cual se lleva a cabo el acceso local a la unidad.

En INODU-98-3 se describen las principales características del sistema SMMePlus el SMMC, dentro de las cuales, relativas al concentrador están:

*“- Concentrator technical configuration.*

*- Concentrator syncronization (at the end of each activity).*

*- Concentrator status word collection (at the end of each activity).*

*- Concentrator firmware update.*

*- Custom script execution on concentrators.*

*- DST configuration on concentrator.*

*- Concentrator Mutual Authentication configuration.*

*- Concentrator Repeater table reading.”*

De este modo, se corrobora que es possible a través del acceso remote realizar configuraciones técnicas, actualizaciones de firmware, entre otras.

Adicionalmente, en INODU-19-9 e INODU-19-10 se menciona que a través de la conexión HHU al concentrador *(hands held unit*), se pueden obtener los datos comunicados por el concentrador y realizar su acceso local. Otros tipos de configuraciones y actualizaciones relativas al concentrador se pueden realizar a través de la Operación y Mantenimiento locales de las unidades concentradoras, como se especifica en INODU-111-1 e INODU-111-2.

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple totalmente el requerimiento.

1. **Observación auditoría**

Sin comentarios.

## Requerimiento AT0242

1. **Requerimiento**

El SGO deberá poder realizar mantenimientos al SMMC para asegurar correcto funcionamiento.

1. Comentario inodú del requerimiento

A interpretación de inodú, para verificar este requerimiento basta con corroborar que el SGO pueda realizar los mantenimientos en el SMMC.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | SGO; UM; U. Concentradora |
| **Requerimientos** | AT0027 |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | Total |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* Homologation.docx  \* Documento Starbeat |
| **Observación inodú** |  |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-100-1** |  |
| **INODU-102-4** |  |
| **INODU-105-2** |  |

1. **Auditoría inodú**

**Solución Enel – SMMePlus:** en INODU-100-1 se describen los procedimientos que puede realizar el SMMEPlus de manera remota respecto a la UM:

“The SMM ePlus allows complete control of all procedures related to Meters remote control and management, particularly:

- Device installation and configuration

- Management and verification operations

- Work Order generation and management

- Maintenance

- Reporting”

En INODU-102-4 se desarrolla el esquema de Gestión y Mantenimiento del Medidor Enel a través del SMMePlus Integration service:

*“SMMePlus Integration service exposes a WCF service that is called from external systems to provision information about manufacturing and installations and to request detachments, reconnections and readings.*

*The diagram below shows provisioning and devices management:*

A picture containing table

Description automatically generated”

Es necesaria información adicional sobre cómo se realiza el mantenimiento a las demás componentes del Sistema. Esto se solicita en ID-Planes-014

**Solución Punto a Punto – StarBeat:** En INODU-105-2 se nombran las funcionalidades del StartBeat. Dentro de las estas, en relación al control, operación y mantenimiento de las componentes del SMMC se nombran las siguientes:

“*Telemanagment functions:*

* 1. *Workorder management from external system*
  2. *Configuration of Workorder operations*
  3. *Workorder execution (acquisition and retry )*
  4. *History of workorders and GUI view*
  5. *Backend Configuration of workorder/operations”*

No hay información específica sobre cómo el StarBeat realiza el mantenimiento de los componentes del SMMC, esto deberá ser abordado en ID-Planes-014.

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple parcialmente el requerimiento.

1. **Observación auditoría**

El plan de implementación requerido para el cumplimiento del requerimiento es el siguiente:

ID-Planes-014

## Requerimiento AT0243

1. **Requerimiento**

El SGO deberá permitir las operaciones de lectura de forma automática.

1. Comentario inodú del requerimiento

Para verificar este requerimiento se requiere que a través del SGO se permitan las lecturas de manera automática. Para términos del desarrollo del requerimiento, se entenderán por lecturas aquellas que se realicen desde el SGO la UM, es decir, recibir la información recopilada por la UM de manera automática.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** |  |
| **Requerimientos** | AT0219 |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | Total |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* SMMePlus User Manual and SMMePlus  \* DailyClosure acquisition process v1.0c (11. SMMePlus )  \* Manual usuario Starbeat |
| **Observación inodú** |  |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-98-1** | 2.SMMePlus - Homologation v.1.5\_Final - 2. Especificación Técnica de Sistema de Gestión y Operación |
| **INODU-104-1** | 15.Starbeat\_UserManual\_ver. 4.4 - Equipment Maste Data |

1. **Auditoría inodú**

**Solución Enel – SMMePlus:** en INODU-98-1 se presentan las especificaciones técnicas del SMMePlus, dentro de las cuales se indica:

“*The relationship between the meter and the concentrator is managed by The HES: the association is usually done automatically when a meter is discovered by the concentrator, but can also be modified manually. In addition, automatic csv are extracted every day.*

*When an association is done, the concentrator tries to recruit the meter; this operation can be automatic or manual.*

*If this recruitment is completed successfully, the system automatically creates two configuration activities:*

*1- The first is the technical configuration of the meter: clock synchronization, daylight saving time configuration,* ***load profile interval****, switch from public meter keys to private keys.*

*2- The second is the technical configuration of the meter inside the concentrator: the concentrator needs to know* ***which load profile and readings collect for that meter****.”*

De este modo se verifica que se permite la lectura automatic por parte del SMMePlus.

**Solución Punto a Punto – StarBeat:** en INODU-104-1 se presenta en el manual de uso del StarBeat un listado de funcionalidades que son configurables en el proceso de instalación. Dentro de estas configuraciones está: *“Type of Reading (Load curves): (automatically proposed/prefilled) sampling interval of the equipment, used in the communication with the meter during the data acquiring process. “*

De este modo se verifica que se permite la lectura automatic por parte del StarBeat.

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple totalmente el requerimiento.

1. **Observación auditoría**

Sin Comentarios.

## Requerimiento AT0244

1. **Requerimiento**

El SGO deberá emitir confirmaciones de ejecución oportuna y correcta a las peticiones o comandos que se le generen.

1. Comentario inodú del requerimiento

Para verificar este requerimiento se debe corroborar la operación del sistema de confirmaciones del SGO, tal que cumpla con emitir confirmaciones de ejecución oportuna y correcta a las repeticiones o comandos que se le generen.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | SGO |
| **Requerimientos** |  |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | Total |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* SMMePlus User Manual  \* SMMePlus  \* Homologation.docx  \* Manual Usuario Starbeat  \* Documento Starbeat |
| **Observación inodú** |  |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **-** | - |

1. **Auditoría inodú**

**Solución Enel – SMMePlus:** El sistema existe, pero está pendiente de documentar (ID-Planes-082).

**Solución Punto a Punto – StarBeat:** El sistema existe, pero está pendiente de documentar (ID-Planes-082).

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple parcialmente el requerimiento.

1. **Observación auditoría**

El plan de implementación requerido para el cumplimiento del requerimiento es el siguiente:

ID-Planes-082

## Requerimiento AT0245

1. **Requerimiento**

El SGO debe tener la capacidad de habilitar y deshabilitar el permiso de acceso o ejecución local para los aspectos mencionados en los numerales 3, 9 y 10 del artículo 5-3 del Anexo Técnico.

1. Comentario inodú del requerimiento

Los numerales 3, 9 y 10 del artículo 5-3 del Anexo Técnico indican:

“Exigencias sobre configuración, control y operación de componentes

Respecto de la configuración, control y operación de componentes, el Sistema de Gestión de Operación de los SMMC debe cumplir con las siguientes exigencias:

[…]

3. Cumplir con los procesos de sincronización horaria para todas las lecturas de las Unidades de Medida.

9. Permitir el acceso remoto al Concentrador para realizar actualizaciones, programaciones y/o configuraciones, así como el acceso local en el caso que no sea posible la actualización y programación remota.

10. Realizar mantenimientos al SMMC para asegurar su correcto funcionamiento.”

Respecto a la evaluación del requerimiento, resulta complejo verificar la capacidad de habilitar o deshabilitar permisos de acceso o ejecución local por parte del SGO, dado que este es un sistema dentro del cual se realizan estos procesos, y las autorizaciones debiesen ser realizadas por la empresa distribuidora. Desde este punto de vista, hace sentido evaluar el requerimiento desde el punto de vista de los permisos de acceso que puede otorgar la empresa distribuidora a través de un operador del SGO.

Se sugiere la revisión del requerimiento para definir la manera correcta de abordarlo (ID-Planes-077).

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | SGO |
| **Requerimientos** | AT0241; AT0242; AT0243 |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | Total |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* SMMePlus User Manual  \* SMMePlus  \* Homologation.docx  \* Manual Usuario Starbeat  \* Documento Starbeat |
| **Observación inodú** | Se sugiere la revisión del requerimiento para definir la manera correcta de abordarlo (ID-Planes-077). |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-98-6** |  |
| **INODU-95-1** |  |
|  |  |

1. **Auditoría inodú**

Considerando que en los requerimientos AT0241, AT0242 y AT0243 se corrobora que el SGO permite que se ejecuten los aspectos mencionados en los numerales 3, 9 y 10 del artículo 5-3 del Anexo Técnico, se requiere corroborar que se puedan habilitar o deshabilitar accesos y ejecución de procesos del SGO.

Si el requerimiento es abordado desde el punto de vista de permisos de la empresa distribuidora para habilitar o deshabilitar accesos o ejecución local, el desarrollo es el siguiente:

**Solución Enel – SMMePlus:** en NODU-98-6 se indica: *“The website is accessible from Enel network and csv files provided by the system can be accessed using a connection string.*

*Certificates are necessary for deployment operations.”*

Adicionalmente en INODU-95-1: “*The Main Administrator is the administrator of the environment.*

*It creates companies and administrators of the company.*

*It is the only one that can unlock new users.*

*The administrator is in charge of managing groups and users of its company.*

*It can also operate on the system.*

*The user can operate on the system, based on permissions associated to its group.”*

De este modo, a través de los respectivos certificados y administradores del Sistema es posible habilitar y deshabilitar los permisos de acceso local respectivos.

**Solución Punto a Punto – StarBeat:** en INODU-104-3 se indica: *“2. Authentication and authorization*

*2.1. Accessing the StarBeat Application*

*The system manages authentications, and, authorizations in cooperation with the Secure Beat system, so the authentication/permissions functionalities that Star Beat manages are closely to what is defined in Secure Beat system.*

*The macro functionalities managed are as follows:*

*1. Single Sign-on compliant*

*2. Integration with Enel LDAP*

*3. Authentication from external Enel domain*

*4. Definition of physical user/operators, and, also application/virtual user (E.g. Digitaly )*

*5. User Profile association to specific territorial organizations, with different levels of authorization (Create, View, Edit )*

*2.2. Authentication to StarBeat system via GUI*

*The Authentication can be executed, for example:*

*1) from the operators in the enel domain and in this case authentication will be transparent (no username and password will be requested by the system )*

*2) from external Enel domain with enelint.username and password (therefore the operator using starbeat must be registered in the enelint domain )*

*So in the cases above the operator using Starbeat must be registered in an Enel domain (or in the domain in which the systems are installed), because Kerberos / LDAP, in collaboration with the 'SecureBeat' System, will check if the operator is enabled to operate on the StarBeat product.*

*When, for example, an enelint user accesses the StarBeat application with a supported web browser a popup opens and prompts for the user credentials. Upon providing valid credentials on “ENELint” domain the user is allowed access to the application.”*

De este modo, a través de los respectivos sistemas de autentificación y permisos que son manejados a través del StarBeat se define el “*Secure Beat System”,* a través del cual es posible habilitar y deshabilitar los permisos de acceso local respectivos.

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple totalmente el requerimiento.

1. **Observación auditoría**

El plan de implementación requerido para el cumplimiento del requerimiento es el siguiente:

ID-Planes-0XX

## Requerimiento AT0246

1. **Requerimiento**

AT0246: El SGO deberá permitir la gestión de Eventos SSMC y alarmas.

1. Comentario inodú del requerimiento

Requerimiento funcional respecto al SGO y UM

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** |  |
| **Requerimientos** | AT0027; AT0028; AT0029; AT0225 |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | Total |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* SMMePlus  \* Homologation.docx  \* Documento Starbeat |
| **Observación inodú** |  |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-10-1** | Caso 7 Events\_Status Words management\_v.3 - Gestión de Eventos y Alarmas-Resumen |
| **INODU-10-3** | Caso 7 Events\_Status Words management\_v.3 - Gestión de Eventos y Alarmas-Dieagrama de secuencia de recopilación de eventos |
| **INODU-98-12** | 2.SMMePlus - Homologation v.1.5\_Final - Alarms |
| **INODU-98-2** | 2.SMMePlus - Homologation v.1.5\_Final - Collected Information |
| **INODU-105-2** | 19.StarBeat\_SoftwareArchitecture\_Rel\_4\_3\_3 - Features and Funtionalities view |

1. **Auditoría inodú**

**Solución Enel – SMMePlus:** En INODU-98-2 se presenta la información que es recolectada por el SMMePlus, dentro de las cuales están:

“The kind of information collected by the system are:

- Events: Massive events are exported.

- Alarms: Massive alarms are exported.”

Luego, en INODU-98-12 se presenta la forma en que el sistema maneja las alarmas del medidor y la unidad concentradora. En el caso del medidor, al generarse una alarma se genera un evento específico. El esquema de actuación es el siguiente:

A picture containing table

Description automatically generated

La Gestión de eventos y alarmas está documentado por Enel en el caso de uso 7 (INODU-10-1), y detalla el procedimiento para su manejo y derivación a sistemas de despacho de emergencia o sistemas de operación en terreno (INODU-10-3).

**Solución Punto a Punto – StarBeat:** en INODU-105-2 se nombran las funcionalidades del StartBeat. Dentro de las estas, en relación con el manejo de eventos y alarmas se nombran las siguientes:

*“Generic Product Functions: Self diagnostic functions and alarms management”*

*[…]*

*Call and connection managment: Retries and errors/warnings managments”*

En INODU-105-5 se describe la capacidad de personalizar los reportes. De este modo se pueden tener los siguientes informes:

“*1. Equipment Report shows the equipments historical data.*

*2. Communication Report shows the synthesis of call executed for day, and, to get access to the Error details Report by day and communication channel*

*3. Telereading contains summary information of the Telereadings volumes , divided by month, and, then by day ( in the detail UI ) .*

*4. Call Tracing Report the synthesis of call make to executed an activity.*

*5. Warning Details the warnings occurred in the activities execution.*

*6. Error Details the errors occurred in the activities execution.”*

A diferencia del caso SMMEPlus, no hay un caso de uso que describa la Gestión de Eventos y alarmas del StarBeat. Se solicita desarrollar el respectivo caso de uso en el ID-Planes-013.

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple parcialmente el requerimiento.

1. **Observación auditoría**

El plan de implementación requerido para el cumplimiento del requerimiento es el siguiente:

ID-Planes-013

## Requerimiento AT0249

1. **Requerimiento**

AT0249: El SGO deberá permitir la detección de inyecciones no autorizadas.

1. Comentario inodú del requerimiento

Sin comentario

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | SGO; Seguridad |
| **Requerimientos** | AT0229 |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | Total |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* SMMePlus  \* Homologation.docx  \* Documento Starbeat  \* Dashboard de monitoreo para equipos con IP |
| **Observación inodú** |  |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-XX-X** |  |

1. **Auditoría inodú**

**Solución Enel – SMMePlus:** Sin información.

**Solución Punto a Punto – StarBeat:** Sin información.

No se tiene información relativa a la detección de inyecciones en el sistema, por lo que no es posible tampoco detectar inyecciones no autorizadas (ID-Planes-071).

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple parcialmente el requerimiento.

1. **Observación auditoría**

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:

ID-Planes-071

## Requerimiento AT0251

1. **Requerimiento**

El SGO deberá poder identificar y reportar la Capacidad de almacenamiento del Medidor y la Unidad Concentradora.

1. Comentario inodú del requerimiento

Para verificar este requerimiento se debe corroborar que:

* + El SGO identifique la capacidad de almacenamiento del Medidor y la Unidad Concentradora.
  + El SGO genere reportes respecto a la capacidad de almacenamiento del Medidor y la Unidad Concentradora.

Como comentario por parte de inodú, se sugiere revisar la redacción de este requerimiento, ya que la capacidad de almacenamiento de estas componentes es un parámetro fijo, por lo que hace más sentido desde el punto de vista del SGO el identificar la capacidad de almacenamiento disponible de estas (ID-Planes-066).

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | SGO; UM; U. Concentradora. |
| **Requerimientos** |  |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | No Aplica |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* Homologation.docx  \* Documento Starbeat |
| **Observación inodú** |  |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.
2. **Auditoría inodú**

No se dispone de información sobre protocolos de verificación de capacidad disponible o capacidad total de las UM y U. Concentradoras (ID-Planes-065), ni de la generación de los reportes respectivos (ID-Planes-063).

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple parcialmente el requerimiento.

1. **Observación auditoría**

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:

ID-Planes-065

ID-Planes-067

ID-Planes-063

# Verificación de requerimientos de Almacén de datos y reportes

## Requerimiento AT0032

1. **Requerimiento**

AT0032: El Almacén de Datos y Reportes es la componente encargada de la gestión y entrega de los reportes emitidos por las Empresas Distribuidoras hacia las Partes Interesadas. Cada SMMC podría conectarse a uno o más Almacenes de Datos y Reportes. Adicionalmente, podría existir un Almacén de Datos y Reportes diferente para la gestión de información de cada parte interesada. El Almacén de Datos y Reportes podrá ser prestado por terceros a la Empresa Distribuidora a través de distintos modelos de servicio de infraestructura, plataforma y software, en cuyo caso los contratos de prestación de servicio tecnológicos referidos deberán someterse a la ley chilena, en especial, en materia de protección, almacenamiento y tratamiento de datos. Dichos contratos deberán establecer medidas de seguridad de la información idóneas y suficientes para el resguardo de los datos. Sin perjuicio que terceros presten este servicio a la Empresa Distribuidora, ésta será responsable del debido cumplimiento de las exigencias establecidas en la normativa.

1. Comentario inodú del requerimiento

El análisis del requerimiento AT0032 se puede descomponen en la verificación de las siguientes funcionalidades relativas al almacén de datos y reportes:

* 1. Es la componente encargada de la gestionar y entregar los reportes emitidos por las Empresas Distribuidoras hacia las Partes Interesadas.
  2. Cada SMMC podría conectarse a uno o más Almacenes de Datos y Reportes.
  3. Podría existir un Almacén de Datos y Reportes diferente para la gestión de información de cada parte interesada.
  4. El Almacén de Datos y Reportes podrá ser prestado por terceros a la Empresa Distribuidora a través de distintos modelos de servicio de infraestructura, plataforma y software, en cuyo caso los contratos de prestación de servicio tecnológicos referidos deberán someterse a la ley chilena, en especial, en materia de protección, almacenamiento y tratamiento de datos.
  5. Dichos contratos deberán establecer medidas de seguridad de la información idóneas y suficientes para el resguardo de los datos.
  6. Sin perjuicio que terceros presten este servicio a la Empresa Distribuidora, ésta será responsable del debido cumplimiento de las exigencias establecidas en la normativa.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | SMMC; Almacén de datos y Reportes; ED |
| **Requerimientos** | AT0063 |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | Total |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* Documento "Solución Tecnológica para Enel Dx Chile para dar cumplimiento a la NT Dx y al AT SMMC 2021".  \* Caso 11 DW & Utility DOE SG Clearhouse\_v.3  No Aplica contratos de terceros en esta revisión inicial. |
| **Observación inodú** |  |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-14-1** | Caso 11: Diseño de almacén de datos y reportes |
|  |  |
|  |  |

1. **Auditoría inodú**

Verificación de las funcionalidades relativas al requerimiento:

1. **Es la componente encargada de la gestionar y entregar los reportes emitidos por las Empresas Distribuidoras hacia las Partes Interesadas:** se cumple según definición en el caso de uso INODU-14-1.
2. **Cada SMMC podría conectarse a uno o más Almacenes de Datos y Reportes:**  Sin información.
3. **Podría existir un Almacén de Datos y Reportes diferente para la gestión de información de cada parte interesada:** Sin información.
4. **El Almacén de Datos y Reportes podrá ser prestado por terceros a la Empresa Distribuidora a través de distintos modelos de servicio de infraestructura, plataforma y software, en cuyo caso los contratos de prestación de servicio tecnológicos referidos deberán someterse a la ley chilena, en especial, en materia de protección, almacenamiento y tratamiento de datos:** No aplica.
5. **Dichos contratos deberán establecer medidas de seguridad de la información idóneas y suficientes para el resguardo de los datos:** Sin información.
6. **Sin perjuicio que terceros presten este servicio a la Empresa Distribuidora, ésta será responsable del debido cumplimiento de las exigencias establecidas en la normativa:** Sin información.

De este modo, no es posible verificar la totalidad del requerimiento debido a la limitada información disponible respecto al Almacén de datos y reportes. Así, esta brecha de información será abordada en ID-Planes-069.

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple parcialmente el requerimiento.

1. **Observación auditoría**

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:

ID-Planes-069

# Verificación de requerimientos de Sincronización Horaria

## Requerimiento AT0065

1. **Requerimiento**

AT0065: Los SMMC deberán contar con un Sistema de Sincronización Horaria que permita garantizar la configuración horaria de los componentes del SMMC a la hora oficial definida en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio. Preferiblemente se establecerá un sistema con estructura jerarquizada de sincronización, desde el Sistema de Gestión y Operación hacia las Unidades de Medida, pasando por las Unidades Concentradoras, en caso de que corresponda, mediante órdenes de supervisión y puesta en hora. Serán admisibles otros sistemas de sincronización, siempre que se garantice un nivel de sincronismo equivalente.

1. Comentario inodú del requerimiento

El sistema de Sincronización horaria debe tener las siguientes características y funcionalidades:

* 1. Garantizar la configuración horaria de los componentes del SMMC a la hora oficial definida en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (UTC-0).
  2. Se priorizará un sistema de sincronización jerarquizada (SGO-> UM o (SGO->U. Concentradora-> UM), mediante órdenes de supervisión y puesta en hora. Serán admisibles otros sistemas de sincronización, siempre que se garantice un nivel de sincronismo equivalente.

De acuerdo con la definición de Hora Oficial en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, esta corresponde a *la hora “UTC-0 (UTC: Universal Time Coordinated, hora universal) durante todo el año sin hacer modificaciones de hora de invierno y de verano.”*

A juicio del auditor este requerimiento implicaría desafíos de ser aplicado directamente en todos componentes del SMMC. Se identifica que desde el punto de vista de la aplicación es coherente que el SGO cuente con este sistema de configuración horaria basado en la Hora Oficial, de modo tal que este controle y garantice la sincronización con el resto de las componentes del SMMC, los cuales no necesariamente tengan que contar con la misma configuración horaria que el SGO.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Sincronización Horaria; SGO; UM; Unidad Concentradora; |
| **Requerimientos** | AT0162; AT0235; AT0236 |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | Total |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* Documento "Solución Tecnológica para Enel Dx Chile para dar cumplimiento a la NT Dx y al AT SMMC 2021".  \* SMMePlus - Homologation.docx  \* Casos de Uso 1 y 13 |
| **Observación inodú** | La autoevaluación de Enel no considera la sincronización horaria del sistema punto a punto a través del StarBeat. |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-16-2** | Caso 13 Clock Sync AMI\_v.3 - Configuración horaria |
| **INODU-98-7** | 2.SMMePlus - Homologation v.1.5\_Final - Especificaciones técnicas de Sistema de sincronización horaria |
| **INODU-98-8** | 2.SMMePlus - Homologation v.1.5\_Final - Especificaciones técnicas de Sistema de sincronización horaria |
| **INODU-105-2** | 19.StarBeat\_SoftwareArchitecture\_Rel\_4\_3\_3 - Features and Funtionalities view |
| **INODU-105-8** | 19.StarBeat\_SoftwareArchitecture\_Rel\_4\_3\_3 - 4.3.3. Time Zone management |

1. **Auditoría inodú**

La hora oficial establecida en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio es la siguiente:

*“57. Hora Oficial: Base de tiempo establecida por un reloj patrón u otra referencia definida por el Coordinador, utilizada para el registro de tiempo en el SITR, registros de eventos, medidores, etc. A efectos de la presente NT, se entiende por Hora Oficial la referencia horaria basada en la hora UTC-0 (UTC: Universal Time Coordinated, hora universal) durante todo el año sin hacer modificaciones de hora de invierno y de verano.”*

La verificación del requerimiento para cada sistema de sincronización horaria de Enel es la siguiente:

**Solución Enel – SMMePlus:** el sistema de sincronización horaria del SMMEPlus debe:

* Garantizar la configuración horaria de los componentes del SMMC a la hora oficial definida en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (UTC-0): en INODU-16-2, el caso de uso relativo a la sincronización horaria del SMMePlus, se indica:

*“Los servidores están configurados con hora UTC y el SGO se encarga de la conversión de UTC a hora local antes de ejecutar la actividad de sincronización.*

*NTP es utilizado por el servicio "Windows Time" que se ejecuta en cada servidor del SGO y mantiene la sincronización de fecha y hora.*

*En la base de datos del sistema, tenemos dos tablas se encargan de almacenar los valores de la zona horaria:*

*1. Tabla de zona horaria*

*2. Tabla de horario de verano*

*El SGO toma la hora de los servidores y la zona horaria para calcular la hora local de los concentradores y se sincronizan en cada conexión. El protocolo entre el sistema y los concentradores es TCP. Los concentradores son los responsables de sincronizar con los medidores cada vez que interactúan en una conexión. Así, si hay un desfase, entre los concentradores y el SGO y los medidores con los concentradores, se gatilla un evento el cual es corregido automáticamente o por el usuario de manera demanda y/o planificada.”.* Adicionalmente se presenta el siguiente esquema:

*Diagram

Description automatically generated*

Adicionalmente, en INODU-98-7, relativo a la sincronización del medidor se menciona:

*“When a meter is recruited by a concentrator, the concentrator is in charge of meter synchronization.*

*In addition, the system provides the possibility to force the concentrator to synchronize the meter using the concentrator own time.*

*This technical meter workorder is called “Meter Synchonization” and can be generated in two ways:*

*1) The user, through the website, manually generate the activity*

*2) The system receives a specific alarm regarding clock not-synchronized and automatically generate the activity (this feature can be enabled or disabled).”*

En INODU-98-8 relativo a la sincronización de la U. Concentradora:”

*The concentrator is synchronized by the system at every connection. Connections consist of:*

*1) Scheduled operations, executed automatically by the system.*

*2) On demand operations, executed by the user through the website on concentrator and meter.*

*3) On demand operations, required via integration by integrated system*

*The servers hosting the services of the system are not configured with local time. The servers are configured with UTC time and the system is in charge of the conversion from UTC to local time before executing the synchronization activity.*

*NTP protocol is used by “Windows Time” service that is running on each SMMePlus server and maintains time and date synchronization.*

*In the system database, two tables are in charge of storing timezone values:*

*1. Timezone table.*

*2. Daylight Saving Time table.”*

En base a la documentación proporcionada por Enel, es posible afirmar que el sistema permite la sincronización horaria respecto a distintas configuraciones horarias, sin embargo, no se puede afirmar que las componentes del SMMC son configuradas en la solución Enel a la hora UTC-0 (hora oficial). Por el contrario, se puede interpretar que las componentes están configuradas según su horario local, y solo el servido del SGO se configura en el UTC-0. De este modo, para dar cumplimiento al requerimiento se deberá documentar en mayor detalle la configuración horaria de las componentes del sistema (ID-Planes-053).

* Se priorizará un sistema de sincronización jerarquizada (SGO->U. Concentradora-> UM), mediante órdenes de supervisión y puesta en hora: En INODU-98-7 e INODU-98-8 se desarrollan las especificaciones técnicas de sincronización del medidor y el concentrador respectivamente, los cuales siguen una sincronización jerárquica encabezada por el SMMePlus, la cual puede ser manual o automática según el siguiente esquema:

A picture containing diagram

Description automatically generated

Figura 16: Esquema de sincronización a través del SMMePlus, según INODU-98-7.

* Serán admisibles otros sistemas de sincronización, siempre que se garantice un nivel de sincronismo equivalente: No aplica.

**Solución Punto a Punto – StarBeat:** el sistema de sincronización horaria del StarBeat debe:

* Garantizar la configuración horaria de los componentes del SMMC a la hora oficial definida en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (UTC-0): dentro de las características y funcionalidades del sistema StarBeat están (INODU-105-2): “Synchronization with an external clock source”. En INODU-105-8 se presenta la característica del StarBeat relativa a la administración de la zona horaria del sistema, sin embargo, no se especifica que estén configurados según la hora UTC. (ID-Planes-053)
* Se priorizará un sistema de sincronización jerarquizada (SGO-> UM), mediante órdenes de supervisión y puesta en hora. Serán admisibles otros sistemas de sincronización, siempre que se garantice un nivel de sincronismo equivalente: En INODU-105-8 se menciona que la administración horaria del sistema es jerárquica desde el StarBeat al medidor.

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **parcialmente** el requerimiento.

1. **Observación auditoría**

El sistema SMMePlus de Enel no cumple con la sincronización horaria de todas sus componentes según lo indicado en el requerimiento AT0065. Es necesario verificar si este requerimiento hace sentido en el contexto actual.

Relativo al sistema SGO, es necesario el siguiente plan de implementación para el cumplimiento del requerimiento:

ID-Planes-053

## Requerimiento AT0150

## Requerimiento AT0161

1. **Requerimiento**

AT0161: Las UM deberán incluir la estampa de tiempo pudiendo ser al inicio o al final del intervalo de cada registro.

1. Comentario inodú del requerimiento

Según la interpretación de inodú, el requisito busca evaluar que “Los registros de las UM incluyan la estampa de tiempo, al final o inicio de cada intervalo de registro”.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | UM; SGO; |
| **Requerimientos** | AT0065; AT0162; AT0163; AT0164; AT0212 |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | Total |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* SMMePLus  \* Documento Starbeat |
| **Observación inodú** | El registro de las estampas de tiempo será abordado desde la perspectiva del SGO. |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-98-2** | 2.SMMePlus - Homologation v.1.5\_Final - Collected Information |

1. **Auditoría inodú**

Relativo a la evaluación de este requerimiento en las distintas soluciones de Enel:

**Solución Enel – SMMePlus:** en INODU-98-2 se describe como son exportador los registros de lecturas del sistema SMMC, los cuales cuentan con sus respectivas estampas de tiempo:

“*All the information collected by the system are shared with local integration system that is in charge of the storage. Each information is exported with the identification of the device, the timestamp and an attribute indicating the kind of information.*

*[…]*

*The kind of information collected by the system are:*

*[…]*

*Readings*

*o Statistic information are saved in internal database.*

*o Last current period reading for active energy for each meter is saved.*

*o Massive readings are exported.*

*[…]*

*Measurands*

*o Statistic information are saved in internal database.*

*o Massive measurands are exported.*

*”*

En la documentación proporcionada por Enel no se menciona en qué momento de la medición o registro se incluye la estampa de tiempo, por lo que será abordado en ID-Planes-056

**Solución Punto a Punto – StarBeat:** No hay documentación sobre los registros de estampas de tiempo en las mediciones realizadas por las UM de la Solución Punto a Punto. Esto será abordado en ID-Planes-056.

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple parcialmente el requerimiento.

1. **Observación auditoría**

Es necesario el siguiente plan de implementación para el cumplimiento del requerimiento:

ID-Planes-056

## Requerimiento AT0162

1. **Requerimiento**

AT0162: La hora local de las UM deberán **estar referida** a la hora oficial definida en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, **sin cambio durante el año**. Los ajustes de hora que sean necesarios para otros fines deben ser realizados por los sistemas respectivos de cada Empresa Distribuidora, sin afectar la configuración horaria de los componentes del SMMC.

1. Comentario inodú del requerimiento

Para verificar este requerimiento es necesario definir qué se entiende por hora local de la UM, y qué significa que esté referida a la hora oficial. Según la interpretación de inodú, la hora local de la UM es la hora local en la localización geográfica de estas, por lo que pudiesen ser distintas a la hora oficial.

Relativo a la interpretación de “hora local referida a la hora oficial”, inodú interpreta que se permiten diferencias horarias entre estas dos horas, por lo que se buscar la realización de un registro de estas diferencias durante el proceso. Además, se requiere que al referir estas horas esto permanezcan “sin cambios durante el año”, lo cual, se puede interpretar con que es necesario tener registros del uso horario de manera fija, por lo que para los sistemas que cambian de uso horario a verano, podrían existir otros tipos de manejos horarios por parte de la distribuidora que no afecten la configuración del uso horario normal.

Luego, además se menciona que, de ser necesarios ajustes de hora para otros fines, estos deberán ser realizados por los sistemas respectivos de cada empresa distribuidora, sin afectar la configuración horaria de los componentes del SMMC, que según al AT0065, debe ser la hora oficial UTC-0.

De este modo, para la verificación de este requerimiento se deberá verificar:

* 1. Existencia de un registro horario entre hora local y hora oficial, sin cambios durante el año.
  2. Que todo otro ajuste de hora sea realizado por los sistemas internos de cada empresa distribuidora, sin afectar la configuración de los componentes del SMMC a UTC-0.

Relativo al punto de que el registro entre hora local y hora oficial no tenga cambios durante el año se deberá aclarar cómo se manejarán las diferencias entre horario normal y horario de verano para términos de la auditoría.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | UM; SGO; Sincronización Horaria |
| **Requerimientos** | AT0065; AT0212 |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | Total |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* SMMePLUS  \* Documento Starbeat  \* Caso de USO 13 |
| **Observación inodú** |  |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-16-2** | Caso 13 Clock Sync AMI\_v.3 - Configuración horaria |
| **INODU-105-2** | 19.StarBeat\_SoftwareArchitecture\_Rel\_4\_3\_3 - Features and Funtionalities view |
| **INODU-105-8** | 19.StarBeat\_SoftwareArchitecture\_Rel\_4\_3\_3 - 4.3.3. Time Zone management |

1. **Auditoría inodú**

La verificación del requerimiento para cada sistema de sincronización horaria de Enel es la siguiente:

**Solución Enel – SMMePlus:** en INODU-16-2, el caso de uso relativo a la sincronización horaria del SMMePlus, se indica:

*“Los servidores están configurados con hora UTC y el SGO se encarga de la conversión de UTC a hora local antes de ejecutar la actividad de sincronización.*

*NTP es utilizado por el servicio "Windows Time" que se ejecuta en cada servidor del SGO y mantiene la sincronización de fecha y hora.*

*En la base de datos del sistema, tenemos dos tablas se encargan de almacenar los valores de la zona horaria:*

*1. Tabla de zona horaria*

*2. Tabla de horario de verano*

*El SGO toma la hora de los servidores y la zona horaria para calcular la hora local de los concentradores y se sincronizan en cada conexión. El protocolo entre el sistema y los concentradores es TCP. Los concentradores son los responsables de sincronizar con los medidores cada vez que interactúan en una conexión. Así, si hay un desfase, entre los concentradores y el SGO y los medidores con los concentradores, se gatilla un evento el cual es corregido automáticamente o por el usuario de manera demanda y/o planificada.”*

De este modo, relativo a la evaluación del requerimiento:

* 1. Existencia de un registro horario entre hora local y hora oficial, sin cambios durante el año: se cumple. Se lleva un doble registro horario, de la zona horaria local y del horario de verano.
  2. Que todo otro ajuste de hora sea realizado por los sistemas internos de cada empresa distribuidora, sin afectar la configuración de los componentes del SMMC a UTC-0: no es posible corroborar este punto, dado que la documentación no es explícita al mencionar el uso de hora local en la U. Concentradora y la UM, por lo que esto se deberá abordar en ID-Planes-053.

**Solución Punto a Punto – StarBeat:** dentro de las características y funcionalidades del sistema StarBeat están (INODU-105-2): “Synchronization with an external clock source”.

En INODU-105-8 se presenta la característica del StarBeat relativa a la administración de la zona horaria del sistema:

“*4.3.3. Time Zone management*

*This function allows StarBeat to utilize different time zones, in order to manage meters physically installed in different location (compared to the telemetering / telemanagement server system) take into account the time zone in which the meters are physically installed, in order to execute the activity. So:*

* in one system installation, can been inventoried equipments placed in different time zones*

* the telemetering process manages the meters taking into account the time zones in which they are physically installed.*

*The Time Zone is a variable present in the:*

* schedule process;*

* reading and normalization operations, in addition to the clock synchronization operation;*”

De este modo, relativo a la evaluación del requerimiento:

* 1. Existencia de un registro horario entre hora local y hora oficial, sin cambios durante el año: se cumple parcialmente, ya que falta documentación relativa a la configuración de operación del StarBeat relativa a sus registros horarios (ID-Planes-053).
  2. Que todo otro ajuste de hora sea realizado por los sistemas internos de cada empresa distribuidora, sin afectar la configuración de los componentes del SMMC a UTC-0: Si bien en INODU-105-8 se presenta la característica del StarBeat relativa a la administración de la zona horaria del sistema, no hay información de Enel sobre la configuración horaria que se utilizará, por lo que el verificar esta parte del requerimiento se verá en ID-Planes-053.

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **parcialmente** el requerimiento.

1. **Observación auditoría**

El sistema SMMePlus de Enel no cumple con la sincronización horaria de todas sus componentes según lo indicado en el requerimiento AT0065. Es necesario verificar si esto requerimiento hace sentido en el contexto actual para verificar el AT0162.

Relativo al sistema SGO, es necesario el siguiente plan de implementación para el cumplimiento del requerimiento:

ID-Planes-053

## Requerimiento AT0163

1. **Requerimiento**

AT0163: La sincronización horaria debe ser ejecutada con una regularidad tal que impida diferencias superiores a 3 minutos entre la hora oficial definida en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio y la hora de las Unidades de Medida.

1. Comentario inodú del requerimiento

Para verificar este requerimiento se deben analizar dos puntos:

* 1. Que exista un sistema de control de sincronización horaria que impida diferencias mayores a 3 minutos entre los elementos sincronizados, en este caso UM y hora oficial.
  2. Que la configuración de las Unidades de Medida sea la de la hora oficial.

Cabe destacar, que el definir “una regularidad que impida diferencias superiores a 3 minutos” es un requerimiento complejo de abordar, por lo que se sugiere su revisión. En este caso se sugiere reformular el requerimiento.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | UM; SGO; Sincronización horaria |
| **Requerimientos** | AT0065; AT0212 |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | Total |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* SMMePLUS  \* Documento Starbeat  \* Caso de USO 13 |
| **Observación inodú** | Se sugiere revisar el planteamiento del requerimiento. |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-16-2** | Caso 13 Clock Sync AMI\_v.3 - Configuración horaria |
| **INODU-98-7** | 2.SMMePlus - Homologation v.1.5\_Final - Especificaciones técnicas de Sistema de sincronización horaria |
| **INODU-98-8** | 2.SMMePlus - Homologation v.1.5\_Final - Especificaciones técnicas de Sistema de sincronización horaria |
| **INODU-105-2** | 19.StarBeat\_SoftwareArchitecture\_Rel\_4\_3\_3 - Features and Funtionalities view |
| **INODU-105-8** | 19.StarBeat\_SoftwareArchitecture\_Rel\_4\_3\_3 - 4.3.3. Time Zone management |

1. **Auditoría inodú**

La verificación de los requerimientos para cada sistema es la siguiente:

**Solución Enel – SMMePlus:**

* 1. Que exista un sistema de control de sincronización horaria que impida diferencias mayores a 3 minutos entre los elementos sincronizados, en este caso UM y hora oficial: No es posible verificar este requerimiento, ya que no está documentado este procedimiento ni su periodicidad (ID-Planes-058)
  2. Que la configuración de las Unidades de Medida sea la de la hora oficial: según lo evaluado en el AT0065, no es posible corroborar este punto (ID-Planes-053).

**Solución Punto a Punto – StarBeat:** a

* 1. Que exista un sistema de control de sincronización horaria que impida diferencias mayores a 3 minutos entre los elementos sincronizados, en este caso UM y hora oficial: No es posible verificar este requerimiento, ya que no está documentado este procedimiento ni su periodicidad (ID-Planes-058)
  2. Que la configuración de las Unidades de Medida sea la de la hora oficial: según lo evaluado en el AT0065, no es posible corroborar este punto (ID-Planes-053).

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **parcialmente** el requerimiento.

1. **Observación auditoría**

Relativo al sistema SGO, es necesario el siguiente plan de implementación para el cumplimiento del requerimiento:

ID-Planes-053

ID-Planes-058

## Requerimiento AT0164

1. **Requerimiento**

AT0164: La sincronización horaria de los UM debe ser realizada en forma remota.

1. Comentario inodú del requerimiento

Al ser ambas soluciones jerárquicas y manejadas por el SGO, es parte de la estructura de ambas soluciones el cumplir con este requerimiento, ya que el SGO realiza la gestión y operación del sistema de manera remota.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | SGO; UM; Sincronización Horaria |
| **Requerimientos** |  |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | Total |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* SMMePLUS  \* Documento Starbeat  \* Caso de USO 13 |
| **Observación inodú** |  |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-98-7** | 2.SMMePlus - Homologation v.1.5\_Final - Especificaciones técnicas de Sistema de sincronización horaria |
| **INODU-98-8** | 2.SMMePlus - Homologation v.1.5\_Final - Especificaciones técnicas de Sistema de sincronización horaria |
| **INODU-105-2** | 19.StarBeat\_SoftwareArchitecture\_Rel\_4\_3\_3 - Features and Funtionalities view |
| **INODU-105-8** | 19.StarBeat\_SoftwareArchitecture\_Rel\_4\_3\_3 - 4.3.3. Time Zone management |

1. **Auditoría inodú**

La verificación del requerimiento para cada sistema de sincronización horaria de Enel es la siguiente:

**Solución Enel – SMMePlus:**

* En el caso de la Solución Enel, la Sincronización horaria se realiza a través del SMMePlus, el cual controla de manera remota la sincronización de las UM. En INODU-98-7 e INODU-98-8 se desarrollan las especificaciones técnicas de sincronización del medidor y el concentrador respectivamente, los cuales siguen una sincronización jerárquica encabezada por el SMMePlus, la cual puede ser manual a través del website o automática si el sistema recibe alarmas específicas, como se observa en el siguiente esquema:

A picture containing diagram

Description automatically generated

Figura 17: Esquema de sincronización a través del SMMePlus, según INODU-98-7.

**Solución Punto a Punto – StarBeat:**

* Dentro de las características y funcionalidades del sistema StarBeat están (INODU-105-2): “Synchronization with an external clock source”. En INODU-105-8 se presenta la característica del StarBeat relativa a la administración de la zona horaria del sistema, según:

*“4.3.3. Time Zone management*

*This function allows StarBeat to utilize different time zones, in order to manage meters physically installed in different location (compared to the telemetering / telemanagement server system) take into account the time zone in which the meters are physically installed, in order to execute the activity. So:*

* in one system installation, can been inventoried equipments placed in different time zones*

* the telemetering process manages the meters taking into account the time zones in which they are physically installed.*

*The Time Zone is a variable present in the:*

* schedule process;*

* reading and normalization operations, in addition to the clock synchronization operation;”*

*De este modo el StarBeat realiza el manejo remoto de la sincronización horaria de las UM.*

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple totalmente el requerimiento.

1. **Observación auditoría**

Sin comentarios.

## Requerimiento AT0165

1. **Requerimiento**

AT0165: El reloj interno de las UM deberá disponer de un sistema de alimentación que le permita una operación autónoma de, al menos, 5 años. Tratándose de Unidades de Medida cuyo reloj interno se alimenten de la misma red eléctrica, esta exigencia será de, al menos, 2 años.

1. Comentario inodú del requerimiento

Para verificar este requerimiento se debe corroborar que cuenten con algún sistema de alimentación que les permita funcionar por al menos 5 años sin ser cambiado. En caso de que el reloj sea alimentado por la red eléctrica, la exigencia será de, al menos, dos años.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | UM |
| **Requerimientos** | AT0025 |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | Total |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* Especificaciones técnicas de medidores: EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION).  \* Medidor Enel v.2. |
| **Observación inodú** |  |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-37-1** | General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” – Estándares de referencia |
| **INODU-37-7** | General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” – Especificaciones reloj |
| **INODU-40-4** | EMH LZQJ-XC 17 Nov 2020 (LZQJXC-BIA-E-2.51) Instruction for use (17/09/2020) – Real time clock |
| **INODU-44-1** | ION7400 7EN02-0290-11 Architecture & ION Modules (01/2020) – Clock module |
| **INODU-45-4** | ION Clock |
| **INODU-50-7** | ion\_ION7400\_7ES02-0374-05\_manual usuario - Reloj en tiempo real |
| **INODU-54-1** | iskra\_MT880-M\_1801-02–1\_ISKRA - Technical specifications |
| **INODU-55-1** | ISKRA MT880 EAK-020-615-636-V3.00 user manual (28/06/2016) – Estándares |
| **INODU-65-2** | ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010) – Reloj en Tiempo Real |
| **INODU-65-7** | ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010) |

1. **Auditoría inodú**

Respecto del requerimiento AT0025 sobre el reloj conmutador horario, en las evidencias INODU-55-1, INODU-65-2 e INODU-37-1 se indica, para los equipos de medida ISKRA, ITRON y NEXY-M respectivamente, que el reloj integrado en estos medidores cumple con el estándar IEC 62054-21 respecto de relojes conmutadores. Por su parte, en las evidencias INODU-40-4 e INODU-44-1 se indica la presencia de un módulo de *Clock* integrado en los equipos de medida.

Luego, relativo a la capacidad de funcionar de manera autónoma, se presenta la siguiente tabla resumen:

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Requerimiento/ Medidor** | **EMH** | **ION** | **ISKRA** | **ITRON** | **Enel v.2 – NEXY-M** |
| **Años de operación autónoma** | “20 years/aprox”  (INODU-44-4) | “Mínimo de 7 años en condiciones de almacenamiento especificado “(INODU-50-7) | “5 años” (INODU-54-1) | “Batería de 3 años” (INODU-65-7); (INODU-65-2)  ID-Planes-057 | *“The battery has been designed in order to assure the operation of RTC for 15 years without line voltage and it is not removable. “(INODU-37-7)* |

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple parcialmente el requerimiento.

1. **Observación auditoría**

Es necesario el siguiente plan de implementación para el cumplimiento del requerimiento:

ID-Planes-057

## Requerimiento AT0212

1. **Requerimiento**

La estampa de tiempo de las unidades concentradoras debe sincronizarse de forma automática a través del Sistema de Gestión y Operación y debe coincidir con el resto del SMMC.

1. **Comentario inodú del requerimiento**

Este requerimiento será evaluado solo para la solución Enel, ya que es relativo a la Unidad Concentradora.

1. **Relación a otros componentes / requerimientos**

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Sincronización horaria; SGO |
| **Requerimientos** |  |

1. **Observaciones autoevaluación realizada por Enel**

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | “Total” |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | See LVM Specification  Caso 13 Clock Sync AMI |
| **Observación inodú** |  |

1. **Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.**

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-02-4** | Definición Unidad Concentradora y funcionalidad |
| **INODU-98-8** | 2.SMMePlus - Homologation v.1.5\_Final - Especificaciones técnicas de Sistema de sincronización horaria |

1. **Auditoría inodú**

En INODU-02-4 se menciona como característica general de la Unidad Concentradora “La estampa de tiempo se sincroniza de forma automática y/o manual a través del Sistema de Gestión y Operación y coincide con el resto del SMMC”.

Relativo a la verificación del requerimiento a través de la documentación de respaldo del SMMePlus, en INODU-98-8 se especifica el sistema de sincronización horaria del concentrador, que se realiza de manera automática con cada conexión a través del SMMePlus.

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple totalmente el requerimiento.

1. **Observación auditoría**

Sin comentarios.

## Requerimiento AT0235

1. **Requerimiento**

AT0235: El SGO deberá cumplir con procesos de sincronización horaria para todas las lecturas de las UM.

1. Comentario inodú del requerimiento

Para el desarrollo de este requerimiento se entenderán como lecturas del medidor sus respectivas mediciones. De este modo se evaluará si al momento de realizar una medición es desplegado un evento de sincronización de la UM.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | SGO; UM; Sincronización horaria. |
| **Requerimientos** | AT0236; |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | Total |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* Documento SMMePlus  \* Homologation.docx  \* Casos de Uso 6,14 y 15 |
| **Observación inodú** |  |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-93-2** | 12.SMMePlus - Measurands collection v1.0 - CIM code |
| **INODU-98-7** | 2.SMMePlus - Homologation v.1.5\_Final - Especificaciones técnicas de Sistema de sincronización horaria |
| **INODU-98-8** | 2.SMMePlus - Homologation v.1.5\_Final - Especificaciones técnicas de Sistema de sincronización horaria |
| **INODU-105-1** | 19.StarBeat\_SoftwareArchitecture\_Rel\_4\_3\_3 - StarBeat Subsystem Model |
| **INODU-105-4** | 19.StarBeat\_SoftwareArchitecture\_Rel\_4\_3\_3 - use case |

1. **Auditoría inodú**

La verificación del requerimiento para cada sistema de sincronización horaria de Enel es la siguiente:

**Solución Enel – SMMePlus:** Relativo al SMMePlus y la sincronización con el medidor, en INODU-93-3 se describe que el proceso “Meter Tech Configuration”:

*“When a meter is commissioned, SMMePlus system executes the “Meter Tech Configuration” process. Through this process, the meter is synchronized, configured and the firmware version is read.  
This process writes in the meter the measurands that have been defined in the measurand profile.“*

Adicionalmente, en INODU-98-7 se indica que el concentrador es el encargado de la sincronización del medidor, el cual a su vez, según INODU-98-8, es sincronizado por el SGO en cada conexión, las cuales pueden ser programadas u on-demand. Las operaciones programadas del concentrador corresponden a:

* 1. *Load profile collection*
  2. *Daily closure collection*
  3. *Autodiscovery results collection*
  4. *Autodiscovery Rpt collection*
  5. *Cedata collection*
  6. *Measurands collection.*

El esquema de actuación es el siguiente:

A picture containing table

Description automatically generated

De este modo se verifica que para las operaciones programadas del concentrador se generan eventos de sincronización, en particular para las mediciones.

**Solución Punto a Punto – StarBeat:** Relativo al StarBeat y la sincronización con el medidor, en INODU-105-1 se describe la funcionalidad de su componente StarSync, encargada de la sincronización:

***“2.1.3. StarSync***

*The StarSync Subsystem takes charge of the activities for meter management created and dispatched by StarGroove or of the spot requests activated by a back office operator in StarPulse (or via Remote system request ). It uses appropriate driver to submit these request activities to meters and acquire responses.*

*Basically it’s a subsystem responsible for the communication with the meters for performing the activities submitted by StarGroove and StarPulse.”*

Adicionalmente, en el caso de uso INODU-105-4 se desarrollan las principales tareas que debe ejecutar el StarSync:

**“**

1. *Perform Register Readings*
2. *Perform Load Profile Readings at specified frequency*
3. *Perform meter work order to program the meter*
4. *Perform synchronization on Meters.”*

A través de la documentación es posible corroborar que el StarSync es el encargado de la sincronización horaria de los medidores y de sus respectivos registros de medición. Sin embargo, para corroborar el requerimiento es necesaria documentación sobre los protocolos de sincronización que utiliza el StarBeat – Starsync de Enel, para asegurar sincronización en cada lectura del medidor (ID-Planes-058).

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple parcialmenteel requerimiento.

1. **Observación auditoría**

Relativo al sistema SGO, es necesario el siguiente plan de implementación para el cumplimiento del requerimiento:

ID-Planes-058

## Requerimiento AT0236; AT0239

1. **Requerimiento**

AT0236: El SGO deberá permitir sincronización horaria de UM especificas cuando sea necesario.

AT0239: El SGO deberá permitir sincronización horaria específica para aquellos medidores instalados que estén fuera de sincronización.

1. Comentario inodú del requerimiento

Para la verificación de este requerimiento se debe comprobar que:

* 1. Se pueda realizar la sincronización horaria de UM específicas.
  2. Se pueda detectar cuando alguna UM está fuera de sincronización.

Los requerimientos AT0236 y AT0239 tienen características similares, por ello se abordarán de manera conjunta.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | SGO; UM; |
| **Requerimientos** | SGO; UM |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | AT0236 | Total |
| AT0239 | Total |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | AT0236 | \* Documento SMMePlus  \* Homologation.docx  \* Caso 13 Clock Sync AMI |
| AT0239 | \* Documento SMMePlus  \* Homologation.docx  \* Caso 13 Clock Sync AMI |
| **Observación inodú** |  |  |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-XX-X** |  |
|  |  |
|  |  |

1. **Auditoría inodú**

No hay información suficiente relativa a los protocolos de sincronización de las UM, por lo que se abordará en ID-Planes-058.

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú:

* 1. Se cumple parcialmente el requerimiento AT0236.
  2. Se cumple parcialmente el requerimiento AT0239.

1. **Observación auditoría**

Relativo al sistema SGO, es necesario el siguiente plan de implementación para el cumplimiento de los requerimientos:

ID-Planes-058

## Requerimiento AT0237

1. **Requerimiento**

AT0237: El SGO deberá permitir sincronización horaria de Unidad Concentradora.

1. Comentario inodú del requerimiento

Este requerimiento es similar al AT0212, y se verificará únicamente en la Solución Enel ya que hace referencia a la unidad concentradora.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** |  |
| **Requerimientos** | AT0212 |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | Total |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* Documento SMMePlus  \* Homologation.docx  \* Caso 13 Clock Sync AMI |
| **Observación inodú** | Este caso requerimiento solo se evaluará para la solución Enel, dado que tiene relación con la Unidad Concentradora |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-98-8** | 2.SMMePlus - Homologation v.1.5\_Final - Especificaciones técnicas de Sistema de sincronización horaria |

1. **Auditoría inodú**

Relativo a la verificación del requerimiento a través de la documentación de respaldo del SMMePlus, en INODU-98-8 se especifica el sistema de sincronización horaria del concentrador, que se realiza de manera automática con cada conexión a través del SMMePlus.

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **totalmente** el requerimiento.

1. **Observación auditoría**

Sin comentarios.

## Requerimiento AT0238

1. **Requerimiento**

AT0238: El SGO deberá permitir la comprobación de la hora interna de todos los componentes administrados y compararlos con su hora interna.

1. Comentario inodú del requerimiento

Para la evaluación de este requisito es necesario definir inicialmente qué se considerará como componentes administrados. En el caso de la solución Enel los componentes administrados son la UM y la Unidad Concentradora y para el caso de la solución Punto a Punto es la UM.

Se debe corroborar el que respectivo sistema de sincronización horaria de cada SGO permita:

* 1. Comprobarla hora interna de los componentes del sistema.
  2. Compararlos con su propia hora interna.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | SGO; UM; U. Concentradora |
| **Requerimientos** | AT0065 |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | No Aplica |
| **Comentario Autoevaluación Enel** |  |
| **Observación inodú** | El requerimiento si aplica y puede ser evaluado. |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-98-7** | 2.SMMePlus - Homologation v.1.5\_Final - Especificaciones técnicas de Sistema de sincronización horaria |
| **INODU-98-8** | 2.SMMePlus - Homologation v.1.5\_Final - Especificaciones técnicas de Sistema de sincronización horaria |
| **INODU-105-2** | 19.StarBeat\_SoftwareArchitecture\_Rel\_4\_3\_3 - Features and Funtionalities view |

1. **Auditoría inodú:**

La verificación del requerimiento para cada sistema de sincronización horaria de Enel es la siguiente:

**Solución Enel – SMMePlus:** el sistema de sincronización horaria del SMMEPlus debe:

* 1. Comprobarla hora interna de los componentes del sistema:
     1. Relativo a la UM (INODU-98-7): *“When a meter is recruited by a concentrator, the concentrator is in charge of meter synchronization.*

*In addition, the system provides the possibility to force the concentrator to synchronize the meter using the concentrator own time.*

*This technical meter workorder is called “Meter Synchonization” and can be generated in two ways:*

* + - 1. *The user, through the website, manually generate the activity*
      2. *The system receives a specific alarm regarding clock not-synchronized and automatically generate the activity (this feature can be enabled or disabled).”*

De este modo, el medidor es capaz de sincronizarse con respecto al concentrador, y además generar alarmas en caso de no encontrarse sincronizado.

* + 1. Relativo a la U. Concentradora (INODU-98-8): “*The concentrator is synchronized by the system at every connection. Connections consist of:*
       1. *Scheduled operations, executed automatically by the system.*
       2. *On demand operations, executed by the user through the website on concentrator and meter.*
       3. *On demand operations, required via integration by integrated system.*

*The servers hosting the services of the system are not configured with local time. The servers are configured with UTC time and the system is in charge of the conversion from UTC to local time before executing the synchronization activity.*

*NTP protocol is used by “Windows Time” service that is running on each SMMePlus server and maintains time and date synchronization.*

*In the system database, two tables are in charge of storing timezone values:*

*Timezone table.*

*Daylight Saving Time table.”*

De este modo el concentrador realiza la sincronización con el SMMePlus server.

* 1. Compararlos con su propia hora interna: Si el SGO es capaz de realizar la sincronización con el concentrador y medidor, implica que es posible hacer esta comparación.

Luego, al verificarse el proceso de sincronización entre las componentes del SMMC y el SMMePlus, es posible afirmar que se puede comprobar la hora interna de los sistemas y compararlas con su propia hora interna.

**Solución Punto a Punto – StarBeat:** el sistema de sincronización horaria del SMMEPlus debe:

* 1. Comprobarla hora interna de los componentes del sistema
  2. Compararlos con su propia hora interna.

En INODU-105-8 se menciona que la administración horaria del sistema es jerárquica desde el StarBeat al medidor. Luego, en (INODU-105-2) se menciona dentro de las funcionalidades y características del StarBeat: *“Synchronization with an external clock source”.*

En INODU-106-2 se describe como responsabilidad del StarSync del StarBeat: “*Meter data acquisition and meter clock synchronization”.*

De este modo, al corroborar que el StarBeat puede realizar la sincronización horaria con el medidor, es posible afirmar que se puede comprobar la hora interna de los sistemas y compararlas con su propia hora interna.

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple totalmente el requerimiento.

1. **Observación auditoría**

Sin comentarios.

## Requerimiento AT0247

1. **Requerimiento**

AT0247: El SGO deberá incluir la estampa de tiempo en todos los eventos SMMC y alarmas emitidos.

1. Comentario inodú del requerimiento

Para verificar este requerimiento se debe corroborar que todos los eventos SMMC y alarmas tengan estampas de tiempo.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | SMMC; SGO; |
| **Requerimientos** |  |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | Total |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* SMMePlus  \* Homologation.docx  \* Documento StarBeat |
| **Observación inodú** |  |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-98-2** | 2.SMMePlus - Homologation v.1.5\_Final - Collected Information |

1. **Auditoría inodú**

La verificación del requerimiento para los respectivos SGO es la siguiente:

**Solución Enel – SMMePlus:** En INODU-98-2 se explica cómo a través del *local integration system* del SMMePlus se integran las estampas de tiempo a toda la información exportada del sistema, lo que incluye eventos y alarmas.

“*All the information collected by the system are shared with local integration system that is in charge of the storage. Each information is exported with the identification of the device, the timestamp and an attribute indicating the kind of information.[…]*

*Events*

*o Massive events are exported.*

*[..]*

*Alarms*

*o Massive alarms are exported.*

”

De este modo, desde el punto de vista del SMMePlus se cumple el Requerimiento.

**Solución Punto a Punto – StarBeat:** En la documentación entregada por Enel no hay información sobre la integración de estampas de tiempo en los evento y alarmas (ID-Planes-059).

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple parcialmente el requerimiento.

1. **Observación auditoría**

Es necesario el siguiente plan de implementación para el cumplimiento del requerimiento:

ID-Planes-059

# Verificación de requerimientos de Comunicaciones

## Requerimiento AT0010

1. **Requerimiento**

Permitir a los Clientes y/o Usuarios el acceso permanente a toda la información asociada a sus servicios, en particular aquella que se obtenga a través de los SMMC, mediante los esquemas de visualización y reportes definidos en el Anexo Técnico, a través de distintos medios a cargo de la Empresa Distribuidora.

1. Comentario inodú del requerimiento

Para verificar este requerimiento se debe corroborar que dentro de la solución SMMC de Enel se cuente con funcionalidades que:

* Permitan a los Clientes y/o Usuarios el acceso permanente a toda la información asociada a su servicio, en particular aquella que se obtenga a través de los SMMC.
* Que la información se entregue a través de los esquemas de visualización y reportes definidos en el AT.

Como aclaración, no se encontró una definición clara de esquemas de visualización y reportes requeridos en el AT, por lo que es un punto para aclarar con la SEC y CNE (ID-Planes-078)

En los A0T316; AT0317 y AT0318 se menciona cierta información mínima que debe ser proporcionada a los Clientes y/o usuarios en los puntos de conexión, dentro de los cuales están:

* + Medidas de energía, potencia, voltaje, corriente y factor de potencia.
  + Historial de consumos e inyecciones de los últimos 24 meses consecutivos.
  + Perfiles horarios de consumos e inyección, cuando corresponda.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | SMMC; Empresa Distribuidora |
| **Requerimientos** | AT0314; AT0315; AT0316; AT0317; AT0318 |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | Total |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* Solución Tecnológica para Enel Dx Chile para dar cumplimiento a la NT Dx y al AT SMMC 2021.  \* Casos de Uso 3 y 11. |
| **Observación inodú** |  |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| INODU-14-1 | Caso de Uso 11: Diseño de almacén de datos y reportes - Resumen |
| INODU-14-2 | Caso de Uso 11: Diseño de almacén de datos y reportes - Solución Almacenamiento ODS y Reportería solución Telemedida ENEL Chile. |
| INODU-14-3 | Caso de Uso 11: Diseño de almacén de datos y reportes - Secuencia de eventos |
| INODU-14-4 | Caso de Uso 11: Diseño de almacén de datos y reportes – Reportes de monitoreo |
| INODU-06-1 | Caso de uso 3 : Customer Portal |

1. **Auditoría inodú**

En el Anexo Técnico no hay una definición precisa del tipo de esquema de visualización y reportes que deben ser implementados por la empresa distribuidora, por lo que es un punto para aclarar con la SEC y CNE (ID-Planes-078).

De este modo, no es posible fijar el alcance total de este requerimiento, por lo que se documentará solo la información que reporta Enel hasta la fecha, y el cumplimiento del requerimiento se analizará según la respuesta la ID-Planes-078.

En el caso de uso 11 (INODU-14-2) se presenta la solución de almacenamiento ODS y reportería de la solución de telemedida de Enel Chile. Aquí, a través del Almacén de datos y reportes es posible obtener información de reportes y visualizaciones acorde a los requerimientos planteados por Enel, según el siguiente esquema (INODU-14-1):

Diagram

Description automatically generated

Y la secuencia de eventos para acceder a la información en el Almacén de datos y reportes es la siguiente (INODU-14-3):

Diagram

Description automatically generated

Adicionalmente, se menciona que “El diseño de la base de datos se encuentra optimizado para el análisis e informes conforme a los requerimientos definidos y/o exigidos por los entes externos.” (INODU-14-2), de modo tal que los reportes y visualizaciones obtenidos pueden ser ajustados acorde a las exigencias por definir (ID-Planes-078). En INODU-14-4 se presenta un ejemplo de reporte de monitoreo, y se menciona que la solución cuenta con herramientas que permiten el desarrollo y personalización de los reportes acorde a las necesidades.

En INODU-06-1 se presenta a través de un caso de uso el acceso de los clientes a los respectivos portales de información acorde este lo requiera.

Dado que el caso de uso 13 no especifica la información que es reportada por el almacén de datos y reportes, este al menos deberá reportar los puntos planteados en ID-Planes-093. En caso de que en ID-Planes-078 se determine la necesidad de otros reportes, estos deberán ser considerados igualmente.

De este modo, relativo al cumplimiento del requerimiento:

• Permitan a los Clientes y/o Usuarios el acceso permanente a toda la información asociada a su servicio, en particular aquella que se obtenga a través de los SMMC: Se cumple según INODU-06-1.

• Que la información se entregue a través de los esquemas de visualización y reportes definidos en el AT: No es posible verificar que los esquemas de visualización y reportes se desarrollen acorde al AT (ID-Planes-078), sin embargo, si existe un esquema a través del almacén de datos y reportes para la creación de reportes y visualizaciones. Si estas no corresponden a las exigidas por la CNE, en ID-Planes-093 se deberá abordar su correcta implementación y documentación.

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple parcialmente el requerimiento el requerimiento.

1. **Observación auditoría**

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:

ID-Planes-078

ID-Planes-093

## Requerimientos AT0034; AT0035; AT0036; AT0037; AT0038; AT0039; AT0040; AT0041; AT0042; AT0043;

1. **Requerimiento**

AT0034: Los SMMC pueden implementarse mediante la tecnología de comunicación: Comunicación guiada - Puerto Eléctrico. Según referencia de definición de Anexo Técnico.

AT0035: Los SMMC pueden implementarse mediante la tecnología de comunicación: Comunicación guiada - PLC. Según referencia de definición de Anexo Técnico.

AT0036: Los SMMC pueden implementarse mediante la tecnología de comunicación: Comunicación guiada - Fibra óptica. Según referencia de definición de Anexo Técnico.

AT0037: Los SMMC pueden implementarse mediante la tecnología de comunicación: Comunicación Inalámbrica - Puerto óptico. Según referencia de definición de Anexo Técnico.

AT0038: Los SMMC pueden implementarse mediante la tecnología de comunicación: Comunicación Inalámbrica - P2MP. Según referencia de definición de Anexo Técnico.

AT0039: Los SMMC pueden implementarse mediante la tecnología de comunicación: Comunicación Inalámbrica - MESH. Según referencia de definición de Anexo Técnico.

AT0040: Los SMMC pueden implementarse mediante la tecnología de comunicación: Red Celular - 4G. Según referencia de definición de Anexo Técnico.

AT0041: Los SMMC pueden implementarse mediante la tecnología de comunicación: Red Celular - 3G. Según referencia de definición de Anexo Técnico.

AT0042: Los SMMC pueden implementarse mediante la tecnología de comunicación: Red Celular - GPRS. Según referencia de definición de Anexo Técnico.

AT0043: Los SMMC pueden implementarse mediante la tecnología de comunicación: Red Celular - 5G. Según referencia de definición de Anexo Técnico.

1. **Comentario inodú del requerimiento**

Se sugiere revisar la redacción de este requerimiento, ya que el mencionar que los tipos de comunicación “pueden implementarse” da paso a un análisis mayor a lo que se implementará realmente.

El análisis de los requerimientos AT0034-AT0043 será desarrollado bajo el siguiente criterio:

Cumple: si el tipo de comunicación se desarrolla en alguna de las soluciones propuestas por Enel.

No Aplica: Si el tipo de comunicación no es considerado en las soluciones propuestas por Enel.

1. **Relación a otros componentes / requerimientos**

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Interfaces; Comunicaciones |
| **Requerimientos** | AT0049; AT0051; AT0052; AT0053 |

1. **Observaciones autoevaluación realizada por Enel**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | AT0034 | Total |
| AT0035 | Total |
| AT0036 | No Aplica |
| AT0037 | Total |
| AT0038 | Total |
| AT0039 | No Aplica |
| AT0040 | Total |
| AT0041 | Total |
| AT0042 | Total |
| AT0043 | Total |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | AT0034 | \* Solución Tecnológica para Enel Dx Chile para dar cumplimiento a la NT Dx y al AT SMMC 2021 \* Especificaciones técnicas medidores monitoreo y router 4G |
| AT0035 | \* Referencia documento "Solución Tecnológica para Enel Dx Chile para dar cumplimiento a la NT Dx y al AT SMMC 2021".  \* Especificaciones LVM \* Medidor Enel v.2 |
| AT0036 | No Aplica |
| AT0037 | \* Especificaciones LVM \* Medidor Enel v.2 |
| AT0038 | \* Especificaciones LVM \* Medidor Enel v.2 \* Módulo RF |
| AT0039 | \* Especificaciones LVM |
| AT0040 | \* Especificaciones técnica concentrador LVM \* Router 4G |
| AT0041 | \* Especificaciones técnica concentrador LVM \* Router 4G |
| AT0042 | \* Especificaciones técnica concentrador LVM \* Router 4G |
| AT0043 | \* Especificaciones técnica concentrador LVM \* Router 4G |
| **Observación inodú** |  |  |

1. **Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.**

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **-** | - |

1. **Auditoría inodú**

Revisar comunicación UM Router externo y comentar sobre los distintos tipos de comunicación por puerto eléctrico que se plantean en ese punto.

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| AT | Tecnología de comunicación | Definición AT | Comunicación en la que se implementó la solución y requerimiento de referencia | ¿Existe o no la comunicación en la Solución SMMC de Enel? |
| AT0034 | Comunicación guiada - Puerto Eléctrico | Corresponde a los tipos de comunicación que emplean una interfaz eléctrica por un medio confinado como canal de transmisión. | AT0051: Comunicación por Puerto Eléctrico entre UM y Router Externo. De manera específica se implementa conexión Serial RS232/RS485 y conexión ethernet.  AT0049: interfaz i0, se implementa conexión ethernet local en el acceso local a la Unidad Concentradora | Si, en ambas soluciones. |
| AT0035 | Comunicación guiada - PLC | Utiliza la red eléctrica para el intercambio de datos, convirtiendo dicha red en una línea digital para su transmisión. | AT0053: en la interfaz i2 de la solución Enel se implementa la comunicación DLC (Distribution Line Carrier), la cual es un subconjunto de los PLC (Power Line Comunication). | Si, está en la Solución medidor Enel. |
| AT0036 | Comunicación guiada - Fibra óptica | Tecnología para el intercambio de datos mediante ondas ópticas (luz) moduladas. | No Aplica | No Aplica |
| AT0037 | Comunicación Inalámbrica - Puerto óptico | Interfaz que permite la comunicación local entre una Unidad de Medida y un equipo de lectura, en la cual la transmisión de datos se realiza a través de señales de luz infrarroja. | AT0049: en la solución medidor Enel el Acceso local se implementa a través de Sonda Óptica respecto a la UM y a la U. Concentradora. En la Solución Punto a Punto se implementa el Acceso Local a la UM a través de Sonda Óptica. | Si, en ambas soluciones. |
| AT0038 | Comunicación Inalámbrica - P2MP | Radio Frecuencia (RF): Tipo de comunicación inalámbrica en donde la transmisión de datos se realiza mediante la modulación de ondas de radio y microondas. Este tipo de comunicación se pueden implementar mediante tecnologías tales como Red MESH (RFMesh), P2MP (Punto‐multipunto) y Wi‐Fi. | AT0052: en la solución medidor Enel se presenta una comunicación RF, la cual tiene estructura P2MP, dado que la comunicación se da desde el punto central (Concentrador), hacia múltiples puntos (UM) | Si, está en la Solución medidor Enel. |
| AT0039 | Comunicación Inalámbrica - MESH | No Aplica. | No Aplica |
| AT0040 | Red Celular - 4G | Celular: Incluye los tipos de comunicación que empleen tecnologías tales como GPRS, 3G, 4G y 5G. | AT0051: en la solución punto a punto, entre la comunicación de la UM con el SGO se encuentra el Router, el cual cumple con comunicación por Red Celular GPRS, 3G y 4G. La tecnología 5G aún no se desarrolla para esta solución.  AT0053: en la solución medidor Enel, entre la comunicación de la U. Concentradora con el SGO se encuentra el Router, el cual cumple con comunicación por Red Celular GPRS, 3G y 4G. La tecnología 5G aún no se desarrolla para esta solución. | Si, en ambas soluciones. |
| AT0041 | Red Celular - 3G | AT0051: en la solución punto a punto, entre la comunicación de la UM con el SGO se encuentra el Router, el cual cumple con comunicación por Red Celular GPRS, 3G y 4G. La tecnología 5G aún no se desarrolla para esta solución.  AT0053: en la solución medidor Enel, entre la comunicación de la U. Concentradora con el SGO se encuentra el Router, el cual cumple con comunicación por Red Celular GPRS, 3G y 4G. La tecnología 5G aún no se desarrolla para esta solución. | Si, en ambas soluciones. |
| AT0042 | Red Celular - GPRS | AT0051: en la solución punto a punto, entre la comunicación de la UM con el SGO se encuentra el Router, el cual cumple con comunicación por Red Celular GPRS, 3G y 4G. La tecnología 5G aún no se desarrolla para esta solución.  AT0053: en la solución medidor Enel, entre la comunicación de la U. Concentradora con el SGO se encuentra el Router, el cual cumple con comunicación por Red Celular GPRS, 3G y 4G. La tecnología 5G aún no se desarrolla para esta solución. | Si, en ambas soluciones. |
| AT0043 | Red Celular - 5G | No Aplica. | No Aplica |

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú:

* AT0034: Se cumple totalmente.
* AT0035: Se cumple totalmente para la solución medidor Enel. Para la solución Punto a Punto no aplica.
* AT0036: No aplica para ninguna de las soluciones de Enel.
* AT0037: Se cumple totalmente.
* AT0038: Se cumple totalmente para la solución medidor Enel. Para la solución Punto a Punto no aplica.
* AT0039: No aplica para ninguna de las soluciones de Enel.
* AT0040: Se cumple totalmente.
* AT0041: Se cumple totalmente.
* AT0042: Se cumple totalmente.
* AT0043: No aplica para ninguna de las soluciones de Enel.

1. **Observación auditoría**

Si bien, la comunicación por fibra óptica y la Red celular 5G si bien no aplican para la solución actual, Enel está considerando su implementación en planes futuros.

## Requerimientos AT0063

1. **Requerimiento**

La interoperabilidad con componentes externas al SMMC se debe realizar mediante las “interfaces externas” que corresponden a interfaces de intercambio de datos a nivel de software, las cuales deben seguir las buenas prácticas de desarrollo y seguridad de la disciplina. Se considera al menos la existencia de Interfaz Almacén de datos y reportes, de acuerdo con definición del Anexo Técnico.

1. Comentario inodú del requerimiento

Para verificar este requerimiento es necesario corroborar la existencia de interfaces externas que permitan la interoperabilidad de componentes externas al SMMC.

De este modo, se debe corroborar al menos la existencia del Almacén de Datos y Reportes, cuya definición en el AT es la siguiente:

*“1. Interfaz Almacén de datos y reportes – Operador de datos: esta interfaz, de carácter unidireccional (desde el Almacén de datos y reportes al Operador) permite el volcado de reportes y estadísticas periódicas para el análisis de la Superintendencia y de otras Partes Interesadas. Lo anterior es sin perjuicio de la fiscalización permanente de la Superintendencia respecto a todo equipo o dato generado o medido en el SMMC. En ningún caso se debe alterar el registro de los datos y las mediciones contenidas en Almacén de Datos y Reportes, pudiendo solamente efectuar operaciones sobre ellos para los fines que cada Parte Interesada estime pertinente, resguardando en todo momento la seguridad de dichos datos.”*

Para verificar este requerimiento se deberá corroborar la existencia de “*Interfaz Almacén de datos y reportes*”, según el AT.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Interfaces externas; Almacén de Datos y Reportes |
| **Requerimientos** | AT0032 |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | Total |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* Documento "Solución Tecnológica para Enel Dx Chile para dar cumplimiento a la NT Dx y al AT SMMC 2021".  \* SMMePlus - Homologation.docx  \* Caso de Uso 1. |
| **Observación inodú** | El análisis de este requerimiento se limitará a la verificación de la interfaz externa: Almacén de Datos y Reportes. |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-14-1** | Caso 11: Diseño de almacén de datos y reportes |

1. **Auditoría inodú**

En el caso de uso INODU-14-1 se respalda la información respecto al diseño del Almacén de Datos y Reportes. El cumplimiento de la definición del Almacén de Datos y Reportes se verifica en el AT0032. (ID-Planes-040 e ID-Planes-069).

Adicionalmente, Enel deberá enviar información relativa a sus capas de integración, para la documentación de la interoperabilidad del sistema con componentes externas. (ID-Planes-079).

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **parcialmente** el requerimiento.

1. **Observación auditoría**

No es posible verificar aún el cumplimiento del AT0032, porque este requerimiento no se cumple en su totalidad aún.

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:

ID-Planes-040

ID-Planes-069

ID-Planes-079

## Requerimientos AT0064

1. **Requerimiento**

AT0064: La interoperabilidad con componentes externas al SMMC se debe realizar mediante las “interfaces externas” que corresponden a interfaces de intercambio de datos a nivel de software, las cuales deben seguir las buenas prácticas de desarrollo y seguridad de la disciplina. Se considera al menos la existencia de Interfaz desde todas las componentes del Sistema de gestión y operación hacia los Sistemas y aplicaciones de la empresa distribuidora, de acuerdo con definición del Anexo Técnico.

1. Comentario inodú del requerimiento

Según el Anexo Técnico se define:” *Interfaz desde todas las componentes del Sistema de gestión y operación hacia los Sistemas y aplicaciones de la empresa distribuidora: Se debe crear el conjunto de interfaces bidireccionales entre las componentes de estos sistemas que asegure la continuidad operacional de la Empresa Distribuidora. Lo anterior en ningún caso debe alterar el registro de los datos y las mediciones contenidas en la Base de Datos Central, pudiendo solamente efectuar operaciones sobre ellos de conformidad a lo establecido en el capítulo 8 del presente Anexo Técnico, resguardando en todo momento la seguridad de dichos datos.”*

Para verificar este requerimiento se deberá corroborar la existencia de “Interfaz desde todas las componentes del Sistema de gestión y operación hacia los Sistemas y aplicaciones de la empresa distribuidora”, según el AT.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Interfaces externas |
| **Requerimientos** |  |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** |  |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* Documento "Solución Tecnológica para Enel Dx Chile para dar cumplimiento a la NT Dx y al AT SMMC 2021".  \* SMMePlus - Homologation.docx  \* Caso de Uso 1. |
| **Observación inodú** |  |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **--** |  |

1. **Auditoría inodú**

Enel deberá enviar información relativa a sus capas de integración, para la documentación de la interoperabilidad del sistema con componentes externas. (ID-Planes-079).

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **parcialmente** el requerimiento.

1. **Observación auditoría**

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:

ID-Planes-079

## Requerimiento AT0134

1. **Requerimiento**

AT0134: El SMMC deberá disponer de un registro de Eventos SMMC y Alarmas, las que se deberán activar, registrar, comunicar y almacenar de acuerdo en lo establecido en la Tabla 6: Activación, registro, comunicación y almacenamiento de variables mínimas que generan Eventos SMMC y Alarmas del Anexo Técnico, conteniendo al menos Marca de tiempo, Tipo de actividad y registro y parámetros característicos del registro.

1. **Comentario inodú del requerimiento**

Para verificar este requerimiento se deberá corroborar que el SMMC cuente con un registro de eventos y alarmas que se deberán:

* Activar
* Registrar
* Comunicar
* Almacenar

Todas las acciones mencionadas deberán ser acorde a la Tabla 6 del Anexo Técnico.

La Tabla 6 del Anexo Técnico y su contexto son los siguientes:

”***Artículo 4-7 Registro de Eventos SMMC y Alarmas***

*El SMMC debe disponer de un registro de Eventos SMMC y Alarmas, las que deberá activar, registrar, comunicar y almacenar de acuerdo a lo establecido en la siguiente tabla, donde “X” representa aquellas variables que deben ser activadas, registradas, comunicadas y almacenadas; y “\*” representa aquellas variables que, en la medida que los equipos sean capaces de medirlas, deben ser activadas, registradas, comunicadas y almacenadas, pudiendo dichos registros ser de calidad inferior a aquel requerido para efectos del monitoreo de la Calidad de Producto según lo establecido en la NTD.*

Tabla 4: Tabla 6: Activación, registro, comunicación y almacenamiento de variables mínimas que generan Eventos y Alarmas

Table

Description automatically generated

Table

Description automatically generated

El registro obtenido a través de estos procedimientos debe contener al menos:

1. Marca de tiempo del registro.

2. Tipo de actividad del registro (código de evento).

3. Parámetros característicos del registro.

1. **Relación a otros componentes / requerimientos**

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | UM; SMMC |
| **Requerimientos** | AT0135 |

1. **Observaciones autoevaluación realizada por Enel**

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | Total |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* Documento "Solución Tecnológica para Enel Dx Chile para dar cumplimiento a la NT Dx y al AT SMMC 2021".  \* Caso de Uso 7.  \* 2.SMMePlus - Homologation v.1.3  \* Documento Starbeat  \* Especificaciones técnicas de medidores: EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel v.2. |
| **Observación inodú** |  |

1. **Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.**

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **-** | - |

1. **Auditoría inodú**

Se requiere información adicional por parte de Enel para poder realizar la auditoría (ID-Planes-080)

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, no se cumple el requerimiento.

1. **Observación auditoría**

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:

ID-Planes-080

## Requerimiento AT0135

1. **Requerimiento**

Se debe poder realizar una lectura remota y local del registro de Eventos SMMC y Alarmas del Medidor. Dicho registro debe contar con, al menos, la siguiente información: 1. Marca de tiempo del registro. 2. Tipo de actividad del registro (código de evento). 3. Parámetros característicos del registro.

1. **Comentario inodú del requerimiento**

Para verificar el requerimiento se debe corroborar que los registros de eventos y alarmas del medidor se puedan realizar a través de lectura local y remota.

El registro obtenido a través de estos procedimientos debe contener al menos:

1. Marca de tiempo del registro.

2. Tipo de actividad del registro (código de evento).

3. Parámetros característicos del registro.

1. **Relación a otros componentes / requerimientos**

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Comunicaciones; SMMC |
| **Requerimientos** | AT0028; AT0247 |

1. **Observaciones autoevaluación realizada por Enel**

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | Total |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* Documento "Solución Tecnológica para Enel Dx Chile para dar cumplimiento a la NT Dx y al AT SMMC 2021".  \* Caso de Uso 7.  \* SMMePlus - Homologation v.1.3  \* Documento Starbeat  \* Especificaciones técnicas de medidores: (EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel v.2 |
| **Observación inodú** |  |

1. **Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.**

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **-** | - |

1. **Auditoría inodú**

Se requiere información adicional por parte de Enel para poder realizar la auditoría (ID-Planes-080)

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, no se cumple el requerimiento.

1. **Observación auditoría**

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:

ID-Planes-080

## Requerimiento AT0145

1. **Requerimiento**

El SMMC debe disponer del número suficiente de canales de transmisión de datos que permitan cumplir a cabalidad con lo exigido en el Anexo Técnico.

1. **Comentario inodú del requerimiento**

Este requerimiento es de jerarquía alta, ya que debe corroborarse todos los requerimientos relativos a comunicaciones para poder afirmar que cuenta con los canales de transmisión suficientes para poder verificarlo.

Para poder abordar el requerimiento, se abordará desde la perspectiva de la existencia de los canales de comunicación definidos en las interfaces respectivas, los cuales son abordados en los AT0049; AT0051; AT0052; AT0053; AT0054; AT0055; AT0056; AT0057; AT0058; AT0059; AT0060; AT0061.

1. **Relación a otros componentes / requerimientos**

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Comunicaciones; |
| **Requerimientos** | Interfaces |

1. **Observaciones autoevaluación realizada por Enel**

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | Total |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* Especificaciones técnicas de medidores: EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel v.2.  \* Documento "Solución Tecnológica para Enel Dx Chile para dar cumplimiento a la NT Dx y al AT SMMC 2021". |
| **Observación inodú** |  |

1. **Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.**

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **-** | - |

1. **Auditoría inodú**

En base a lo desarrollado en los AT0049; AT0051; AT0052; AT0053; AT0054; AT0055; AT0056; AT0057; AT0058; AT0059; AT0060; AT0061, es posible afirmar que existen los canales de comunicación suficientes para cumplir con lo especificado en el AT.

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple totalmente el requerimiento.

1. **Observación auditoría**

Sin comentarios.

## Requerimiento AT0255

1. **Requerimiento**

El SGO debe permitir el acceso y la interoperabilidad a los recursos de comunicaciones a nivel de aplicación entre los distintos componentes del SMMC.

1. Comentario inodú del requerimiento

Bajo la interpretación de inodú, para verificar este requerimiento se debe corroborar que las respectivas aplicaciones del SGO permitan el acceso y la interoperabilidad a los recursos de comunicaciones del SMMC.

Se entenderán como recursos de comunicaciones a nivel de aplicación entre los distintos componentes del SMMC todos aquellos medios o interfaces que permitan el intercambio de información entre las distintas componentes del SMMC.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | SGO; SMMC; Comunicaciones |
| **Requerimientos** |  |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | Total |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* Documento "Solución Tecnológica para Enel Dx Chile para dar cumplimiento a la NT Dx y al AT SMMC 2021".  \* Casos de Uso 1  \* SMMeplus Architecture |
| **Observación inodú** |  |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **-** | - |

1. **Auditoría inodú**

No hay información respecto a permisos especiales para interoperabilidad de recursos comunicacionales a nivel de aplicación entre los distintos componentes del SMMC. En este sentido, el SGO es no tiene restricciones en cuanto al acceso y la interoperabilidad de recursos de Comunicaciones a nivel de aplicación. Se requiere de documentación para poder respaldar este punto (ID-Planes-099).

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple totalmenteel requerimiento.

1. **Observación auditoría**

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:

ID-Planes-099

## Requerimiento AT0256

1. **Requerimiento**

El SGO debe permitir la adaptación automática a los cambios de la red de comunicaciones entre los diferentes componentes en caso de que la red de comunicaciones cambie su topología.

1. Comentario inodú del requerimiento

Para verificar este requerimiento es necesario corroborar que si a través del SGO se tiene un sistema de adaptación automática cuando se realizan cambios en la red de comunicaciones relativos a su topología.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | SGO; Comunicaciones |
| **Requerimientos** | AT0255 |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | Total |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* SMMePlus  \* Homologation.docx  \* Documento Starbeat |
| **Observación inodú** |  |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| INODU-19-6 | MSC AND LVM CONCENTRATOR FUNCTIONAL SPECIFICATION - 6.4 AMM COMMUNICATION |

1. **Auditoría inodú**

Al igual que se indicó en el AT0255, el SGO es transparente en el acceso e interoperabilidad de recursos de comunicaciones, sin embargo, no cuenta con un sistema de adaptación automática relativo a los cambios de la red de comunicaciones. De este modo, existen casos puntuales como el del LVM en el cual hay que configurar de manera manual su conexión con el SGO (INODU-19-6).

Se deberá abordar la creación de un sistema de adaptación automática relativo a cambios en la red de comunicaciones (ID-Planes-081).

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, no se cumpleel requerimiento.

1. **Observación auditoría**

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:

ID-Planes-081

## Requerimiento AT0257

1. **Requerimiento**

El sistema SMMC debe estar habilitado para comunicaciones bidireccionales seguras con sistemas y dispositivos autorizados.

1. **Comentario inodú del requerimiento**

Para verificar este requerimiento es necesario corroborar que, al producirse comunicaciones bidireccionales entre el SMMC y otros dispositivos autorizados, estas sean de manera segura.

1. **Relación a otros componentes / requerimientos**

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Comunicaciones; Seguridad |
| **Requerimientos** | AT0119 |

1. **Observaciones autoevaluación realizada por Enel**

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | Total |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* Documento "Solución Tecnológica para Enel Dx Chile para dar cumplimiento a la NT Dx y al AT SMMC 2021". |
| **Observación inodú** |  |

1. **Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.**

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **--** |  |

1. **Auditoría inodú**

Documentación pendiente por parte de Enel (ID-Planes-084)

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple parcialmente el requerimiento.

1. **Observación auditoría**

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:

ID-Planes-084

## Requerimiento AT0258

1. **Requerimiento**

Todas las interfaces de comunicación deben considerar la habilitación de los protocolos y funcionalidades que sean requeridos para la comunicación con otros equipos del SMMC.

1. **Comentario inodú del requerimiento**

Este requerimiento puede ser abordado desde el punto de vista de protocolos y funcionalidades de comunicación exigidos por la norma técnica a las interfaces, a través de otros requerimientos en los que se corroboran estos puntos en detalle.

De este modo, el requerimiento se cumplirá a la vez que se cumplan los requerimientos:

Relativos a protocolos: AT0017; AT0264; AT0267; AT0268; AT0270; AT0274;

Relativos a Interfaces: AT0049; AT0051; AT0052; AT0053; AT0054; AT0055; AT0056; AT0057; AT0058; AT0059; AT0060; AT0061;

A modo de resumen, se deberá considerar:

* Relativo a protocolos se debe considerar la habilitación de:
* Cumplimiento del protocolo IEC 62056 para el intercambio de datos en acceso local y remoto (o interoperabilidad).
* Cumplimiento del protocolo IEC 61968-9; 2013 para la integración.
* Protocolos de seguridad para la protección de datos en la comunicación
* Implementación de Proxy/cortafuegos (protocolo de seguridad).
* Relativo a funcionalidades se debe considerar la habilitación de:
* Comunicación entre componentes del SMMC y comunicación interna del SGO.
* Comunicación con componentes externas a través de interfaces.
* Funciones de Operación y Mantenimiento
* Funciones de autenticación y autorización de comunicación de datos.
* Filtro de paquetes que provengan de comunicaciones no autorizadas.
* Filtro de paquetes con errores.
* Control de acceso y uso.
* Control de privacidad de comunicación, de los procesos y accesos locales y remotos no autorizados.

1. **Relación a otros componentes / requerimientos**

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Interfaces; Comunicaciones |
| **Requerimientos** | AT0010;  AT0017; AT0264; AT0267; AT0268; AT0274; (protocolos)  AT0049; AT0051; AT0052; AT0053; AT0054; AT0055; AT0056; AT0057; AT0058; AT0059; AT0060; AT0061; (definición interfaces)  AT0207; AT0259; AT0260; AT0281; AT0293 (funcionalidades interfaces) |

1. **Observaciones autoevaluación realizada por Enel**

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | Total |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | Documento "Solución Tecnológica para Enel Dx Chile para dar cumplimiento a la NT Dx y al AT SMMC 2021". |
| **Observación inodú** |  |

1. **Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.**

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **-** | - |

1. **Auditoría inodú**

El desarrollo relativo a protocolos y funcionalidades se verifica en el AT0010. Luego, este requerimiento busca verificar que el sistema cuente con la habilitación para estos protocolos y funcionalidades, lo cual será documentado por Enel según ID-Planes-085.

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple parcialmente el requerimiento.

1. **Observación auditoría**

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:

ID-Planes-085

## Requerimiento AT0260

1. **Requerimiento**

Las interfaces no deben aceptar paquetes que provengan de comunicaciones no autorizadas. Además, deben ser capaces de identificar paquetes con errores y descartarlos.

1. **Comentario inodú del requerimiento**

Para verificar el requerimiento se debe corroborar que las interfaces:

* Filtren paquetes de comunicaciones no autorizadas.
* Filtren y descarten paquetes con errores.

1. **Relación a otros componentes / requerimientos**

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Interfaces; seguridad |
| **Requerimientos** |  |

1. **Observaciones autoevaluación realizada por Enel**

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | Total |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* SMMePlus  \* Homologation.docx  \* Documento Starbeat  \* Especificaciones Técnicas de equipos |
| **Observación inodú** |  |

1. **Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.**

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-xx-x** |  |

1. **Auditoría inodú**

Para cumplir el AT0260 se requiere abordar el ID-Planes-087, en donde Enel enviará los protocolos relativos a:

- Filtros de paquetes de datos no autorizados.

- Filtros de paquetes de datos con errores.

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple parcialmente el requerimiento.

1. **Observación auditoría**

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:

ID-Planes-087

## Requerimiento AT0261

1. **Requerimiento**

La operación de los componentes del SMMC deben mantenerse independientemente de si la comunicación está operativa o no.

1. **Comentario inodú del requerimiento**

Para verificar este requerimiento se deberá corroborar que existan mecanismos que permitan la continuidad de la operación de los componentes del SMMC (UM, Concentrador y SGO), tanto en operación normal como también cuando existan interrupciones de comunicación.

1. **Relación a otros componentes / requerimientos**

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Comunicaciones; seguridad |
| **Requerimientos** | AT0262 |

1. **Observaciones autoevaluación realizada por Enel**

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | Total |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* SMMePlus  \* Homologation.docx  \* Documento Starbeat  \* Especificaciones Técnicas de equipos |
| **Observación inodú** |  |

1. **Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.**

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| INODU-98-13 |  |

1. **Auditoría inodú**

En el caso de la solución medidor Enel, en INODU-98-13 se presenta el mecanismo de verificación de accesibilidad a los concentradores y la unidad de medida a través de un contador “nrn”. De este modo se realiza un chequeo constante respecto al estado del sistema. De este modo se realiza un chequeo de las actualizaciones de información en la base de datos y en caso de que esta no sea recibida, el contado aumenta y queda un registro. No se tiene información sobre los procedimientos de verificación de comunicaciones y acceso utilizados en el Starbeat (ID-Planes-089).

Algunos requerimientos relacionados a la operación de manera independiente de los componentes del sistema se describen a continuación:

* En el AT0149 y AT0151 se verifica que las unidades de medida cuenten con una memoria de almacenamiento de registros que permita el almacenamiento de sus registros por al menos 45 días seguidos. (cumplimiento parcial)
* En el AT0213 se verifica que las unidades concentradoras, en caso de una interrupción de suministro, cuentan con funcionalidades para almacenar por un periodo de al menos 15 días corridos, la información de lecturas y eventos de las UM asociadas. (cumplimiento parcial)
* Adicionalmente, en AT0165 se indica que las UM cuentan con un reloj interno que permite su funcionamiento de manera autónoma por al menos 5 años. (cumplimiento parcial)
* En INODU-21-3 se menciona que la U. Concentradora cuenta con una batería de respaldo que permite su operación por al menos 3 años.

Si bien se cuenta con cierta información que permite verificar que algunas componentes del sistema pueden continuar con su operación de manera independiente a las comunicaciones del sistema, se requiere documentación adicional sobre protocolos de operatividad de Enel para estas situaciones ID-Planes-100.

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple parcialmente el requerimiento.

1. **Observación auditoría**

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:

ID-Planes-089

ID-Planes-100

## Requerimiento AT0262

1. **Requerimiento**

Después de una Interrupción de Suministro, los SMMC deben estar en condiciones de reconectarse automáticamente a través de la red de comunicaciones.

1. **Comentario inodú del requerimiento**

Para verificar este requerimiento se debe verificar que exista un mecanismo de reconexión ante interrupciones a través de la red de comunicaciones

1. **Relación a otros componentes / requerimientos**

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | SMMC; Seguridad; Comunicaciones. |
| **Requerimientos** | AT0125; AT0137; |

1. **Observaciones autoevaluación realizada por Enel**

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | Total |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* SMMePlus  \* Homologation.docx  \* Documento Starbeat  \* Especificaciones Técnicas de equipos |
| **Observación inodú** |  |

1. **Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.**

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **-** | - |

1. **Auditoría inodú**

Enel generará un caso de uso para abordar este requerimiento (ID-Planes-088)

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple parcialmente el requerimiento.

1. **Observación auditoría**

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:

ID-Planes-088

## Requerimiento AT0263

1. **Requerimiento**

Los SMMC deben disponer de funcionalidades de chequeo de la comunicación. Dicho chequeo se podrá realizar antes, durante o después de un trabajo de mantenimiento.

1. **Comentario inodú del requerimiento**

Para verificar este requerimiento se deberá corroborar que existan mecanismos de chequeo de la comunicación en el sistema.

1. **Relación a otros componentes / requerimientos**

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Comunicaciones; |
| **Requerimientos** |  |

1. **Observaciones autoevaluación realizada por Enel**

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | Total |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* SMMePlus  \* Homologation.docx  \* Documento Starbeat  \* Especificaciones Técnicas de equipos |
| **Observación inodú** |  |

1. **Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.**

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **-** | - |

1. **Auditoría inodú**

Enel generará un caso de uso para abordar este requerimiento (ID-Planes-089)

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple parcialmente el requerimiento.

1. **Observación auditoría**

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:

ID-Planes-089

## Requerimientos AT0062

1. **Requerimiento**

La interoperabilidad entre los componentes del SMMC se define mediante la existencia de interfaces que permiten el intercambio de información de acuerdo con los requisitos establecidos en el Artículo 6‐22 y Artículo 9‐11 numeral 6, según corresponda.

1. Comentario inodú del requerimiento

El artículo 6-22 mencionado en el requerimiento no existe. Bajo la interpretación de inodú, este requerimiento pudiese hacer referencia al artículo 6-2.

El artículo 6-2 menciona: ” Los SMMC deben contar con tecnologías, protocolos y modelos de datos que cumplan con las siguientes exigencias:

1. Para la comunicación local o remota de los dispositivos se aceptará el empleo de interfaces

cableada o inalámbrica.

2. Los estándares aplicables a los modelos de datos y protocolos de intercambio a nivel de

capa de aplicación, tanto para el acceso local y remoto de los registros de medición y

estado, corresponden a los que se establecen en las normas individualizadas en la siguiente Tabla.

Table

Description automatically generated

Graphical user interface, text, application

Description automatically generated

“

**Artículo 9-11 numeral 6: “En zonas de baja concentración de clientes:**

6. Para dar cumplimiento a las exigencias del artículo 6‐2 del presente Anexo Técnico, se deberá considerar, en reemplazo de la Tabla 7.a., la siguiente Tabla 7.b.:

**Table

Description automatically generated”**

Dado el contenido del requerimiento, este se abordará de manera similar a los requerimientos AT0264, AT0265, AT0266, AT0267 y AT0268. Luego, para su desarrollo se determinará el cumplimiento de los estándares mencionados para los dos tipos de soluciones implementadas por Enel.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | SMMC; Comunicaciones; interfaces |
| **Requerimientos** | AT0264; AT0265; AT0266; AT0267; AT0268 |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | Total |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* Documento "Solución Tecnológica para Enel Dx Chile para dar cumplimiento a la NT Dx y al AT SMMC 2021".  \* SMMePlus - Homologation.docx  \* Caso de Uso 1. |
| **Observación inodú** |  |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| INODU-91-1 |  |
|  |  |
|  |  |

1. **Auditoría inodú**

[Para este punto es necesario verificar que todas las componentes cumplan la IEC 62056]

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Solución | Tipo de Acceso |  | Tipo cliente según zona | Norma exigida AT | Cumple/comentarios/planes |
| Solución Medidor Enel (SMMePlus) | Acceso Local | Protocolos de Aplicación | Normal | IEC 62056 | ID-Planes-096 |
| Baja concentración | IEC 62056  ANSI C12.22  ANSI C12.18 |  |
| Modelos de Datos | Normal | IEC 62056 | ID-Planes-096 |
| Baja concentración | IEC 62056  ANSI C12.19 |  |
| Acceso Remoto | Protocolos de Aplicación | Normal | IEC 62056  ANSI C12.18 | ID-Planes-096 |
| Baja concentración |  |  |
| Modelos de Datos | Normal | IEC 62056 | ID-Planes-096 |
| Baja concentración | IEC 62056  ANSI C12.19 |  |
| Integración | Protocolos de Aplicación | Todos | IEC 61968-9:2014 (CIM) | Cumple (INODU-91-1) |
| Todos | Multi Speak | ¿Qué es Multi Speak?  ID-Planes-098 |
| Solución Punto a Punto (StarBeat) | Acceso Local | Protocolos de Aplicación | Normal | IEC 62056 | ID-Planes-096 |
| Baja concentración | IEC 62056  ANSI C12.22  ANSI C12.18 |  |
| Modelos de Datos | Normal | IEC 62056 | ID-Planes-096 |
| Baja concentración | IEC 62056  ANSI C12.19 |  |
| Acceso Remoto | Protocolos de Aplicación | Normal | IEC 62056 | ID-Planes-096 |
| Baja concentración | IEC 62056  ANSI C12.18 |  |
| Modelos de Datos | Normal | IEC 62056 | ID-Planes-096 |
| Baja concentración | IEC 62056  ANSI C12.19 |  |
| Integración | Protocolos de Aplicación | Todos | IEC 61968-9:2014 (CIM) | No está documentado  ID-Planes-097 |
| Todos | Multi Speak | ¿Qué es Multi Speak?  ID-Planes-098 |

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple parcialmente el requerimiento.

1. **Observación auditoría**

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:

ID-Planes-096

ID-Planes-097

ID-Planes-098

## Requerimiento AT0264; AT0265; AT0266; AT0267; AT0268

1. **Requerimiento**

AT0264: Los SMMC deben cumplir con el estándar: Tipo de Acceso, Acceso Local – Protocolos de intercambio – IEC 62056.

AT0265: Los SMMC deben cumplir con el estándar: Tipo de Acceso, Acceso Local – Modelo de datos – IEC 62056.

AT0266: Los SMMC deben cumplir con el estándar: Tipo de Acceso, Acceso Remoto – Modelo de datos – IEC 62056.

AT0267: Los SMMC deben cumplir con el estándar: Tipo de Acceso, Integración – Protocolos de intercambio – IEC 61968-9 (CIM).

AT0268: Los SMMC deben cumplir con el estándar: Tipo de Acceso, Integración - Protocolos de aplicación - Multi speak.

1. **Comentario inodú del requerimiento**

El desarrollo de los requerimientos AT0264; AT0265; AT0266; AT0267; AT0268 es abordado en el AT0062.

Cabe destacar que, según el Anexo Técnico, la tabla 7.a del Anexo Técnico que contiene a los requerimientos AT0264; AT0265; AT0266; AT0267; AT0268 se debe abordar según la tabla 7.b del del artículo transitorio 9.11 para zonas de baja concentración de clientes. Adicionalmente, debería ser considerado el Art. 9.4 del AT.

1. **Relación a otros componentes / requerimientos**

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Acceso Local; Interfaz 0; Concentrador LVM; Comunicaciones; Seguridad. |
| **Requerimientos** | AT0062; |

1. **Observaciones autoevaluación realizada por Enel**

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | Parcial |
| \* Anexo técnico Art. 9.3 | \* Anexo técnico Art. 9.3  \* SMMePlus  \* Homologation.docx  \* Documento Starbeat  \* Especificaciones Técnicas de equipos  \* Especificaciones técnicas medidores |
| **Observación inodú** | ¿Qué relación tiene el AT Art. 9.3? Tiene mayor relación el Art. 9.4 y 9.11 numeral 6 |

1. **Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.**

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| - | - |

1. **Auditoría inodú**

Ver AT0062

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple parcialmente el requerimiento.

1. **Observación auditoría**

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:

ID-Planes-096

ID-Planes-097

ID-Planes-098

El cumplimiento de estos requerimientos se desarrolla en conjunto con el AT0062.

## Requerimiento AT0269

1. **Requerimiento**

Para la comunicación local o remota de los dispositivos se aceptará el empleo de interfaces cableada o inalámbrica.

1. **Comentario inodú del requerimiento**

Para verificar este requerimiento se deberá analizar el tipo de interfaces utilizadas para la comunicación y corroborar que estas sean del tipo cableadas o inalámbricas.

Por otra parte, este requerimiento debería cumplirse siempre, dado que el tipo cableado o inalámbrico abarca todo el conjunto de interfaces posibles.

1. **Relación a otros componentes / requerimientos**

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Comunicaciones; Interfaces |
| **Requerimientos** | AT0034; AT0035; AT0036; AT0037; AT0038; AT0039; AT0040; AT0041; AT0042; AT0043; |

1. **Observaciones autoevaluación realizada por Enel**

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | Total |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* Solución Tecnológica para Enel Dx Chile para dar cumplimiento a la NT Dx y al AT SMMC 2021 |
| **Observación inodú** |  |

1. **Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.**

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **-** | - |

1. **Auditoría inodú**

En los requerimientos AT0034; AT0035; AT0036; AT0037; AT0038; AT0039; AT0040; AT0041; AT0042; AT0043; se especifican los tipos de comunicación que se utilizan para la implementación del SMMC, las cuales corresponden a interfaces cableadas o inalámbricas.

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple totalmente el requerimiento.

1. **Observación auditoría**

Sin comentarios.

## Requerimiento AT0270

1. **Requerimiento**

AT0270: Los estándares aplicables a los modelos de datos y protocolos de intercambio a nivel de capa de aplicación, tanto para el acceso local y remoto de los registros de medición y estado, corresponden a los que se establecen en las normas individualizadas en Tabla 7.a. Sin perjuicio de lo anterior, se hace presente que las funcionalidades exigidas en la NTD y en el Anexo Técnico deben ser cumplidas por los componentes mínimos de la arquitectura conceptual del SMMC. Las funcionalidades de cada componente podrán ser realizadas por uno o más equipos, dispositivos, software, protocolos o tecnologías, según corresponda, lo que deberá ser determinado por la Empresa Distribuidora como parte de su diseño del SMMC. Adicionalmente, las Empresas Distribuidoras y el SMMC deberán dar cumplimiento a un Perfil del estándar indicado en la tabla 7.a del Anexo técnico, el que deberá ser acordado y definido en conjunto por todas las Empresas Distribuidoras considerando exigencias de seguridad acorde a buenas prácticas. El Perfil del estándar deberá ser acordado y definido por las Empresas Distribuidoras, y corresponde a la especificación de la información y cómo ésta debe ser intercambiada o comunicada para garantizar la total interoperabilidad de los componentes del SMMC y de éste con otros sistemas que puedan asociarse a él.

1. **Comentario inodú del requerimiento**

Los requerimientos relativos a la tabla 7.a se desarrollan en:

* AT0264; AT0265; AT0266; AT0267; AT0268

Por lo que la primera parte del requerimiento se desarrollará según el cumplimiento de estos.

Relativo a el cumplimiento del perfil estándar indicado en la tabla 7.a. del AT, en este caso no aplica dado que, según lo reportado por Enel, esto fue reemplazado por los casos de uso.

Se debe considerar además el artículo 9.4 del AT.

1. **Relación a otros componentes / requerimientos**

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | SMMC |
| **Requerimientos** | AT0264; AT0265; AT0266; AT0267; AT0268 |

1. **Observaciones autoevaluación realizada por Enel**

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | Total |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* Solución Tecnológica para Enel Dx Chile para dar cumplimiento a la NT Dx y al AT SMMC 2021  \* Casos de Uso |
| **Observación inodú** |  |

1. **Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.**

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **-** | - |

1. **Auditoría inodú**

Para el cumplimiento del requerimiento se requiere cumplir con los requerimientos:

* AT0264; AT0265; AT0266; AT0267; AT0268

Adicionalmente, Enel mencionó que relativo a el cumplimiento del perfil estándar indicado en la tabla 7.a. del AT, que en este caso no aplica dado que, según lo reportado por Enel, esto fue reemplazado por los casos de uso. Esto debe ser documentado por Enel para poder ser documentado en la auditoría (ID-Planes-095)

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, este requerimiento no aplica.

1. **Observación auditoría**

Se requiere información adicional para respaldar el estado del requerimiento. (ID-Planes-095)

# Verificación de requerimientos de Seguridad

Para el desarrollo de los requerimientos relacionados a la seguridad del sistema el equipo auditor ha desarrollado un esquema de jerarquía de requerimientos, dada la interrelación detectada entre ellos a través del proceso de auditoría. El esquema es el siguiente:

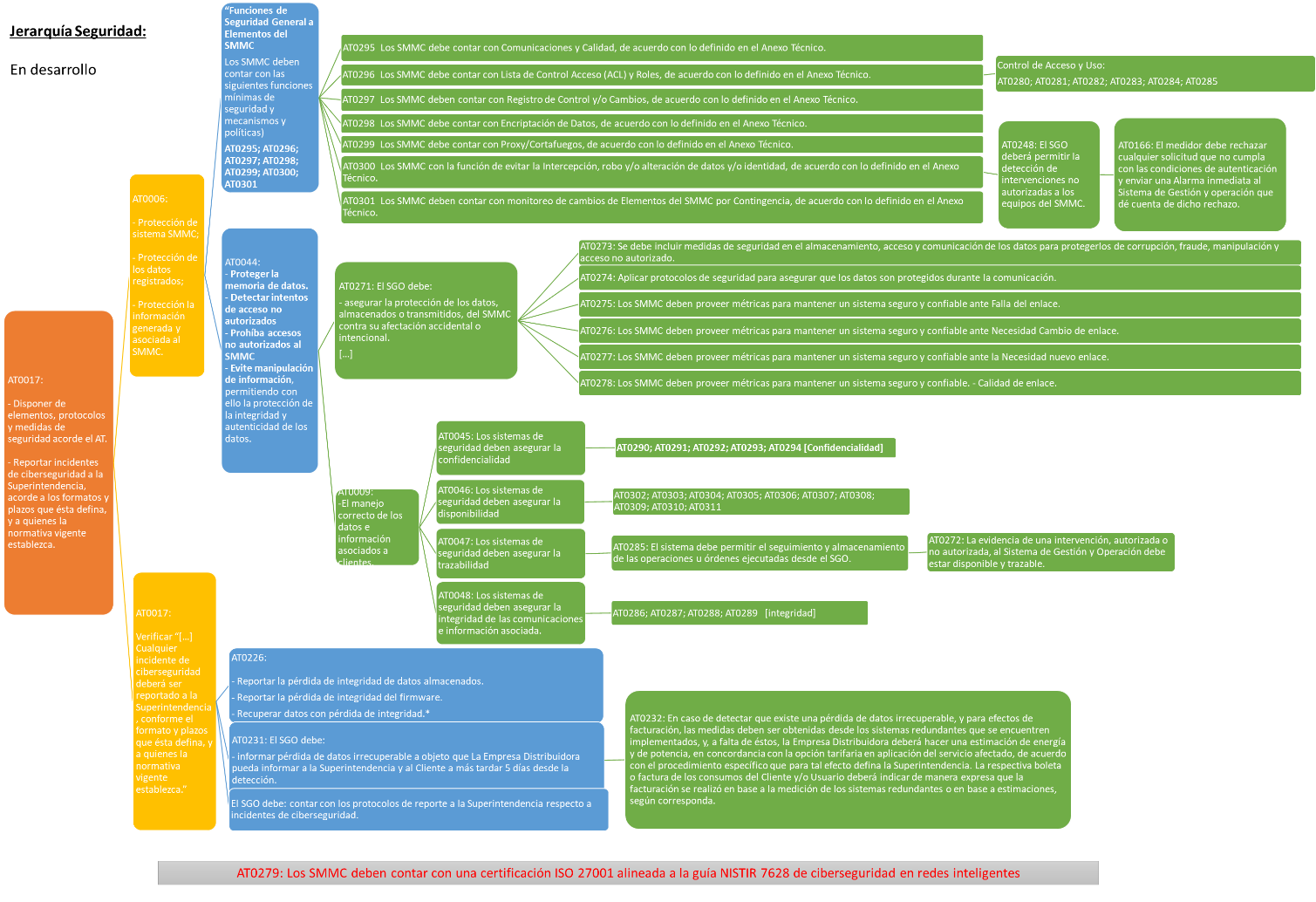


Figura 18: Esquema de jerarquía de requerimientos de seguridad[[4]](#footnote-5)

## Requerimiento AT0006

1. **Requerimiento**

AT0006: Implementar SMMC que dispongan de herramientas de seguridad orientadas a la protección de dicho sistema, de los datos registrados, la información generada a partir de éste y, en general, de la información asociada al SMMC.

1. **Comentario inodú del requerimiento**

Se debe verificar que el SMMC disponga de uno o más sistemas de seguridad que permitan:

* Protección de sistema SMMC,
* Protección de los datos registrados,
* Protección la información generada y asociada al SMMC.

Este requerimiento es de jerarquía alta, ya que se cumple al dar cumplimiento a otros requerimientos relacionados a cada punto. Así, los requerimientos relacionados se podrían categorizar de la siguiente manera:

* Protección del sistema SMMC:AT0295; AT0296; AT0297; AT0298; AT0299; AT0300; AT0301 .
* Protección de los datos registrados: AT0044 y AT009.
* Protección la información generada y asociada al SMMC: AT0044 y AT009.

1. **Relación a otros componentes / requerimientos**

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Seguridad |
| **Requerimientos** | AT0295; AT0296; AT0297; AT0298; AT0299; AT0300; AT0301; AT0044; AT0009 |

1. **Observaciones autoevaluación realizada por Enel**

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | Total |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* Solución Tecnológica para Enel Dx Chile para dar cumplimiento a la NT Dx y al AT SMMC 2021. |
| **Observación inodú** |  |

1. **Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.**

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **-** | - |

1. **Auditoría inodú**

Para el cumplimiento de este requerimiento se debe cumplir antes con: AT0295; AT0296; AT0297; AT0298; AT0299; AT0300; AT0301; AT0044; AT0009; AT0271.

[Requerimiento dependiente]

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
|  | **Requerimiento** | **Estado actual** |
| Protección del sistema SMMC | AT0295 | Parcial |
| AT0296 | Parcial |
| AT0297 | Parcial |
| AT0298 | Parcial |
| AT0299 | Parcial |
| AT0300 | Parcial |
| AT0301 | Parcial |
| Protección de los datos registrados | AT0044 | Parcial |
| AT0009 | Parcial |
| Protección la información generada y asociada al SMMC | AT0044 | Parcial |
| AT0271 | Parcial |

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **parcialmente** el requerimiento.

1. **Observación auditoría**

Para el cumplimiento de este requerimiento se debe cumplir con: AT0295; AT0296; AT0297; AT0298; AT0299; AT0300; AT0301; AT0044; AT0009; AT0271.

## Requerimiento AT0009

1. **Requerimiento**

Establecer todas las medidas de seguridad necesarias para el correcto manejo de datos e información asociada a los Clientes, dentro del SMMC o accesible a través de sus interfaces.

1. **Comentario inodú del requerimiento**

Para verificar este requerimiento es necesario corroborar que se establezcan las medidas de seguridad para:

1. El manejo correcto de los datos e información asociados a clientes.

Desde el punto de vista de inodú, este requerimiento se puede abordar desde el cumplimiento de los AT0045; AT0046; AT0047 y AT0048.

1. **Relación a otros componentes / requerimientos**

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Seguridad; Comunicaciones |
| **Requerimientos** |  |

1. **Observaciones autoevaluación realizada por Enel**

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | Total |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* Solución Tecnológica para Enel Dx Chile para dar cumplimiento a la NT Dx y al AT SMMC 2021. |
| **Observación inodú** |  |

1. **Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.**

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **-** | - |

1. **Auditoría inodú**

Para el cumplimiento de este requerimiento se debe cumplir antes con: AT0045; AT0046; AT0047 y AT0048

|  |  |
| --- | --- |
| **Requerimiento** | **Estado actual** |
| AT0045 | Parcial |
| AT0046 | No Aplica |
| AT0047 | Incumplimiento |
| AT0048 | Parcial |

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **parcialmente** el requerimiento.

1. **Observación auditoría**

Para el cumplimiento de este requerimiento se debe cumplir antes con: AT0045; AT0046; AT0047 y AT0048

## Requerimiento AT0017

1. **Requerimiento**

Disponer de los elementos, protocolos y medidas seguridad que se establecen en el presente Anexo Técnico, de manera de proteger los componentes, los canales de comunicación y la información asociada a los SMMC. Esto incluye la información y datos de Clientes, almacenados dentro del SMMC o accesibles desde el SMMC en los sistemas internos de cada Empresa Distribuidora, así como todo dato o registro de cuyo procesamiento pudiese extraerse un dato personal y, en especial, un dato sensible. Cualquier incidente de ciberseguridad deberá ser reportado a la Superintendencia, conforme el formato y plazos que ésta defina, y a quienes la normativa vigente establezca.

1. **Comentario inodú del requerimiento**

Para verificar el requerimiento es necesario corroborar los siguientes puntos:

* 1. Disponer de elementos, protocolos y medidas de seguridad acorde el AT.
  2. Reportar incidentes de ciberseguridad a la superintendencia, acorde a los formatos y plazos que ésta defina, y a quienes la normativa vigente establezca.

Este requisito es de jerarquía alta, ya que abarca otros requerimientos. Así, para ser abordado se puede limitar su desarrollo al cumplimiento de los AT0006 y la parte final del AT0017:

AT0006: “Implementar SMMC que dispongan de herramientas de seguridad orientadas a la protección de dicho sistema, de los datos registrados, la información generada a partir de éste y, en general, de la información asociada al SMMC.”

AT0017: “[…] Cualquier incidente de ciberseguridad deberá ser reportado a la Superintendencia, conforme el formato y plazos que ésta defina, y a quienes la normativa vigente establezca.”

1. **Relación a otros componentes / requerimientos**

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** |  |
| **Requerimientos** | AT0006; AT0226; AT0231 |

1. **Observaciones autoevaluación realizada por Enel**

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | Total |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* Solución Tecnológica para Enel Dx Chile para dar cumplimiento a la NT Dx y al AT SMMC 2021 |
| **Observación inodú** |  |

1. **Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.**

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **-** | - |

1. **Auditoría inodú**

Para el cumplimiento de este requerimiento se debe cumplir antes con: AT0006 y con que “[…] Cualquier incidente de ciberseguridad deberá ser reportado a la Superintendencia, conforme el formato y plazos que ésta defina, y a quienes la normativa vigente establezca.”

Para desarrollar el punto “[…] Cualquier incidente de ciberseguridad deberá ser reportado a la Superintendencia, conforme el formato y plazos que ésta defina, y a quienes la normativa vigente establezca.”, se puede abordar desde el cumplimiento de los AT0226, AT0231 y un plan de implementación relativo a protocolos de reporte de eventos de ciberseguridad a la superintendencia y a quienes establezca la normativa vigente (ID-Planes-103)

|  |  |
| --- | --- |
| **Requerimiento** | **Estado actual** |
| AT0006 | Parcial |
| AT0226 | Parcial |
| AT0231 | Parcial |
| ID-Planes-103 | Pendiente |

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple parcialmente el requerimiento.

1. **Observación auditoría**

Para el cumplimiento de este requerimiento se debe cumplir antes con: AT0006; AT0226; AT0231 y el plan ID-Planes-103

## Requerimiento AT0044

1. **Requerimiento**

**AT0044:** Los componentes del SMMC y, en particular los módulos del Sistema de Gestión y Operación deben estar incorporados dentro de un sistema de seguridad que proteja la memoria de datos, detecte intentos de acceso no autorizados, prohíba accesos no autorizados al SMMC y evite la manipulación de información, permitiendo con ello la protección de la integridad y autenticidad de los datos.

1. Comentario inodú del requerimiento

Los puntos que se deben verificar en este requerimiento AT0044 son relativos a la existencia de un sistema de seguridad que permita:

* Proteger la memoria de datos.
* Detectar intentos de acceso no autorizados
* Prohíba accesos no autorizados al SMMC
* Evite manipulación de información, permitiendo con ello la protección de la integridad y autenticidad de los datos.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | SMMC; SGO; Seguridad; Comunicaciones. |
| **Requerimientos** | AT0045; AT0048 |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | Total |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* SMMePLus  \* Documento Starbeat |
| **Observación inodú** |  |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **-** | - |

1. **Auditoría inodú**

Este requerimiento puede ser abordado a través del cumplimiento de los AT0045 y AT0048 relativos a los sistemas de seguridad que garanticen la confidencialidad e integridad de datos. Para el cumplimiento de estos requerimientos es necesario el desarrollo de lo ID-Planes-091 e ID-Planes-092, en los que están incluidos las características:

* Protección la memoria de datos a través de la integridad de datos.
* Detectar intentos de acceso no autorizados a través de la confidencialidad.
* Prohíba accesos no autorizados al SMMC a través de la confidencialidad.
* Evite manipulación de información, permitiendo con ello la protección de la integridad y autenticidad de los datos a través de la integridad de datos.

|  |  |
| --- | --- |
| **Requerimiento** | **Estado actual** |
| AT0045 | Parcial |
| AT0048 | Parcial |

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple parcialmente el requerimiento.

1. **Observación auditoría**

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:

ID-Planes-091

ID-Planes-092

## Requerimiento AT0045

1. **Requerimiento**

AT0045: Los sistemas de seguridad deben asegurar la confidencialidad. Según referencia de definición de Anexo Técnico.

1. Comentario inodú del requerimiento

Las definiciones del AT son las siguientes:

“Artículo 3-9 Sistema de Seguridad: […] Los Sistemas de Seguridad deben asegurar la confidencialidad, disponibilidad, trazabilidad e integridad de las comunicaciones y la información asociada a los SMMC.”

Para desarrollar este requerimiento es necesario definir qué se entenderá por confidencialidad de las comunicaciones y la información asociada a los SMMC. Así, a partir del Anexo técnico se define la confidencialidad a través de los requerimientos AT0291; AT0292; AT0293 y AT0294, por lo que para evaluar este requerimiento se deberán corroborar cada uno.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | SMMC; SGO; Seguridad; Comunicaciones. |
| **Requerimientos** | AT0290; AT0291; AT0292; AT0293; AT0294 |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | Total |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* SMMePLus  \* Documento Starbeat |
| **Observación inodú** |  |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **-** | - |

1. **Auditoría inodú**

Para el desarrollo de este requerimiento, Enel debe documentación que abarque los siguientes puntos relativos a confidencialidad (ID-Planes-091). De este modo, el SMMC de Enel deberá:

* Asegurar la confidencialidad de los datos a través de claves de cifrado (Parámetro que controla un algoritmo criptográfico para validar, autenticar, cifrar o descifrar un mensaje).
* Utilizar certificados para activar funciones de seguridad (Certificado: Fichero informático firmado electrónicamente por un prestador de servicios de certificación, considerado por otras entidades como una autoridad para este tipo de contenido, que vincula unos datos de verificación de firma a un firmante, de forma que únicamente puede firmar este firmante, y confirma su identidad).
* Evitar el uso no autorizado de la información proporcionada por el sistema.
* Evitar accesos no autorizados.
* Asegurar la privacidad de la comunicación.
* Controlar el acceso a los equipos del cliente y/o usuario.

Dado que aún no se recibe la información relativa a este punto, el requerimiento se evaluará como cumplimiento parcial.

|  |  |
| --- | --- |
| **Requerimiento** | **Estado actual** |
| AT0291 | Parcial |
| AT0292 | Parcial |
| AT0293 | Parcial |
| AT0294 | Parcial |

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple parcialmente el requerimiento.

1. **Observación auditoría**

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:

ID-Planes-091

## Requerimiento AT0046

1. **Requerimiento**

AT0046: Los sistemas de seguridad deben asegurar la disponibilidad. Según referencia de definición de Anexo Técnico.

1. Comentario inodú del requerimiento

Las definiciones del AT son las siguientes:

“Artículo 3-9 Sistema de Seguridad: […] Los Sistemas de Seguridad deben asegurar la confidencialidad, disponibilidad, trazabilidad e integridad de las comunicaciones y la información asociada a los SMMC.”

Para desarrollar este requerimiento es necesario definir qué se entenderá por Disponibilidad de las comunicaciones y la información asociada a los SMMC. Según la interpretación de inodu, este requerimiento puede ser abordado desde la perspectiva de disponibilidad operacional y disponibilidad estadística.

Desde el punto de operacional, se debe corroborar que el sistema de seguridad cuente con mecanismos que aseguren la disponibilidad de las comunicaciones y la información asociada al SMMC.

Desde el punto de vista estadístico se puede relacionar el requerimiento a el cumplimiento de los requerimientos AT0302-AT0311 relacionados a disponibilidad de información y del sistema SMMC. Si bien esta es una forma de abordar el requerimiento, se considerará que no aplica al proceso de Homologación Inicial, pero si a auditorías futuras.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | SMMC; SGO; Seguridad; Comunicaciones. |
| **Requerimientos** | AT0302; AT0303; AT0304; AT0305; AT0306; AT0307; AT0308; AT0309; AT0310; AT0311 |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | Total |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* SMMePLus  \* Documento Starbeat |
| **Observación inodú** |  |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| INODU-118 | Mantenimiento Componentes SMMC Solución ENEL |
| INODU-121 | Mantenimiento Componentes SMMC Starbeat |

1. **Auditoría inodú**

Abordando la disponibilidad desde el punto de operacional, se debe corroborar que el sistema de seguridad cuente con mecanismos que aseguren la disponibilidad de las comunicaciones y la información asociada al SMMC.

Relativo a la disponibilidad de comunicaciones, esta se puede abordar desde el punto de vista de medidas de seguridad para asegurar su disponibilidad, como por ejemplo el chequeo continuo de comunicación (ID-Planes-89). En INODU-118 e INODU-121 se describen los procedimientos de Mantenimientos por eventos y Mantenimientos operativos para la solución Enel y la Solución Punto a Punto respectivamente. De este modo es posible corroborar la existencia de protocolos de seguridad operacional que permiten detectar problemas de comunicación entre las componentes del sistema y realizar su respectivo mantenimiento para asegurarla disponibilidad operativa.

Respecto a la disponibilidad de la información relativa al SMMC, a través del desarrollo de los requerimientos AT0314, AT0315, AT0316, AT0317 y AT0318 es posible abordar este punto, sin embargo, hay requerimientos de información que aún no se definen, como por ejemplo la información requerida por la superintendencia y la CNE, por lo cual no es posible abordar la totalidad del requerimiento.

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Requerimiento** | | **Cumplimiento** | |
| AT0314 | La Empresa Distribuidora debe proporcionar acceso a la información obtenida a través de los SMMC en los Puntos de Conexión de los Clientes y/o Usuarios a éstos, la Superintendencia, el Coordinador y la Comisión, cuidando resguardar la privacidad de los datos de Clientes y/o Usuarios, proveyendo, al menos, información que establezca la NTD. | | Pendiente |
| AT0315 | La Empresa Distribuidora debe proporcionar acceso a la información obtenida a través de los SMMC en los Puntos de Conexión de los Clientes y/o Usuarios a éstos, la Superintendencia, el Coordinador y la Comisión, cuidando resguardar la privacidad de los datos de Clientes y/o Usuarios, proveyendo, al menos, toda la información que requiera la Superintendencia, el Coordinador y la Comisión para el cumplimiento de sus funciones. | | Pendiente  ID-Planes- |
| AT0316 | La Empresa Distribuidora debe proporcionar acceso a la información obtenida a través de los SMMC en los Puntos de Conexión de los Clientes y/o Usuarios a éstos, la Superintendencia, el Coordinador y la Comisión, cuidando resguardar la privacidad de los datos de Clientes y/o Usuarios, proveyendo, al menos, Medidas de energía, potencia, voltaje, corriente y factor de potencia. | | Pendiente |
| AT0317 | La Empresa Distribuidora debe proporcionar acceso a la información obtenida a través de los SMMC en los Puntos de Conexión de los Clientes y/o Usuarios a éstos, la Superintendencia, el Coordinador y la Comisión, cuidando resguardar la privacidad de los datos de Clientes y/o Usuarios, proveyendo, al menos, historial de consumos e inyecciones de los últimos 24 meses consecutivos. | | Pendiente |
| AT0318 | La Empresa Distribuidora debe proporcionar acceso a la información obtenida a través de los SMMC en los Puntos de Conexión de los Clientes y/o Usuarios a éstos, la Superintendencia, el Coordinador y la Comisión, cuidando resguardar la privacidad de los datos de Clientes y/o Usuarios, proveyendo, al menos, perfiles horarios de consumos e inyección, cuando corresponda. | | Pendiente |

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en la auditoría realizada por inodú, se determinó que:

* La seguridad aplicada a la disponibilidad operacional de comunicaciones del proceso cumple totalmente.
* La disponibilidad de información este requerimiento no aplica en su totalidad para el proceso de Homologación Inicial, pero sí para una auditoría futura. De todos modos, su desarrollo debe ser abordado en los planes de mejora continua de Enel.

1. **Observación auditoría**

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:

ID-Planes-089

## Requerimiento AT0047

1. **Requerimiento**

AT0047: Los sistemas de seguridad deben asegurar la trazabilidad. Según referencia de definición de Anexo Técnico.

1. Comentario inodú del requerimiento

Las definiciones del AT son las siguientes:

“Artículo 3-9 Sistema de Seguridad: […] Los Sistemas de Seguridad deben asegurar la confidencialidad, disponibilidad, trazabilidad e integridad de las comunicaciones y la información asociada a los SMMC.”

Para desarrollar este requerimiento es necesario definir qué se entenderá por Trazabilidad de las comunicaciones y la información asociada a los SMMC.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | SMMC; SGO; Seguridad; Comunicaciones. |
| **Requerimientos** |  |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | Total |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* SMMePLus  \* Documento Starbeat |
| **Observación inodú** |  |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **-** | - |

1. **Auditoría inodú**

Debido a que no se ha proporcionado información específica relativa a la trazabilidad del sistema, se sugiere a Enel desarrollar un Caso de Uso en el cual se aborde este punto (ID-Planes-094).

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, no se cumple el requerimiento.

1. **Observación auditoría**

No hay información relativa a trazabilidad.

## Requerimiento AT0048

1. **Requerimiento**

AT0048: Los sistemas de seguridad deben asegurar la integridad de las comunicaciones e información asociada. Según referencia de definición de Anexo Técnico.

1. Comentario inodú del requerimiento

Las definiciones del AT son las siguientes:

“Artículo 3-9 Sistema de Seguridad: […] Los Sistemas de Seguridad deben asegurar la confidencialidad, disponibilidad, trazabilidad e integridad de las comunicaciones y la información asociada a los SMMC.”

Para desarrollar este requerimiento es necesario definir qué se entenderá por Integridad de comunicaciones e información asociada. Así, a partir del Anexo técnico se define la confidencialidad a través de los requerimientos AT0286; AT0287; AT0288; AT0289, por lo que para evaluar este requerimiento se deberán corroborar cada uno.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | SMMC; SGO; Seguridad; Comunicaciones. |
| **Requerimientos** | AT0286; AT0287; AT0288; AT0289 |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | Total |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* SMMePLus  \* Documento Starbeat |
| **Observación inodú** |  |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **-** | - |

1. **Auditoría inodú**

Para el desarrollo de este requerimiento, Enel debe documentación que abarque los siguientes puntos relativos a integridad de las comunicaciones y la información asociada (ID-Planes-092). De este modo, el SMMC de Enel deberá:

1. Evitar que el dato sea modificado por entidades no autorizadas, según:

1.1 El dato no debe ser modificado mientras este se intercambie

1.2 El dato no debe ser modificado, de manera no solicitada, mientras este esté almacenado en:

1.2.1 El medidor

1.2.2 El concentrador

1.2.3 El SGO

1. Evitar que usuarios sin autorización accedan a los datos (deben tener los permisos requeridos para acceder al sistema en los distintos puntos).
2. El medidor debe mantener la integridad del firmware.
3. Los mecanismos de seguridad deben proteger las claves de cifrado almacenadas en:

4.1 El medidor

4.2 El concentrador

4.3 El SGO

1. Los mecanismos de seguridad deben proteger el acceso e interfaces a los sistemas informáticos externos o componentes externas de servicios eléctricos de valor agregado.
2. Implementar mecanismos que eviten la repetición de mensajes para comandos críticos como desconexiones, eventos, alarmas, entre otros.

Dado que aún no se recibe la información relativa a este punto, el requerimiento se evaluará como cumplimiento parcial.

|  |  |
| --- | --- |
| **Requerimiento** | **Estado actual** |
| AT0286 | Parcial |
| AT0287 | Parcial |
| AT0288 | Parcial |
| AT0289 | Parcial |

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple parcialmente el requerimiento.

1. **Observación auditoría**

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:

ID-Planes-092

## Requerimiento AT0226

1. **Requerimiento**

AT0226: El SGO debe poder **reportar perdida de integridad de los datos almacenados** definiendo mecanismos para su recuperación según la implementación particular del SGO del SMMC, incluyendo reportar la pérdida de integridad de Firmware principal del equipo.

1. Comentario inodú del requerimiento

Para verificar este requerimiento es necesario corroborar la existencia de mecanismos para:

* 1. Reportar la pérdida de integridad de datos almacenados.
  2. Recuperación de datos.
  3. Reportar la pérdida de integridad del firmware.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | SGO; Seguridad; |
| **Requerimientos** | AT0047; AT0048 |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | Total |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* Homologation.docx  \* Documento Starbeat |
| **Observación inodú** |  |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **-** | - |

1. **Auditoría inodú**

En los AT0047 y AT0048 se desarrollan los mecanismos de seguridad que se utilizan para asegurar la trazabilidad e integridad de la información del SMMC (ID-Planes-094 e ID-Planes-092). De este modo, al cumplirse estos requerimientos es posible afirmar que el sistema posee herramientas de monitoreo de datos, para de este modo asegurar su integridad.

Relativo a la generación de reportes de pérdida de integridad de datos, mecanismos de recuperación de datos y reportes de pérdida de integridad del firmware, estos serán abordados en ID-Planes-063.

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple parcialmente el requerimiento.

1. **Observación auditoría**

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:

ID-Planes-063

## Requerimiento AT0231

1. **Requerimiento**

AT0231: El SGO debe informar pérdida de datos irrecuperable a objeto que La Empresa Distribuidora pueda informar a la Superintendencia y al Cliente a más tardar 5 días desde la detección.

1. Comentario inodú del requerimiento

Para verificar este requerimiento se debe corroborar de que la empresa distribuidora cuente con un protocolo de acción frente a casos de pérdida irrecuperable de datos, el cual considere informar a la superintendencia y al cliente a más tardar 5 días desde la detección.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | SGO; Seguridad |
| **Requerimientos** |  |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | Plan de implementación |
| **Comentario Autoevaluación Enel** |  |
| **Observación inodú** |  |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **-** | - |

1. **Auditoría inodú**

Enel aclara que no hay un plan de implementación formal para este punto, pero que será abordado más adelante. De todos modos, se tiene un cumplimiento parcial del Requerimiento dado que existen mecanismos de gestión de datos, pero que aún no se definen los protocolos de acción.

De este modo, en ID-Planes-101 se deberá abordar el plan de implementación que describa los protocolos que permiten cumplir este requerimiento.

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple parcialmente el requerimiento.

1. **Observación auditoría**

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:

ID-Planes-101

## Requerimiento AT0232

1. **Requerimiento**

AT0232: En caso de detectar que existe una pérdida de datos irrecuperable, y para efectos de facturación, las medidas deben ser obtenidas desde los sistemas redundantes que se encuentren implementados, y, a falta de éstos, la Empresa Distribuidora deberá hacer una estimación de energía y de potencia, en concordancia con la opción tarifaria en aplicación del servicio afectado, de acuerdo con el procedimiento específico que para tal efecto defina la Superintendencia. La respectiva boleta o factura de los consumos del Cliente y/o Usuario deberá indicar de manera expresa que la facturación se realizó en base a la medición de los sistemas redundantes o en base a estimaciones, según corresponda.

1. Comentario inodú del requerimiento

Enel señala que está considerado dentro de sus planes de implementación.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | SGO; Seguridad |
| **Requerimientos** |  |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | Plan de implementación |
| **Comentario Autoevaluación Enel** |  |
| **Observación inodú** |  |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.
2. **Auditoría inodú**

Enel aclara que no hay un plan de implementación formal para este punto, pero que será abordado más adelante. De todos modos, se tiene un cumplimiento parcial del Requerimiento dado que existen mecanismos de gestión de datos, pero que aún no se definen los protocolos de acción.

De este modo, en ID-Planes-102 se deberá abordar el plan de implementación que describa los protocolos que permiten cumplir este requerimiento.

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple parcialmente el requerimiento.

1. **Observación auditoría**

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:

ID-Planes-102

## Requerimiento AT0250

1. **Requerimiento**

El SGO deberá detectar e identificar el intervalo de tiempo en el que se repone el suministro después de una Interrupción de Suministro.

1. Comentario inodú del requerimiento

Para verificar este requerimiento se debe corroborar el protocolo de reposición de suministro luego de una interrupción de suministro. De este modo, se corroborará que el SGO detecte e identifique el intervalo de tiempo.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | SGO; Seguridad |
| **Requerimientos** | AT0254 |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | Total |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* SMMePlus  \* Homologation.docx  \* Documento Starbeat |
| **Observación inodú** |  |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **-** | - |

1. **Auditoría inodú**

El sistema existe, sin embargo, está pendiente de documentar por Enel (ID-Planes-083)

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple parcialmente el requerimiento.

1. **Observación auditoría**

Es necesario el siguiente plan de implementación para el cumplimiento del requerimiento:

ID-Planes-083

## Requerimiento AT0252; AT0253

1. **Requerimiento**

AT0252: El SGO deberá poder identificar y reportar Enlaces de comunicación con falla.

AT0253: El SGO deberá poder identificar y reportar Fallas en la red de comunicación.

1. Comentario inodú del requerimiento

Para verificar este requerimiento se debe corroborar que el SGO:

* + Permita identificar Enlaces de comunicación con falla.
  + Permita reportar Enlaces de comunicación con falla.
  + Permita identificar Fallas en la red de comunicación.
  + Permita reportar Fallas en la red de comunicación.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | SGO; Seguridad |
| **Requerimientos** |  |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | Total |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* SMMePlus  \* Homologation.docx  \* Documento Starbeat  \* Dashboard de monitoreo para equipos con IP |
| **Observación inodú** |  |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| INODU-118 | Mantenimiento Componentes SMMC Solución ENEL |
| INODU-121 | Mantenimiento Componentes SMMC Starbeat |

1. **Auditoría inodú**

Relativo a la identificación de la disponibilidad de comunicaciones, esta se puede abordar desde el punto de vista de medidas de chequeo continuo de comunicación (ID-Planes-89). En INODU-118 e INODU-121 se describen los procedimientos de Mantenimientos por eventos y Mantenimientos operativos para la solución Enel y la Solución Punto a Punto respectivamente. De este modo es posible corroborar la existencia de protocolos de seguridad operacional que permiten detectar problemas de comunicación entre las componentes del sistema y realizar su respectivo mantenimiento para asegurar la disponibilidad operativa.

De este modo a partir de los procedimientos de Mantenimiento es posible identificar y reportar los enlaces de comunicación con falla y el estado de comunicaciones del sistema.

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú:

* + Se cumple totalmente el requerimiento AT0252
  + Se cumple totalmente el requerimiento AT0253

1. **Observación auditoría**

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:

ID-Planes-089

## Requerimiento AT0254

1. **Requerimiento**

AT0254: El SGO deberá poder identificar y reportar la Interrupción del Suministro y su reposición.

1. Comentario inodú del requerimiento

Para verificar este requerimiento se debe corroborar que el SGO:

* + Permita identificar Interrupción del suministro y su reposición.
  + Permita reportar Interrupción del suministro y su reposición.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | SGO; Seguridad |
| **Requerimientos** |  |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | Total |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* SMMePlus  \* Homologation.docx  \* Documento Starbeat |
| **Observación inodú** | - |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-XX-X** | - |

1. **Auditoría inodú**

Este requerimiento deberá ser abordado desde el punto de vista de los SGO. Para ello se desarrollará cada uno de manera individual

**Solución Enel – SMMePlus:** [información pendiente]

**Solución Punto a Punto – StarBeat:** [información pendiente]

La información relativa a este requerimiento será abordada en ID-Planes-063

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple parcialmente el requerimiento.

1. **Observación auditoría**

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:

ID-Planes-063

## Requerimiento AT0271

1. **Requerimiento**

El diseño del Sistema de Gestión y Operación debe asegurar la protección de los datos, almacenados o transmitidos, del SMMC contra su afectación accidental o intencional. El Sistema de Gestión y Operación podrá ser prestado por terceros a la Empresa Distribuidora a través de distintos modelos de servicio de infraestructura, plataforma y software, en cuyo caso los contratos de prestación de servicio tecnológico referidos deberán someterse a la ley chilena, en especial, en materia de protección, almacenamiento y tratamiento de datos. Dichos contratos deberán establecer medidas de seguridad de la información idóneas y suficientes para el resguardo de los datos. Sin perjuicio que terceros presten este servicio a la Empresa Distribuidora, ésta será responsable del debido cumplimiento de las exigencias establecidas en la normativa.

1. Comentario inodú del requerimiento

Para verificar el cumplimiento de este requerimiento se debe corroborar que el SGO asegure la protección de los de los datos, almacenados o transmitidos.

Los contratos con terceros para el servicio SGO no serán evaluados ya que no es el caso de Enel.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** |  |
| **Requerimientos** | AT0273; AT0274; AT0275; AT0276; AT0277; AT0278 |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | Total |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* Documento "Solución Tecnológica para Enel Dx Chile para dar cumplimiento a la NT Dx y al AT SMMC 2021".  \* Especificaciones técnicas de los equipos.  No Aplica contratos de terceros en esta revisión inicial. |
| **Observación inodú** |  |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-XX-X** |  |

1. **Auditoría inodú**

Una forma de abordar este requerimiento es a través del cumplimiento jerárquico de requerimientos relacionados. De este modo, se debe verificar el cumplimiento de los AT0273; AT0274; AT0275; AT0276; AT0277; AT0278:

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Requerimiento** | | **Cumplimiento** | |
| AT0273 | AT0273: Se debe incluir medidas de seguridad en el almacenamiento, acceso y comunicación de los datos para protegerlos de corrupción, fraude, manipulación y acceso no autorizado. | | Pendiente |
| AT0274 | AT0274: Aplicar protocolos de seguridad para asegurar que los datos son protegidos durante la comunicación | | Pendiente |
| AT0275 | AT0275: Los SMMC deben proveer métricas para mantener un sistema seguro y confiable ante Falla del enlace | | Parcial |
| AT0276 | AT0276: Los SMMC deben proveer métricas para mantener un sistema seguro y confiable ante Necesidad Cambio de enlace | | Parcial |
| AT0277 | AT0277: Los SMMC deben proveer métricas para mantener un sistema seguro y confiable ante la Necesidad nuevo enlace. | | Parcial |
| AT0278 | AT0278: Los SMMC deben proveer métricas para mantener un sistema seguro y confiable. - Calidad de enlace | | Parcial |

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple parcialmente el requerimiento.

[Información Pendiente]

1. **Observación auditoría**

Parala evaluación total del requerimiento se requiere corroborar los AT0273; AT0274; AT0275; AT0276; AT0277; AT0278

## Requerimiento AT0272

1. **Requerimiento**

AT0272: La evidencia de una intervención, autorizada o no autorizada, al Sistema de Gestión y Operación debe estar disponible y trazable.

1. Comentario inodú del requerimiento

Para verificar este requerimiento se requiere corroborar que ante una intervención al SGO, el sistema debe generar una evidencia que sea disponible y que permita la trazabilidad de esta.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | SGO; SMMC; Seguridad |
| **Requerimientos** | AT0285 |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | Total |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* Documento "Solución Tecnológica para Enel Dx Chile para dar cumplimiento a la NT Dx y al AT SMMC 2021".  \* Documento SMMePlus  \* Documento Starbeat |
| **Observación inodú** |  |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-XX-X** | - |

1. **Auditoría inodú**

Este requerimiento debe ser abordado desde el punto de vista de los dos SGO que manejan el sistema.

**SMMePlus: [Información pendiente]**

**StarBeat: [Información pendiente]**

No hay evidencias respecto a la trazabilidad de las intervenciones al SGO, por lo que será abordado en ID-Planes-110.

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, no se cumple el requerimiento.

1. **Observación auditoría**

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:

ID-Planes-110

## Requerimiento AT0273

1. **Requerimiento**

Se debe incluir medidas de seguridad en el almacenamiento, acceso y comunicación de los datos para protegerlos de corrupción, fraude, manipulación y acceso no autorizado.

1. **Comentario inodú del requerimiento**

Para verificar este requerimiento se requiere corroborar que el sistema posea medidas de seguridad para proteger el almacenamiento, acceso y comunicación de los datos. Estas medidas de seguridad deben proteger al sistema de corrupción, fraude, manipulación y acceso no autorizado.

1. **Relación a otros componentes / requerimientos**

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Seguridad; Comunicaciones |
| **Requerimientos** | AT0274; AT0017 |

1. **Observaciones autoevaluación realizada por Enel**

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | Total |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* Documento "Solución Tecnológica para Enel Dx Chile para dar cumplimiento a la NT Dx y al AT SMMC 2021".  \* ISO:24001 |
| **Observación inodú** |  |

1. **Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.**

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-xx-x** |  |

1. **Auditoría inodú**

Es necesaria información relativa a las medidas de protección de almacenamiento, acceso y comunicación de datos (ID-Planes-112).

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, no se cumple el requerimiento.

1. **Observación auditoría**

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:

ID-Planes-112

## Requerimiento AT0274

1. **Requerimiento**

Aplicar protocolos de seguridad para asegurar que los datos son protegidos durante la comunicación.

1. **Comentario inodú del requerimiento**

Para verificar este requerimiento se debe corroborar que el sistema tenga y aplique los protocolos seguridad de datos que los proteja durante la comunicación.

1. **Relación a otros componentes / requerimientos**

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Seguridad |
| **Requerimientos** | AT0006; AT0009; AT0017 |

1. **Observaciones autoevaluación realizada por Enel**

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | Total |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* Documento "Solución Tecnológica para Enel Dx Chile para dar cumplimiento a la NT Dx y al AT SMMC 2021".  \* Documento SMMePlus  \* Documento Starbeat |
| **Observación inodú** |  |

1. **Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.**

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-xx-x** |  |

1. **Auditoría inodú**

Es necesaria información relativa a la aplicación de protocolos de seguridad de datos (ID-Planes-113).

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, no se cumple el requerimiento.

1. **Observación auditoría**

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:

ID-Planes-113

## Requerimientos AT0275; AT0276; AT0277; AT0278

1. **Requerimiento**

AT0275: Los SMMC deben proveer métricas para mantener un sistema seguro y confiable ante Falla del enlace.

AT0276: Los SMMC deben proveer métricas para mantener un sistema seguro y confiable ante Necesidad Cambio de enlace.

AT0277: Los SMMC deben proveer métricas para mantener un sistema seguro y confiable ante la Necesidad nuevo enlace.

AT0278: Los SMMC deben proveer métricas para mantener un sistema seguro y confiable. - Calidad de enlace.

1. **Comentario inodú del requerimiento**

El conjunto de requerimientos AT0275-AT0278 son parte del artículo 6-3 que indica:

“Título 6-2 Exigencias de Seguridad

Artículo 6-3 Exigencias Generales

Los SMMC deben contar con sistemas de seguridad que cumplan con las siguientes exigencias:

[…]

5. Los SMMC deben proveer métricas para mantener un sistema seguro y confiable. Un set

de métricas factibles de establecer son las siguientes:

5.1. Falla del enlace.

5.2. Necesidad de cambio de enlace.

5.3. Necesidad de nuevo enlace.

5.4. Calidad de enlace.”

De este modo, para verificar los requerimientos es necesario corroborar la existencia de métricas que permitan establecer:

* + Falla de enlace
  + Calidad de enlace

Luego, a partir de estas, el sistema debe contar con la capacidad de establecer bajo qué valores el sistema requerirá de:

* + Cambio de enlace
  + Nuevo enlace

1. **Relación a otros componentes / requerimientos**

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Seguridad; Comunicaciones |
| **Requerimientos** |  |

1. **Observaciones autoevaluación realizada por Enel**

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | Parcial |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* Solución Tecnológica para Enel Dx Chile para dar cumplimiento a la NT Dx y al AT SMMC 2021 |
| **Observación inodú** |  |

1. **Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.**

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-xx-x** |  |

1. **Auditoría inodú**

El procesamiento de los datos recopilados en el SMMC es realizado a través del SGO, por lo que la obtención de métricas relativas al procesamiento de la información obtenida debe ser realizado a través de este. De este modo, el análisis de este requerimiento debe ser abordado desde el punto de vista del SMMePlus y el StarBeat. El análisis respecto a los SGO es el siguiente:

**SMMePlus:**

No hay información sobre métricas de evaluación de enlaces en el SMMsPlus, por lo que será abordado en ID-Planes-107.

**StarBeat:**

En INODU-121-2 se desarrolla el módulo de reportería del StarBeat, en donde se reporta el estado de comunicaciones sobre los medidores y se generan reportes al respecto. En esto se tiene los siguientes métricas o criterios de reporte:

• Rojo: Falla de conexión, módem apagado y efectividad menor al 50%.

• Amarillo: conexión con latencia de conexión. Entre [50% y 70%].

• Verde: 100% operativa, sobre 70% de efectividad.

De este modo es posible corroborar la existencia de métricas de falla y calidad de enlace en el StarBeat. Luego, es necesario desarrollar por parte de Enel documentación relativa a el uso de estas métricas para el cambio de enlace y nuevos enlaces de comunicación (ID-Planes-107)

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú:

* + Se cumple parcialmente el requerimiento AT0275
  + Se cumple parcialmente el requerimiento AT0276
  + Se cumple parcialmente el requerimiento AT0277
  + Se cumple parcialmente el requerimiento AT0278

1. **Observación auditoría**

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento AT0276 y AT0277 son los siguientes:

ID-Planes-107

## Requerimiento AT0279

1. **Requerimiento**

Los SMMC deben contar con una certificación ISO 27001 alineada a la guía NISTIR 7628 de ciberseguridad en redes inteligentes

1. **Comentario inodú del requerimiento**

Para verificar este requerimiento se debe verificar la existencia de la certificación ISO 27001 alineada a la guía NISTIR 7628 de ciberseguridad en redes inteligentes

1. **Relación a otros componentes / requerimientos**

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | SMMC; Seguridad |
| **Requerimientos** |  |

1. **Observaciones autoevaluación realizada por Enel**

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | No Aplica |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | - |
| **Observación inodú** | Si aplica |

1. **Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.**

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **-** |  |

1. **Auditoría inodú**

No hay información de respaldo respecto a este requerimiento. Enel no tiene desarrollos aún al respecto.

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, no se cumple el requerimiento. Deberá ser considerado dentro de los planes de mejora continua de Enel.

1. **Observación auditoría**

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:

ID-Planes-106

## Requerimiento AT0285

1. **Requerimiento**

AT0285: El sistema debe permitir el seguimiento y almacenamiento de las operaciones u órdenes ejecutadas desde el SGO.

1. **Comentario inodú del requerimiento**

Este requerimiento es equivalente a cumplir con la trazabilidad del sistema.

1. **Relación a otros componentes / requerimientos**

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Seguridad |
| **Requerimientos** |  |

1. **Observaciones autoevaluación realizada por Enel**

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | Total |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* SMMePLUS USerManual.  \* Manual Starbeat |
| **Observación inodú** |  |

1. **Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.**

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-xx-x** |  |

1. **Auditoría inodú**

Este requerimiento debe ser abordado desde el punto de vista de los dos SGO que manejan el sistema.

**SMMePlus: [Información pendiente]**

**StarBeat: [Información pendiente]**

No hay evidencias respecto a la trazabilidad de las operaciones u ordenes al SGO, por lo que será abordado en ID-Planes-111.

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, no se cumple el requerimiento.

1. **Observación auditoría**

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:

ID-Planes-111.

## Requerimientos AT0286; AT0287; AT0288; AT0289 [Integridad]

1. **Requerimiento**

**AT0286:** El SMMC debe garantizar la integridad de datos intercambiados en todo momento, asegurando que ellos no sean modificados por entidades no autorizadas durante la comunicación o el acceso local o remoto a los datos.

**AT0287:** El Medidor debe proporcionar la funcionalidad para preservar la integridad de los datos almacenados, incluyendo la integridad del firmware.

**AT0288:** Los mecanismos de seguridad se deben aplicar para garantizar la protección de los datos y claves de cifrado almacenados en UM, Unidades concentradoras y en el SGO, junto con proteger el acceso e interfaces a los sistemas informáticos externos o componentes externas de servicios eléctricos de valor agregado.

**AT0289:** El sistema debe contar con la capacidad de implementar un mecanismo que evite la repetición de mensajes para los comandos críticos, tales como desconexión, alarma, entre otros.

1. Comentario inodú del requerimiento

El artículo 6-5 del anexo técnico define la Integridad de Datos según:

“Los SMMC deben contar con sistemas de seguridad que permitan asegurar la integridad de datos de acuerdo con las siguientes exigencias:

1. Debe garantizar la integridad de datos intercambiados en todo momento, asegurando que ellos no sean modificados por entidades no autorizadas durante la comunicación o el acceso local o remoto a los datos.
2. El Medidor debe proporcionar la funcionalidad para preservar la integridad de los datos almacenados, incluyendo la integridad del firmware.
3. Los mecanismos de seguridad se deben aplicar para garantizar la protección de los datos y claves de cifrado almacenados en Unidades de Medida, Unidades Concentradoras y en el Sistema de Gestión y Operación, junto con proteger el acceso e interfaces a los sistemas informáticos externos o componentes externas de servicios eléctricos de valor agregado.
4. Debe implementar un mecanismo que evite la repetición de mensajes para los comandos

críticos, tales como desconexión, Alarma, entre otros.”

De este modo, el conjunto de requerimientos AT0286-A0289 definen las características de la confidencialidad de datos, por lo que abordarán de manera conjunta.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | SMMC; SGO; Seguridad; Comunicaciones. |
| **Requerimientos** | AT0048 |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | AT0044 | Total |
| AT0286 | Total |
| AT0287 | Total |
| AT0288 | Total |
| AT0289 | Total |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | AT0044 | \* SMMePLus  \* Documento Starbeat |
| AT0286 | \* SMMePlus  \* Homologation.docx  \* Documento Starbeat |
| AT0287 | \* Especificaciones técnicas medidores |
| AT0288 | \* Especificaciones técnica de los equipos  \* Documento ""Solución Tecnológica para Enel Dx Chile para dar cumplimiento a la NT Dx y al AT SMMC 2021” |
| AT0289 | \* Especificaciones técnica de los equipos  \* Documento "Solución Tecnológica para Enel Dx Chile para dar cumplimiento a la NT Dx y al AT SMMC 2021" |
| **Observación inodú** |  |  |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-91-1** |  |
| **INODU-104-1** |  |

1. **Auditoría inodú**

Para el desarrollo de estos requerimientos, Enel debe documentación que abarque los siguientes puntos relativos a integridad de las comunicaciones y la información asociada (ID-Planes-092). De este modo, el SMMC de Enel deberá:

1. Evitar que el dato sea modificado por entidades no autorizadas, según:

1.1 El dato no debe ser modificado mientras este se intercambie

1.2 El dato no debe ser modificado, de manera no solicitada, mientras este esté almacenado en:

1.2.1 El medidor

1.2.2 El concentrador

1.2.3 El SGO

1. Evitar que usuarios sin autorización accedan a los datos (deben tener los permisos requeridos para acceder al sistema en los distintos puntos).
2. El medidor debe mantener la integridad del firmware.
3. Los mecanismos de seguridad deben proteger las claves de cifrado almacenadas en:

4.1 El medidor

4.2 El concentrador

4.3 El SGO

1. Los mecanismos de seguridad deben proteger el acceso e interfaces a los sistemas informáticos externos o componentes externas de servicios eléctricos de valor agregado.
2. Implementar mecanismos que eviten la repetición de mensajes para comandos críticos como desconexiones, eventos, alarmas, entre otros.

Dado que aún no se recibe la información relativa a este punto, los requerimientos se evaluarán con cumplimiento parcial (ID-Planes-092).

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple parcialmente los requerimientos.

1. **Observación auditoría**

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento de los requerimientos son los siguientes:

ID-Planes-092

## Requerimiento AT0290; AT0291; AT0292; AT0293; AT0294 [Confidencialidad]

1. **Requerimiento**

AT0290: El SMMC proporciona la funcionalidad de preservar la confidencialidad de los datos almacenados, incluyendo claves de cifrado.

AT0291: El SMMC debe establecer el uso de "certificados" para activar las funciones de seguridad.

AT0292: El sistema y los dispositivos deben proporcionar la funcionalidad de evitar el uso no autorizado de los datos propios del SMMC, o de aquellos accesibles desde sus interfaces en los sistemas propios de la empresa o de terceros conectados y de servicios eléctricos de valor agregado.

AT0293: El sistema debe asegurar la privacidad de la señal de comunicación, de los procesos y de los accesos tanto físicos como informáticos no autorizados a través de todas las interfaces.

AT0294: El sistema debe garantizar el control de acceso a los equipos del Cliente y/o Usuario.

1. **Comentario inodú del requerimiento**

El artículo 6-6 del anexo técnico define la Confidencialidad de Datos según:

“Los SMMC deben contar con sistemas de seguridad que permitan asegurar la confidencialidad de datos de acuerdo con las siguientes exigencias:

1. El equipo debe proporcionar la funcionalidad de preservar la confidencialidad de los datos almacenados, incluyendo claves de cifrado.
2. Se debe establecer el uso de "certificados" para activar las funciones de seguridad.
3. El sistema y los dispositivos deben proporcionar la funcionalidad de evitar el uso no autorizado de los datos propios del SMMC, o de aquellos accesibles desde sus interfaces en los sistemas propios de la empresa o de terceros conectados y de servicios eléctricos de valor agregado.
4. El sistema debe asegurar la privacidad de la señal de comunicación, de los procesos y de los accesos tanto físicos como informáticos no autorizados a través de todas las interfaces.
5. El sistema debe garantizar el control de acceso a los equipos del Cliente y/o Usuario.”

De este modo, el conjunto de requerimientos AT0290-A0294 definen las características de la confidencialidad de datos, por lo que abordarán de manera conjunta.

1. **Relación a otros componentes / requerimientos**

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | SMMC; SGO; Seguridad; Comunicaciones. |
| **Requerimientos** | AT0045 |

1. **Observaciones autoevaluación realizada por Enel**

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | Total |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* Especificaciones técnica de medidores  \* Documento "Solución Tecnológica para Enel Dx Chile para dar cumplimiento a la NT Dx y al AT SMMC 2021" |
| **Observación inodú** |  |

1. **Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.**

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **-** | - |

1. **Auditoría inodú**

Para el desarrollo de estos requerimientos, Enel debe documentación que abarque los siguientes puntos relativos a confidencialidad (ID-Planes-091). De este modo, el SMMC de Enel deberá:

1. Asegurar la confidencialidad de los datos a través de claves de cifrado (Parámetro que controla un algoritmo criptográfico para validar, autenticar, cifrar o descifrar un mensaje).
2. Utilizar certificados para activar funciones de seguridad (Certificado: Fichero informático firmado electrónicamente por un prestador de servicios de certificación, considerado por otras entidades como una autoridad para este tipo de contenido, que vincula unos datos de verificación de firma a un firmante, de forma que únicamente puede firmar este firmante, y confirma su identidad).
3. Evitar el uso no autorizado de la información proporcionada por el sistema.
4. Evitar accesos no autorizados.
5. Asegurar la privacidad de la comunicación.
6. Controlar el acceso a los equipos del cliente y/o usuario.

Dado que aún no se recibe la información relativa a este punto, los requerimientos se evaluarán con cumplimiento parcial.

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple parcialmente los requerimientos.

1. **Observación auditoría**

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento de los requerimientos son los siguientes:

ID-Planes-091

## Requerimiento AT0295; AT0296; AT0297; AT0298; AT0299; AT0300; AT0301 [Funciones de Seguridad Generales a Elementos del SMMC]

1. **Requerimiento**

AT0295: Los SMMC debe contar con Comunicaciones y Calidad, de acuerdo con lo definido en el Anexo Técnico.

AT0296: Los SMMC debe contar con Lista de Control Acceso (ACL) y Roles, de acuerdo con lo definido en el Anexo Técnico.

AT0297: Los SMMC deben contar con Registro de Control y/o Cambios, de acuerdo con lo definido en el Anexo Técnico.

AT0298: Los SMMC debe contar con Encriptación de Datos, de acuerdo con lo definido en el Anexo Técnico.

AT0299: Los SMMC debe contar con Proxy/Cortafuegos, de acuerdo con lo definido en el Anexo Técnico.

AT0300: Los SMMC con la función de evitar la Intercepción, robo y/o alteración de datos y/o identidad, de acuerdo con lo definido en el Anexo Técnico.

AT0301: Los SMMC deben contar con monitoreo de cambios de Elementos del SMMC por Contingencia, de acuerdo con lo definido en el Anexo Técnico.

1. **Comentario inodú del requerimiento**

La definición en el anexo técnico es la siguiente: **“Funciones de Seguridad Generales a Elementos del SMMC”.** Los SMMC deben contar con las siguientes funciones mínimas de seguridad:

1. Lista de Control Acceso (ACL) y Roles: Mecanismos y políticas transversales para todos los elementos del SMMC orientados a definir las condiciones de acceso a los servicios y configuración de los elementos del sistema.”

2. Registro de Control y/o Cambios: Mecanismos y políticas implementadas para registrar los Eventos SMMC que generen cambios de configuración de los elementos del SMMC.

3. Encriptación de Datos: Mecanismos de encriptación de los datos que contengan

información relevante asociada a la identidad de los Clientes y/o Usuarios, así como sus datos personales, tanto a nivel de almacenamiento como de comunicación de los datos

del SMMC.

4. Proxy/Cortafuegos: Mecanismos y protocolos implementados con el fin de establecer las condiciones seguras de acceso remoto desde redes externas a la Empresa Distribuidora

hasta el SMMC.

5. Comunicaciones y Calidad: Mecanismos y políticas implementadas con el objeto de establecer las condiciones de reporte ante Eventos SMMC tales como falla del enlace, necesidad de cambio de enlace, necesidad de nuevo enlace, calidad de enlace, entre otros.

6. Intercepción, robo y/o alteración de datos y/o identidad: Mecanismos y políticas informáticas implementadas con el propósito de evitar el mal funcionamiento de los elementos del SMMC generados por antivirus, gusanos, bloqueo de servicios, captura de identidad asociada a los servicios de ACL del SMMC, entre otros.

7. Reposición de Elementos del SMMC por contingencia: Mecanismos y políticas implementadas con el fin de asegurar la existencia de un medio a través del cual sea

monitoreado el cambio de algún equipo del SMMC debido a fallas que deshabiliten el equipo físico del referido sistema.

”

1. **Relación a otros componentes / requerimientos**

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Seguridad |
| **Requerimientos** |  |

1. **Observaciones autoevaluación realizada por Enel**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | AT0295 | Total |
| AT0296 | Total |
| AT0297 | Parcial |
| AT0298 | Total |
| AT0299 | Total |
| AT0300 | Total |
| AT0301 | Total |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | AT0295 | "\* Documento ""Solución Tecnológica para Enel Dx Chile para dar cumplimiento a la NT Dx y al AT SMMC 2021"".  \* Documento SMMePlus  \* Documento Starbeat |
| AT0296 | \* Documento "Solución Tecnológica para Enel Dx Chile para dar cumplimiento a la NT Dx y al AT SMMC 2021".  \* Documento SMMePlus  \* Documento Starbeat |
| AT0297 | \* Especificaciones técnica de los equipos  \* Documento "Solución Tecnológica para Enel Dx Chile para dar cumplimiento a la NT Dx y al AT SMMC 2021" |
| AT0298 | \* Especificaciones técnica de los equipos  \* Documento "Solución Tecnológica para Enel Dx Chile para dar cumplimiento a la NT Dx y al AT SMMC 2021" |
| AT0299 | \* Especificaciones técnica de los equipos  \* SMMePlus - Infrastructure - Homologation Chile  \* Documento "Solución Tecnológica para Enel Dx Chile para dar cumplimiento a la NT Dx y al AT SMMC 2021" |
| AT0300 | \* Especificaciones técnica de medidores  \* Documento "Solución Tecnológica para Enel Dx Chile para dar cumplimiento a la NT Dx y al AT SMMC 2021" |
| AT0301 | \* Especificaciones técnica de medidores  \* Documento "Solución Tecnológica para Enel Dx Chile para dar cumplimiento a la NT Dx y al AT SMMC 2021" |
| **Observación inodú** |  |  |

1. **Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.**

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-xx-x** |  |

1. **Auditoría inodú**

Desarrollo pendiente. En espera del desarrollo de ID-Planes-090.

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple parcialmente el requerimiento.

[Información Pendiente]

1. **Observación auditoría**

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento de los requerimientos son los siguientes:

ID-Planes-090

# Verificación de otros requerimientos – Acceso a información y servicios

## Requerimiento AT0012

1. **Requerimiento**

AT0012: Permitir a los Clientes y/o Usuarios el acceso a la información que se establezca en el Anexo Técnico. Las Empresas Distribuidoras no podrán condicionar el acceso a dicha información a que el Cliente y/o Usuario entregue su autorización para que dichas empresas o terceros hagan uso y/o difundan sus datos e información. Del mismo modo, no podrán condicionar el acceso a que el Cliente y/o Usuario delegue la administración de su información a la Empresa Distribuidora o terceros. Lo anterior es también aplicable en todos los aspectos que se relacionen con la provisión del servicio por parte de la Empresa Distribuidora.

1. **Comentario inodú del requerimiento**

Para el cumplimiento del requerimiento se requiere verificar que las empresas distribuidoras:

* Permitan a sus Clientes y/o Usuarios el acceso a la información establecida en el AT de manera no condicionada.
* No condicionen el hecho que el Cliente y/o Usuario delegue la administración de su información a la Empresa Distribuidora o terceros.

Para el desarrollo del requerimiento se requiere dar una definición completa de la información establecida en el que la empresa distribuidora debe compartir.

1. **Relación a otros componentes / requerimientos**

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** |  |
| **Requerimientos** | AT0314; AT0315; AT0316; AT0317; AT0318 |

1. **Observaciones autoevaluación realizada por Enel**

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | Total |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* Solución Tecnológica para Enel Dx Chile para dar cumplimiento a la NT Dx y al AT SMMC 2021.  \* Casos de Uso 3 y 11. |
| **Observación inodú** |  |

1. **Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.**

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-xx-x** | - |

1. **Auditoría inodú**

Para el desarrollo del requerimiento se requiere dar una definición completa de la información establecida en el que la empresa distribuidora debe compartir. (ID-Planes-122)

Adicionalmente, Enel deberá documentar el no que no condicionará el hecho que el Cliente y/o Usuario delegue la administración de su información a la Empresa Distribuidora o terceros. (ID-Planes-123)

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple parcialmente el requerimiento.

1. **Observación auditoría**

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:

ID-Planes-122

ID-Planes-123

## Requerimiento AT0013

1. **Requerimiento**

AT0013: Se debe asegurar, en todo momento, que el SMMC provea a la Distribuidora, y a quienes la Superintendencia defina, de la información que esta última determine como necesaria para la trazabilidad de la información de facturación de los Clientes.

1. **Comentario inodú del requerimiento**

Para el cumplimiento del requerimiento se requiere verificar que el SMMC provea a la distribuidora y otros la información que la Superintendencia determine como necesaria para la trazabilidad de la información de facturación de los clientes.

La Superintendencia aún no define cuál es la información necesaria para este punto, por lo que no es posible verificar este requerimiento en el proceso de Homologación Inicial.

Para términos de esta auditoría puede ser abordado según el cumplimiento de los siguientes puntos:

1. La generación de la información necesaria para la trazabilidad;

2. La disponibilidad de comunicación del SMMC con la distribuidora y otros externos para proveer de dicha información.

1. **Relación a otros componentes / requerimientos**

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Comunicaciones |
| **Requerimientos** | AT0047 |

1. **Observaciones autoevaluación realizada por Enel**

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | Total |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* Solución Tecnológica para Enel Dx Chile para dar cumplimiento a la NT Dx y al AT SMMC 2021.  \* Caso de Uso 11 |
| **Observación inodú** |  |

1. **Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.**

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-xx-x** |  |

1. **Auditoría inodú**

El requerimiento no aplica al proceso de Homologación Inicial.

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, este requerimiento no aplica al proceso de Homologación Inicial, ya que la información requerida no está definida.

1. **Observación auditoría**

No Aplica

## Requerimiento AT0014; AT0015

1. **Requerimiento**

AT0014: Se debe entregar a la Superintendencia la información proporcionada por los SMMC, según las exigencias de **forma, medios y criterios** que dicho organismo defina. En particular, las Empresas Distribuidoras deberán **permitir a la Superintendencia, de forma permanente**, el acceso a los reportes con la información que se obtenga genere o transmita a través de los SMMC, de acuerdo con los formatos y requerimientos definidos por la misma Superintendencia.

AT0015: Se debe entregar a la Comisión y al Coordinador la información proporcionada por los SMMC, según las exigencias de forma, medios y criterios que dichos organismos definan. En particular, las Empresas Distribuidoras deberán permitir a la Comisión y al Coordinador, de forma permanente, el acceso a los reportes con la información que se obtenga genere o transmita a través de los SMMC, de acuerdo con los formatos y requerimientos definidos por dichos organismos.

1. Comentario inodú del requerimiento

Para el cumplimiento de los requerimientos se requiere verificar que las empresas distribuidoras:

* Permitan a la Superintendencia el acceso a los reportes e información del SMMC, de acuerdo con los formatos y requerimientos definidos por esta.
* Permitir a la Comisión y al Coordinador el acceso a los reportes e información del SMMC, de acuerdo con los formatos y requerimientos definidos por estos.

Debido a que los formatos y requerimientos aún no son definidos, estos requerimientos no aplican al proceso de Homologación Inicial.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** |  |
| **Requerimientos** | AT0314; AT0315; AT0316; AT0317; AT0318 |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | Total |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* Solución Tecnológica para Enel Dx Chile para dar cumplimiento a la NT Dx y al AT SMMC 2021.  \* Caso de Uso 11 |
| **Observación inodú** |  |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-XX-X** |  |

1. **Auditoría inodú**

El requerimiento no aplica al proceso de Homologación Inicial.

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, este requerimiento no aplica al proceso de Homologación Inicial, ya que la información requerida no está definida.

1. **Observación auditoría**

No Aplica

## Requerimiento AT0314; AT0315; AT0316; AT0317; AT0318

1. **Requerimiento**

AT0314: La Empresa Distribuidora debe **proporcionar acceso a la información** obtenida a través de los SMMC en los Puntos de Conexión de los Clientes y/o Usuarios a éstos, la Superintendencia, el Coordinador y la Comisión, cuidando resguardar la privacidad de los datos de Clientes y/o Usuarios, proveyendo, al menos**, información que establezca la NTD**.

AT0315: La Empresa Distribuidora debe proporcionar acceso a la información obtenida a través de los SMMC en los Puntos de Conexión de los Clientes y/o Usuarios a éstos, la Superintendencia, el Coordinador y la Comisión, cuidando resguardar la privacidad de los datos de Clientes y/o Usuarios, proveyendo, al menos, **toda la información que requiera la Superintendencia, el Coordinador y la Comisión para el cumplimiento de sus funciones.**

AT0316: La Empresa Distribuidora debe proporcionar acceso a la información obtenida a través de los SMMC en los Puntos de Conexión de los Clientes y/o Usuarios a éstos, la Superintendencia, el Coordinador y la Comisión, cuidando resguardar la privacidad de los datos de Clientes y/o Usuarios, proveyendo, al menos, Medidas de energía, potencia, voltaje, corriente y factor de potencia.

AT0317: La Empresa Distribuidora debe proporcionar acceso a la información obtenida a través de los SMMC en los Puntos de Conexión de los Clientes y/o Usuarios a éstos, la Superintendencia, el Coordinador y la Comisión, cuidando resguardar la privacidad de los datos de Clientes y/o Usuarios, proveyendo, al menos, historial de consumos e inyecciones de los últimos 24 meses consecutivos.

AT0318: La Empresa Distribuidora debe proporcionar acceso a la información obtenida a través de los SMMC en los Puntos de Conexión de los Clientes y/o Usuarios a éstos, la Superintendencia, el Coordinador y la Comisión, cuidando resguardar la privacidad de los datos de Clientes y/o Usuarios, proveyendo, al menos, perfiles horarios de consumos e inyección, cuando corresponda.

1. **Comentario inodú del requerimiento**

Para el cumplimiento de los requerimientos se requiere verificar que las empresas distribuidoras permitan el acceso a la información obtenida a través de los SMMC en los Puntos de Conexión de los Clientes y/o Usuarios a éstos, la Superintendencia, el Coordinador y la Comisión, proveyendo, al menos:

* + AT0314: información que establezca la NTD.
  + AT0315: toda la información que requiera la Superintendencia, el Coordinador y la Comisión para el cumplimiento de sus funciones.
  + AT0316: Medidas de energía, potencia, voltaje, corriente y factor de potencia.
  + AT0317: historial de consumos e inyecciones de los últimos 24 meses consecutivos.
  + AT0318: perfiles horarios de consumos e inyección, cuando corresponda.

En el proceso la ED debe procurar resguardar la privacidad de datos de clientes y/o usuarios

Relativo al AT0314 y la información que establezca la NTD, se deben definir los márgenes para abordar este punto, ya que de lo contrario es una exigencia total de la norma (ID-Planes-124).

Respecto al AT0315, este requerimiento No Aplica al proceso de Homologación Inicial, dado que la información requerida aún no es definida.

Luego, será posible evaluar únicamente los AT0316, AT0317 y AT0318.

1. **Relación a otros componentes / requerimientos**

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** |  |
| **Requerimientos** | AT0014; AT0015 |

1. **Observaciones autoevaluación realizada por Enel**

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | Total |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* Documento "Solución Tecnológica para Enel Dx Chile para dar cumplimiento a la NT Dx y al AT SMMC 2021"  \* Caso 11 DW & Utility DOE SG Clearhouse\_v.3 |
| **Observación inodú** |  |

1. **Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.**

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **-** | - |

1. **Auditoría inodú**

Para el cumplimiento de los requerimientos se requiere verificar que las empresas distribuidoras permitan el acceso a la información obtenida a través de los SMMC en los Puntos de Conexión de los Clientes y/o Usuarios a éstos, la Superintendencia, el Coordinador y la Comisión, proveyendo, al menos:

* **AT0316: Medidas de energía, potencia, voltaje, corriente y factor de potencia**: de acuerdo a lo desarrollado en el requerimiento AT0129, se verifica que los equipos de medida sean capaces de efectuar mediciones de variables eléctricas (tensiones, corrientes, energía y potencia activa y reactiva) y almacenamiento de los datos medidos. Los datos son registrados en periodos de, al menos, 15 minutos, con lo cual es posible calcular *ex-post* el factor de potencia de la medición.

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Requerimiento** | | | **Cumplimiento** |
| AT0129 | AT0129: El SMMC propuesto por proveedor debe medir en intervalos de, al menos 15 minutos, calcular, registrar, comunicar y almacenar, las variables eléctricas señaladas en Tabla 4.a: Variables eléctricas mínimas que deben medir, calcular, registrar, comunicar y almacenar los SMMC (Anexo Técnico). | Parcial | |

* **AT0317: historial de consumos e inyecciones de los últimos 24 meses consecutivos**: De acuerdo a lo indicado en el desarrollo del requerimiento AT0129, el SMMC debe ser capaz de almacenar las variables medidas que se indican en el requerimiento AT0316. En el AT0030 se verificará que la capacidad de la base de datos sea de por lo menos 2 años.

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Requerimiento** | | | **Cumplimiento** |
| AT0030 | AT0030: El SGO debe estar compuesto por el módulo Bases de Datos Central. Según referencia de definición de Anexo Técnico. | Parcial | |

* **AT0318: perfiles horarios de consumos e inyección, cuando corresponda**: De acuerdo a lo indicado en el desarrollo del requerimiento AT0129, el SMMC debe ser capaz de almacenar las variables medidas que se indican en el requerimiento AT0316. Esta información debe ser registrada y almacenada en periodos de, al menos, 15 minutos. Por lo tanto, en la medida que los datos se encuentren almacenados será posible construir perfiles horarios de consumos e inyección, cuando corresponda.

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú:

* El requerimiento AT0314 queda pendiente bajo ID-Planes-124.
* El requerimiento AT0315 no aplica.
* Se cumple **parcialmente** el requerimiento AT0316.
* Se cumple **parcialmente** el requerimiento AT0317.
* Se cumple **parcialmente** el requerimiento AT0318.

Se indica cumplimiento parcial para los requerimientos AT0316, AT0317 y AT0318, pues dependen del cumplimiento del requerimiento AT0129, cuyo cumplimiento es parcial.

1. **Observación auditoría**

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:

ID-Planes-124

Además, se requiere el cumplimiento del requerimiento AT0129 y AT0030.

# Verificación de otros requerimientos – Autenticación

## Requerimiento AT0166

1. **Requerimiento**

AT0166: El medidor debe rechazar cualquier solicitud que no cumpla con las condiciones de autenticación y enviar una Alarma inmediata al Sistema de Gestión y Operación que dé cuenta de dicho rechazo.

1. **Comentario inodú del requerimiento**

Para verificar este requerimiento se deber corroborar que los medidores:

- Cuenten con mecanismos de autenticación.

- Generar alarmas al SGO en caso de rechazo de solicitudes de autenticación.

Además, este requerimiento debe ser verificado para todas las unidades de medidas y sus respectivos sistemas SMMePlus y StarBeat.

1. **Relación a otros componentes / requerimientos**

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | UM; SGO; Seguridad |
| **Requerimientos** | AT0017; AT0008; AT0300; AT0248; AT0283 |

1. **Observaciones autoevaluación realizada por Enel**

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | Parcial |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* Especificaciones técnicas de medidores: EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION).  \* Medidor Enel v.2. |
| **Observación inodú** |  |

1. **Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.**

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-37-3** | General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” – 7 meter’s main functionalities |
| **INODU-39** | EMH LZQJ-XC 17 Nov 2020 (LZQJXC-BIA-E-2.51) Instruction for use (17/09/2020) |
| **INODU-50-12** | ION7400 7ES02-0374-05 manual usuario (11/2020) Esp – Funciones de seguridad del dispositivo |
| **INODU-55-14** | MT880 User manual v.3 – lectura y gestión de datos |
| **INODU-55-15** | MT880 User manual v.3 – High level security |
| **INODU-65-13** | ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010) – Administración de la comunicación |

1. **Auditoría inodú**

Respecto del medidor EMH, en la evidencia INODU-39 sobre instrucciones de uso del medidor no se indica la posibilidad de establecer contraseñas. No se cuenta con evidencias para este medidor que permitan verificar el cumplimiento del requerimiento AT0166.

Respecto del medidor ION, en la evidencia INODU-50-12 se indica que el dispositivo cuenta con la funcionalidad de poder establecer contraseñas y procesos de autentificación de usuarios. Adicionalmente, el dispositivo es capaz de gestionar bloqueos de cuentas ante intentos de ingreso fallidos. También es posible establecer indicaciones sobre la seguridad de las contraseñas utilizando el software de programación del dispositivo.

Respecto del medidor ISKRA, en la evidencia INODU-55-14 se indica que el dispositivo está protegido con 4 niveles de autentificación de contraseñas. En la evidencia INODU-55-15 se indica que, si el número de intentos fallidos es mayor a un número predefinido, se genera el registro de un evento de acceso fallido en el medidor.

Respecto del medidor ITRON, en la evidencia INODU-65-13 se indica *“Cada perfil de conexión está protegido por una contraseña exclusiva y todos los intentos de conexión por parte de los clientes COSEM son verificados por el medidor antes de establecer una conexión.”*

Respecto del medidor NEXY-M, en la evidencia INODU-37-3 se indica *“Local and remote communication is protected through an authentication and encryption mechanism with secret keys (different for each counter) of 16 bytes. Each access is tracked in an internal log. Access attempts with wrong keys are also tracked with the activation of an alarm when the number of attempts exceeds a certain (programmable) threshold.”*

Relativo al cumplimiento del requerimiento, a continuación, se desarrolla una tabla resumen con la evaluación de los principales puntos de este para cada medidor:

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Requerimiento/ Medidor** |  | **EMH** | **ION** | **ISKRA** | **ITRON** | **Enel v.2 – NEXY-M** |
| **AT0166** | Mecanismos de Autenticación | No indica | Cumple | Cumple | Cumple | Cumple |
| Generación de alarmas al SGO en caso de rechazo de solicitudes de autenticación | No indica | Cumplimiento Parcial[[5]](#footnote-6)\* | Cumplimiento Parcial\* | Cumplimiento Parcial\* | Cumplimiento Parcial\* |

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **parcialmente** el requerimiento.

1. **Observación auditoría**

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:

ID-Planes-116

## Requerimiento AT0248

1. **Requerimiento**

AT0248: El SGO deberá permitir la detección de intervenciones no autorizadas a los equipos del SMMC.

1. **Comentario inodú del requerimiento**

Para verificar este requerimiento se deberá corroborar que a través del SGO se permita la detección de intervenciones no autorizadas al SMMC.

1. **Relación a otros componentes / requerimientos**

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | SGO |
| **Requerimientos** | AT0017; AT0008; AT0300; AT0166; AT0283 |

1. **Observaciones autoevaluación realizada por Enel**

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | Total |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* SMMePlus  \* Homologation.docx  \* Documento Starbeat |
| **Observación inodú** |  |

1. **Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.**

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-xx-x** |  |

1. **Auditoría inodú**

Información pendiente (ID-Planes-118).

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, no se cumple el requerimiento.

1. **Observación auditoría**

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:

ID-Planes-118

## Requerimiento AT0259

1. **Requerimiento**

Los SMMC deben proporcionar la funcionalidad de autenticación y autorización de comunicación de datos en todas sus interfaces de comunicación.

1. **Comentario inodú del requerimiento**

Los SMMC definir autenticar y autorizar la comunicación de datos en todas sus interfaces.

1. **Relación a otros componentes / requerimientos**

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Interfaces |
| **Requerimientos** | AT0245; AT0248 |

1. **Observaciones autoevaluación realizada por Enel**

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | Total |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* SMMePlus  \* Homologation.docx  \* Documento Starbeat  \* Especificaciones Técnicas de equipos |
| **Observación inodú** |  |

1. **Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.**

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **-** | - |

1. **Auditoría inodú**

Para cumplir el AT0259 Enel deberá generar la documentación de funcionalidad de autenticación y autorización de comunicación de datos a nivel de interfaces. (ID-Planes-086)

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple parcialmente el requerimiento.

1. **Observación auditoría**

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:

ID-Planes-086

## Requerimiento AT0280

1. **Requerimiento**

El SMMC debe ser capaz de autenticar entidades, esto es, establecer o confirmar algo como auténtico, verificando su identidad. Además, debe ser de permitir o rechazar tanto a los Clientes y/o Usuarios y los dispositivos individuales, como también a los grupos de Clientes y/o Usuarios y de dispositivos.

1. **Comentario inodú del requerimiento**

Para verificar este requerimiento se debe corroborar que el SMMC posea mecanismo de verificación de identidad y de autorización de acceso.

1. **Relación a otros componentes / requerimientos**

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** |  |
| **Requerimientos** | AT0284 |

1. **Observaciones autoevaluación realizada por Enel**

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | Parcial |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* Documento starbeat |
| **Observación inodú** |  |

1. **Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.**

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-xx-x** |  |

1. **Auditoría inodú**

Documentación pendiente (ID-Planes-117).

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, no se cumple el requerimiento.

1. **Observación auditoría**

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:

ID-Planes-117

## Requerimiento AT0281

1. **Requerimiento**

El SMMC debe aplicar en todas sus interfaces control de acceso y uso.

1. **Comentario inodú del requerimiento**

Este requerimiento es equivalente al AT0259.

1. **Relación a otros componentes / requerimientos**

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** |  |
| **Requerimientos** | AT0259 |

1. **Observaciones autoevaluación realizada por Enel**

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | Total |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* SMMePLus - user and sessions.  \* EPlus Mobile user manual.  \* Documento Starbeat |
| **Observación inodú** |  |

1. **Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.**

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-xx-x** |  |

1. **Auditoría inodú**

Para cumplir el AT0281 Enel deberá generar la documentación de funcionalidad de autenticación y autorización de comunicación de datos a nivel de interfaces. (ID-Planes-086)

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple parcialmente el requerimiento.

1. **Observación auditoría**

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:

ID-Planes-086

## Requerimiento AT0282

1. **Requerimiento**

El SMMC debe ser capaz de gestionar los derechos de acceso a cualquiera de sus componentes.

1. **Comentario inodú del requerimiento**

Este requerimiento es equivalente al AT0284.

1. **Relación a otros componentes / requerimientos**

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** |  |
| **Requerimientos** |  |

1. **Observaciones autoevaluación realizada por Enel**

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | Parcial |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | "\* SMMePLus - user and sessions.  \* EPlus Mobile user manual.  \* Documento Starbeat" |
| **Observación inodú** |  |

1. **Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.**

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-xx-x** |  |

1. **Auditoría inodú**

Documentación pendiente (ID-Planes-117).

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, no se cumple el requerimiento.

1. **Observación auditoría**

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:

ID-Planes-117

## Requerimiento AT0283

1. **Requerimiento**

Registrar y generar Alarmas de los intentos de acceso no autorizados a cualquiera de los componentes del SMMC.

1. **Comentario inodú del requerimiento**

Para verificar este requerimiento se debe corroborar que el sistema registre y genere alarmas ante intentos de acceso no autorizados en cualquiera de sus componentes.

1. **Relación a otros componentes / requerimientos**

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** |  |
| **Requerimientos** | AT0017; AT0008; AT0300; AT0166; AT0248 |

1. **Observaciones autoevaluación realizada por Enel**

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | Parcial |
| **Comentario Autoevaluación Enel** |  |
| **Observación inodú** |  |

1. **Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.**

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-xx-x** |  |

1. **Auditoría inodú**

Documentación pendiente (ID-Planes-116)

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, no se cumple el requerimiento.

1. **Observación auditoría**

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:

ID-Planes-116

## Requerimiento AT0284

1. **Requerimiento**

Los usuarios del SMMC deben ser autenticados y autorizados a acceder solo a los componentes del sistema para los que tienen los derechos correspondientes.

1. **Comentario inodú del requerimiento**

Para verificar este requerimiento se debe corroborar que los protocolos de autenticación del sistema cumplan con dar acceso a los usuarios solo a los componentes del sistema para os que tienen derechos correspondientes.

1. **Relación a otros componentes / requerimientos**

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** |  |
| **Requerimientos** | AT0259; AT0245 |

1. **Observaciones autoevaluación realizada por Enel**

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | Total |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* SMMePLus - user and sessions.  \* EPlus Mobile user manual.  \* Documento Starbeat |
| **Observación inodú** |  |

1. **Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.**

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **--** |  |

1. **Auditoría inodú**

Documentación pendiente (ID-Planes-117).

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, no se cumple el requerimiento.

1. **Observación auditoría**

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:

ID-Planes-117

# Verificación de otros requerimientos – Varios

## Requerimiento AT0016

1. **Requerimiento**

AT0016: Disponer de un inventario detallado con todos los componentes que forman parte de los SMMC implementados.

1. **Comentario inodú del requerimiento**

Para el cumplimiento de los requerimientos se requiere verificar la documentación de un inventario de todas las componentes que forman parte del SMMC.

1. **Relación a otros componentes / requerimientos**

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | SMMC |
| **Requerimientos** |  |

1. **Observaciones autoevaluación realizada por Enel**

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | Total |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* Solución Tecnológica para Enel Dx Chile para dar cumplimiento a la NT Dx y al AT SMMC 2021.  \* Se requiere armar una estructura de equipamiento SMMC (inventario):  1. SMMePLUS.  2. Starbeat  3. LVM.  4. Equipo Router Externo.  5. Medidor Monofásico y Trifásico v.2  6. Medidor Trifásico de Monitoreo EMH, ISKRA, SL7000, ION  7. Simcard  8. RF |
| **Observación inodú** |  |

1. **Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.**

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-xx-x** |  |

1. **Auditoría inodú**

En base a la información entregada por Enel, el inventario considerado en el proceso de evaluación es el siguiente:

|  |  |
| --- | --- |
| **Componente individual** | **Dispositivo - Equipo** |
| **Transformadores de medida** | TRANSFORMADORES COMPACTOS DE MEDIDA DE 3 ELEMENTOS PARA INSTALACIÓN A LA INTEMPERIE CLASE 15 kV (REV. 3 - Julio 2018) |
| TRANSFORMADORES COMPACTOS DE MEDIDA DE 3 ELEMENTOS PARA INSTALACIÓN A LA INTEMPERIE CLASE 15 kV (REV. 8 - Julio 2018) |
| TRANSFORMADORES DE CORRIENTE INSTALACIÓN INTERIOR CLASE 15-25 kV (REV. 1 - Mayo 2018) |
| TRANSFORMADORES DE POTENCIAL INSTALACIÓN INTERIOR CLASE 15-25 kV (REV. 1 - Mayo 2018) |
| **Medidores** | EMH |
| ION |
| ISKRA |
| ITRON |
| Enel v.2 - NEXY-M (monofásico) |
| **Otros** | Empalmes y cajas de empalmes |
| **Módulo de comunicaciones** | Módulo RF |
| **Router externo** | Router RUT 955 |
| Router APK |
| **Concentrador** | LVM |
| **Sistema de gestión y operación** | SMMEPlus - Solución Enel |
| Starbeat - Solución Punto a Punto |

Enel debe corroborar si el inventario desarrollado corresponde al inventario final considerado en el proceso de Homologación Inicial (ID-Planes-114).

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple parcialmente el requerimiento.

1. **Observación auditoría**

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:

ID-Planes-114

## Requerimiento AT0002

1. **Requerimiento**

Implementar SMMC que permitan la **medición remota** de los consumos e inyecciones de energía activa y reactiva de los Clientes y/o Usuarios en los intervalos definidos en el Anexo Técnico

1. Comentario inodú del requerimiento

Se sugiere revisar la redacción del requerimiento, dado que no es posible realizar medición remota de consumos, ya que la medición se realiza a través de medidores de manera local.

Bajo la interpretación de inodú, este requerimiento lo que busca es evaluar la capacidad de realizar la lectura remota de las mediciones, por lo que será abordado de esta manera. Así, la lectura remota de consumos e inyecciones se realiza a través de la transferencia de datos de medidos por la UM hacia el SGO, ya sea de manera directa o a través de la Unidad Concentradora.

Relativo al requerimiento del intervalo de medición, en el Artículo 4-5 “Exigencias de Medición de variables eléctricas” se menciona que “el SMMC deberá medir en intervalos de, al menos, 15 minutos”.

Respecto a la medición de las variables de energía activa y reactiva, estas son desarrolladas en los AT0177, AT0186 y AT0197, para las UM de servicios trifásicos menores, UM de servicios trifásicos mayores y UM de SD, respectivamente. En el caso de las UM asociadas al medidor NEXY-M, se revisa la evidencia INODU-37-3. Adicionalmente, es necesario verificar que esta medición se realice en intervalos de al menos 15 minutos, según lo estipulado en el AT. Esto se verifica en el AT0148. Finalmente, se requiere verificar que sea posible realizar la lectura remota de las mediciones de la UM a través del SGO, lo cual se verifica en el AT0222.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | UM; SGO |
| **Requerimientos** | AT0129; AT0177; AT0186; AT0197; AT0148; AT022 |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | Total |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* Solución Tecnológica para Enel Dx Chile para dar cumplimiento a la NT Dx y al AT SMMC 2021 |
| **Observación inodú** |  |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-37-3** | General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” – 7 meter’s main functionalities |

1. **Auditoría inodú**

Relativo a la medición de las variables de energía activa y reactiva, se presenta la siguiente tabla resumen, donde se verifica la medición de cuatro cuadrantes para energía activa y reactiva:

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Requerimiento** | | | **Cumplimiento** |
| AT0177 | AT0177: Los UM correspondientes a servicios trifásicos menores deberán disponer de capacidad de medición de cuatro cuadrantes para energía activa y reactiva. | Total | |
| AT0186 | AT0186: Las UM correspondientes a servicios trifásicos mayores deberán disponer de capacidad de medición de cuatro cuadrantes para energía activa y reactiva. | Total | |
| AT0197 | AT0197: Las UM de SD deberán tener una capacidad de medición de cuatro cuadrantes para energía activa y reactiva. | Total | |

Con respecto al medidor NEXY-M, en la evidencia INODU-37-3 se indican las funcionalidades del equipo de medida. Con respecto a la medición de energía activa y reactiva, se indica entre las funcionalidades *“Active energy and Active power measurement, positive and negative”* y *“Reactive energy and Reactive power measurement in all four quadrants”*.

Adicionalmente, es necesario verificar que esta medición se realice en intervalos de al menos 15 minutos, según lo estipulado en el AT. El requerimiento AT0148 está relacionado a este punto, en donde su evaluación es la siguiente:

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Requerimiento** | | **Cumplimiento** |
| AT0148 | AT0148: Las UM deberán disponer de una unidad de almacenamiento de la información obtenida, en períodos de integración de, al menos, 15 minutos. | Total |

Finalmente, se debe verificar que el SMMC permita la “lectura remota” de estas mediciones. Esto se verifica en el AT0222, donde se corrobora que el SGO puede realizar lectura remota de los registros de la UM.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Requerimiento** | | **Cumplimiento** |
| AT0222 | AT0222: El SGO debe permitir lectura local y remota de las distintas UM indicando fecha y hora de cada medida, alarma o dato registro. | Total |

De este modo, el cumplimiento del requerimiento es total.

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **totalmente** el requerimiento.

1. **Observación auditoría**

Sin comentarios.

## Requerimiento AT0004

1. **Requerimiento**

AT0004: Implementar SMMC que permitan el monitoreo remoto de, al menos, las variables eléctricas requeridas y Estado de suministro, de acuerdo con lo establecido en el Anexo Técnico.

1. **Comentario inodú del requerimiento**

Para verificar este requerimiento se debe corroborar que el SMMC:

1. Permita el monitoreo remoto de las variables eléctricas requeridas (tabla 4.a). Esto se puede verificar a través del cumplimiento del requerimiento AT0129.

Table

Description automatically generated

1. Permita el monitoreo remoto del estado de suministro. Esto se puede verificar a través del cumplimiento del AT0254.
2. **Relación a otros componentes / requerimientos**

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** |  |
| **Requerimientos** | AT0002; AT0129; AT0254 |

1. **Observaciones autoevaluación realizada por Enel**

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | Total |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* Solución Tecnológica para Enel Dx Chile para dar cumplimiento a la NT Dx y al AT SMMC 2021  \* Casos de Uso 1 y 2. |
| **Observación inodú** | - |

1. **Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.**

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **-** | - |

1. **Auditoría inodú**

Para verificar este requerimiento se debe verificar el cumplimiento de los AT0129 y AT0254:

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Requerimiento** | | | **Cumplimiento** |
| AT0129 | AT0129 El SMMC propuesto por proveedor debe medir en intervalos de, al menos 15 minutos, calcular, registrar, comunicar y almacenar, las variables eléctricas señaladas en Tabla 4.a: Variables eléctricas mínimas que deben medir, calcular, registrar, comunicar y almacenar los SMMC (Anexo Técnico). | Parcial | |
| AT0254 | AT0254 El SGO deberá poder identificar y reportar la Interrupción del Suministro y su reposición. | Parcial | |

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **parcialmente** el requerimiento.

1. **Observación auditoría**

Se requiere el cumplimiento de los requerimientos: AT0129 y AT0254.

## Requerimiento AT0129

1. **Requerimiento**

El SMMC propuesto por proveedor debe medir en intervalos de, al menos 15 minutos, calcular, registrar, comunicar y almacenar, las variables eléctricas señaladas en Tabla 4.a: Variables eléctricas mínimas que deben medir, calcular, registrar, comunicar y almacenar los SMMC (Anexo Técnico).

1. **Comentario inodú del requerimiento**

Para verificar este requerimiento se debe corroborar que el SMMC de Enel pueda:

- medir en intervalos de al menos 15 minutos,

- registrar,

- comunicar,

- almacenar

las variables eléctricas de la tabla 4.a:

Table

Description automatically generated

1. **Relación a otros componentes / requerimientos**

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | SMMC; UM; SGO; Interfaces |
| **Requerimientos** | AT0184; AT0185; AT0194; AT0196; AT0202; AT0204; AT0148; AT0222; AT0049; AT0051; AT0052; AT0053; AT0220 |

1. **Observaciones autoevaluación realizada por Enel**

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | Total |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* Solución Tecnológica para Enel Dx Chile para dar cumplimiento a la NT Dx y al AT SMMC 2021.  \* Manual Usuario SMMePLUS - Starbeat |
| **Observación inodú** |  |

1. **Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.**

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-37** | General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” |
| **INODU-37-3** | General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” – 7 meter’s main functionalities |

1. **Auditoría inodú**

Relativo a la medición de las variables de energía activa y reactiva, tensiones y corrientes en sus respectivos intervalos de tiempo se presenta la siguiente tabla resumen, donde se verifica la medición de estas variables para cada una de las UM utilizadas por Enel que realizarán mediciones semidirectas o indirectas. El equipo de medida NEXY-M corresponde a un medidor monofásico, por lo que no le son aplicables los requerimientos indicados en la tabla:

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Requerimiento** | | **Cumplimiento** | |
| AT0184 | AT0184: En los UM correspondientes a servicios trifásicos menores, para Clientes y/o Usuarios que no puedan optar a un régimen tarifario no sometido a regulación de precios deben registrar, al menos, las variables definidas en el Artículo 4‐5 del Anexo Técnico, diferenciando aquellos Clientes y/o Usuarios que dispongan de la generación residencial a que se refiere el artículo 149 bis de la Ley o el que lo reemplace. | | Total |
| AT0185 | AT0185: En los UM correspondientes a servicios trifásicos menores, las constantes de razón de transformación de los transformadores de medida deben estar configuradas de modo tal que los datos de la medida correspondan a la energía inyectada y/o retirada. Las variables de energía deberán registrarse en periodos de integración de, al menos, 15 minutos; mientras que para las variables de tensión y corriente deberá considerarse el promedio en intervalos de, al menos, 15 minutos. | | Parcial |
| AT0194 | AT0194: Las UM correspondientes a servicios trifásicos mayores, para Clientes y/o Usuarios que puedan optar a un régimen tarifario no sometido a regulación de precios deben medir y registrar, al menos, las variables definidas en el Artículo 4-5 del Anexo Técnico. | | Total |
| AT0196 | AT0196: En las UM correspondientes a servicios trifásicos mayores, las variables de energía deberán registrarse en periodos de integración de, al menos, 15 minutos; mientras que para el resto de las variables deberá considerarse el promedio en intervalos de, al | | Parcial |
| AT0202 | AT0202: El Medidor incluido en las Unidades de Medida destinadas a monitorear el SD, deben medir y registrar, al menos, las variables definidas en el Artículo 4-5 del Anexo Técnico. | | Total |
| AT0204 | AT0204: En el medidor incluido en las Unidades de Medida destinadas a monitorear el SD, las variables de energía deberán registrarse en periodos de integración de, al menos, 15 minutos; mientras que para el resto de las variables deberá considerarse el promedio en intervalos de, al menos, 15 minutos. | | Parcial |

Con respecto al medidor NEXY-M, en la evidencia INODU-37-3 se indican las funcionalidades del equipo de medida. Con respecto a la medición de energía activa y reactiva, se indica entre las funcionalidades *“Active energy and Active power measurement, positive and negative”* y *“Reactive energy and Reactive power measurement in all four quadrants”*. Con respecto a la medición de tensiones y corrientes, si bien es posible identificar que existen sensores para recolectar esta información en la evidencia INODU-37, estas variables son únicamente utilizadas para la determinación o cálculo de otras variables (como alarmas, energía consumida/inyectada, entre otros).

Adicionalmente, relativo al intervalo de medición, registro y almacenamiento de las UM, se presenta el AT0148 que está relacionado a este punto, en donde su evaluación es la siguiente:

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Requerimiento** | | **Cumplimiento** |
| AT0148 | AT0148: Las UM deberán disponer de una unidad de almacenamiento de la información obtenida, en períodos de integración de, al menos, 15 minutos. | Total |

Finalmente, se debe verificar que el SMMC permita la “lectura remota” de estas mediciones. Esto se verifica en el AT0222, donde se corrobora que el SGO puede realizar lectura remota de los registros de la UM.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Requerimiento** | | **Cumplimiento** |
| AT0222 | AT0222: El SGO debe permitir lectura local y remota de las distintas UM indicando fecha y hora de cada medida, alarma o dato registro. | Total |

Además, la comunicación de esta información estará desarrollada a través de las interfaces de comunicación respectivas, en este caso i0, i2, i3 e i4:

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Requerimiento** | | **Cumplimiento** |
| AT0049 | AT0049: Interfaces del SMMC, I0: Interfaz UM - Acceso Local; Acceso Local - Unidad Concentradora. Según referencia de definición de Anexo Técnico. | Parcial |
| AT0051 | AT0051: Interfaces del SMMC, I2: Interfaz Unidad de Medida - Sistema de Gestión y Operación. Según referencia de definición de Anexo Técnico. | Total |
| AT0052 | AT0052: Interfaces del SMMC, I3: Interfaz Unidad de Medida - Unidad concentradora. Según referencia de definición de Anexo Técnico. | Parcial |
| AT0053 | AT0053: Interfaces del SMMC, I4: Interfaz Sistema de Gestión y Operación - Sistemas y Unidad Concentradora. Según referencia de definición de Anexo Técnico. | Parcial |

Finalmente, relativo al almacenamiento de las variables en el almacén de datos y reportes:

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Requerimiento** | | **Cumplimiento** |
| AT0220 | AT0220: El SGO debe disponer de mecanismos para almacenar en la base de datos central los datos de las lecturas de las variables eléctricas de las distintas Unidades de Medida. | Parcial |

De este modo, al ser este requerimiento de jerarquía alta su cumplimiento dependerá de la verificación del conjunto de requerimientos mencionados anteriormente.

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **parcialmente** el requerimiento.

1. **Observación auditoría**

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:

ID-Planes-109

Además, se requiere el cumplimiento de los requerimientos: AT0049, AT0052, AT0053, AT0185, AT0196, AT0204 y AT0220.

## Requerimiento AT0130

1. **Requerimiento**

AT0130: El gabinete o caja que contenga uno o varios de los elementos que componen el SMMC debe cumplir con las exigencias establecidas en las normas técnicas chilenas y la norma **IEC 62052-11:2003+AMD1:2016**, respecto a condiciones de resistencia al calor y al fuego, de protección contra penetración de polvo y agua, de distancia de seguridad y líneas de fuga entre los distintos elementos que lo componen, conjunto base y tapa principal, ventana, bloque de terminales y su tapa.

1. **Comentario inodú del requerimiento**

Para verificar este requerimiento se debe corroborar queel gabinete o caja que contenga uno o varios de los elementos que componen el SMMC debe cumplir con las normas chilenas y la norma IEC 62052-11:2003+AMD1:2016 respecto de:

* Resistencia al calor y fuego
* Protección contra penetración de polvo y agua
* Distancia de seguridad y líneas de fuga entre los distintos elementos que lo componen, conjunto base y tapa principal, ventana, bloque de terminales y su tapa.

1. **Relación a otros componentes / requerimientos**

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Unidad de Medida; Concentrador LVM |
| **Requerimientos** | AT0169 |

1. **Observaciones autoevaluación realizada por Enel**

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | Parcial |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* Especificaciones técnicas de medidores: (EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel v.2.  \* Caja medidores y concentrador LVM  \* Anexo técnico Art. 9.3 |
| **Observación inodú** | No hay observaciones adicionales. |

1. **Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.**

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-74** | Empalmes - CAJA PARA EMPALMES MONOFÁSICOS (Rev. 0- Sept/07) |
| **INODU-75** | Empalmes - CAJA DE PROTECCIÓN PARA EMPALMES SMART METER (Rev. 1- Junio/16) |
| **INODU-76** | Empalmes - CAJA PARA EMPALME TRIFASICO EQUIPO DE MEDIDA AR-48, AR-75, AR-100 (Rev. 2- Nov/98) |
| **INODU-77** | Empalmes - CAJA PARA EMPALMES MEDIDA DIRECTA (Rev. 1- Junio/03) |
| **INODU-78** | Empalmes - CAJA PARA EMPALMES MEDIDA INDIRECTA (Rev. 1- Junio/03) |
| **INODU-79** | Empalmes - CAJA PARA EMPALME TRIFASICO EQUIPO DE MEDIDA DIRECTA (Rev. 1- Nov/16) |
| **INODU-80** | Empalmes - CAJA GRANDE PARA CONCENTRADOR DE DATOS + MEDIDOR SMART METER (Rev. 5- Nov/19) |
| **INODU-81** | Empalmes - CAJA PEQUEÑA PARA CONCENTRADOR DE DATOS SMART METER (Rev. 1- Oct/17) |

1. **Auditoría inodú**

Respecto de las cajas o gabinetes que se utilizarán por Enel para contener algunos de los elementos que componen el SMMC tales como equipos de medida y unidad concentradora de datos, entre otros, se utilizarán las cajas que se indican en las evidencias INODU-74 a INODU-81. Al respecto, estas evidencias corresponden a los planos que indican las características constructivas de las cajas y sus dimensiones.

Como se indicó en el desarrollo del requerimiento AT0169, la evidencia disponible no indica cual es el grado de protección que ofrece la caja al elemento protegido, así como tampoco se indica si los materiales son resistentes al calor y al fuego en los términos de la norma IEC 62056-11. Con respecto a las distancias de seguridad y líneas de fuga de los elementos que contendrán los gabinetes, no es posible verificar que la disposición de los elementos que contendrán los gabinetes se ajusta a la normativa vigente con la evidencia disponible.

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, **no cumple** el requerimiento.

1. **Observación auditoría**

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:

ID-Planes-104

ID-Planes-105

## Requerimiento AT0147

1. **Requerimiento**

Las UM deberán proporcionar los registros de las variables, Eventos SMMC y Alarmas, según corresponda. Dichas lecturas o registros periódicos recientes, el cual puede ser configurable desde la UM, Concentrador o Sistema de Gestión y Operación.

1. **Comentario inodú del requerimiento**

Para verificar este requerimiento se debe corroborar que la UM:

* proporcionar los registros de las variables,
* proporcione registros de Eventos SMMC y Alarmas.

Según la interpretación de inodú, la segunda parte del requerimiento puede interpretarse como la verificación de que la lectura de estos registros pueda obtenerse a través de la UM (acceso local), Concentrador o el SGO.

1. **Relación a otros componentes / requerimientos**

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** |  |
| **Requerimientos** | AT0183; AT0193; AT0201; AT0182; AT0192; AT0200; AT0222; AT0225; AT0246; AT0206; AT0211 |

1. **Observaciones autoevaluación realizada por Enel**

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | Total |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* Especificaciones técnicas de medidores: EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel v.2 - LVM  \* SMMePLUS USerManual  \* Starbeat UserManual |
| **Observación inodú** |  |

1. **Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.**

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-37-3** | General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” – 7 meter’s main functionalities |

1. **Auditoría inodú**

Relativo al registro de variables, esto se revisa en el desarrollo del requerimiento AT0129.

Relativo al registro de eventos y alarmas se presenta la siguiente tabla resumen, donde se verifica el registro de estas variables para cada una de las UM utilizadas por Enel que realizarán mediciones semidirectas o indirectas. El equipo de medida NEXY-M corresponde a un medidor monofásico, por lo que no le son aplicables estos requerimientos:

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Requerimiento** | | **Cumplimiento** | |
| AT0183 | AT0183: Los UM correspondientes a servicios trifásicos menores deberán disponer de características de registro de Eventos SMMC que permitan cumplir con las exigencias del Anexo Técnico. | | Parcial |
| AT0193 | AT0193: Las UM correspondientes a servicios trifásicos mayores deberán disponer de un registro de las características de los Eventos SMMC que permitan cumplir con las exigencias del Anexo Técnico. | | Parcial |
| AT0201 | AT0201: Las UM de SD deberán disponer de un registro de las características de los Eventos SMMC que permitan cumplir con las exigencias del Anexo Técnico. | | Parcial |
| AT0182 | AT0182: Los UM correspondientes a servicios trifásicos menores deberán disponer de indicadores visuales de Alarmas. | | Parcial |
| AT0192 | AT0192: Las UM correspondientes a servicios trifásicos mayores deberán disponer de indicadores visuales de Alarmas. | | Parcial |
| AT0200 | AT0200: Las UM de SD deberán disponer de indicadores visuales de Alarmas. | | Parcial |

Con respecto al medidor NEXY-M, si bien en la evidencia INODU-37-3 se indica *“Event Log”* entre las principales funcionalidades del equipo de medida, no se cuenta con evidencias que indiquen como se registrarán los eventos SMMC y alarmas de acuerdo a lo indicado en el artículo 4-7 del AT SMMC.

Luego, a través del SGO se permite lectura local y remota de estas mediciones, eventos y alarmas. Esto se verifica en el AT0222, donde se corrobora que el SGO puede realizar lectura remota de los registros de la UM.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Requerimiento** | | **Cumplimiento** |
| AT0222 | AT0222: El SGO debe permitir lectura local y remota de las distintas UM indicando fecha y hora de cada medida, alarma o dato registro. | Total |
| AT0225 | AT0225: El SGO deberá permitir la generación de reportes de información almacenada incluidos los registros de eventos SMMC y Alarmas. | Parcial |
| AT0246 | AT0246: El SGO deberá permitir la gestión de Eventos SSMC y alarmas. | Parcial |

Relativo a la obtención de datos a través del Concentrador, esto se desarrolla en el AT0206:

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Requerimiento** | | **Cumplimiento** |
| AT0206 | AT0206: Los datos comunicados por la Unidad Concentradora deben poder ser obtenidos a través de los mecanismos de operación y mantenimiento local. | Parcial |
| AT0211 | AT0211: Las Unidades Concentradoras deben poder detectar y reportar información de registro y eventos SMMC, tanto de las Unidades de Medida asociadas o como aquellos propios de la Unidad Concentradora. | Total |

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **parcialmente** el requerimiento.

1. **Observación auditoría**

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:

ID-Planes-119

Además, se requiere el cumplimiento de los requerimientos: AT0182, AT0183, AT0192, AT0193, AT0200, AT0201, AT0206, AT0225 y AT0246.

## Requerimientos AT0156; AT0157; AT0158; AT0159; AT0160

1. **Requerimiento**

AT0156: El SMMC en su acceso local deberá ser capaz de acceder a los datos almacenados en la Unidad de Medida.

AT0157: El SMMC en su acceso local deberá ser capaz de descargar los datos almacenados en la Unidad de Medida.

AT0158: El SMMC en su acceso local deberá poder acceder y modificar la configuración de la Unidad de Medida.

AT0159: El SMMC en su acceso local deberá poder hacer un diagnóstico de funcionamiento de los componentes para resolver anomalías y restablecer la comunicación remota con el Sistema de Gestión y Operación y/o Unidad Concentradora.

AT0160: El SMMC en su acceso local deberá poder acceder a las funcionalidades de la Unidad de Medida.

1. **Comentario inodú del requerimiento**

Para verificar este requerimiento se debe corroborar queel SMMC en su acceso local sea capaz de **acceder, descargar y configurar** los datos en la Unidad de Medida y **acceder** a sus funcionalidades. Además, podrá hacer un diagnóstico de funcionamiento de los componentes para resolver anomalías y restablecer la comunicación remota con el Sistema de Gestión y Operación y/o Unidad Concentradora.

1. **Relación a otros componentes / requerimientos**

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** |  |
| **Requerimientos** | AT0049 |

1. **Observaciones autoevaluación realizada por Enel**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** |  | Total |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | AT0156; AT0157; AT0158 | Especificaciones técnicas de medidores: EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel v.2. |
| AT0159 | \* Especificaciones técnicas de medidores: EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION) y medidor Enel v.2.  \* Conexión al medidor y LVM para chequeo de Status Words o Logs para realizar el autodiagnóstico??? |
| AT0160 | \* Especificaciones técnicas de medidores: EMH (LZQJXC- PHB), SL7000, ISKRA (MT880), ELSTER, ION).  \* Medidor Enel v.2. |
| **Observación inodú** |  |  |

1. **Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.**

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-37-3** | General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M” – 7 meter’s main functionalities |
| **INODU-39** | EMH LZQJ-XC 17 Nov 2020 (LZQJXC-BIA-E-2.51) Instruction for use (17/09/2020) |
| **INODU-50-11** | ION7400 7ES02-0374-05 manual usuario (11/2020) Esp – Páginas Web |
| **INODU-55-14** | MT880 User manual v.3 – lectura y gestión de datos |
| **INODU-65-12** | ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010) – Herramienta de soporte |

1. **Auditoría inodú**

De acuerdo a lo indicado en el desarrollo del requerimiento AT0049, los equipos de medida que utilizará Enel cuentan con un acceso local mediante una conexión por Sonda Óptica. Adicionalmente, el equipo de medida NEXY-M cuenta con conexión tipo Bluetooth para efectos de acceso local.

Respecto del medidor EMH, no se cuenta con evidencia que indique las funcionalidades requeridas en los requerimientos AT0156 a AT0160.

Respecto del medidor ION, en la evidencia INODU-50-11 se indica que el equipo de medida dispone de interfaces en formato de páginas web para la gestión de sus variables, lo cual es posible acceder a través de una conexión por puerto Ethernet del equipo de medida. En la evidencia presentada se indica que es posible hacer lecturas de variables de medición y acceder a las entradas/salidas analógicas/digitales, así como también es posible realizar restablecimientos y pruebas de diagnóstico al equipo de medida. Adicionalmente permite configurar diversos parámetros del equipo.

Respecto del medidor ISKRA, en la evidencia INODU-55-14 se presentan algunos extractos del manual de usuario donde se indican las siguientes capacidades del equipo de medida:

* Se indica que el equipo de medida se puede programar de manera local a través de la interfaz óptica, de modo de poder acceder y modificar si es necesario la configuración del dispositivo.
* Se indica que es posible “parametrizar” el dispositivo a través de sus diferentes interfaces de comunicación. Los parámetros del dispositivo se utilizan para gestionar algunas funcionalidades de este (por ejemplo, la detección y registro de alarmas), por lo que el acceso a la parametrización permite acceder a las funcionalidades del dispositivo.
* Se indica que es posible la lectura y obtención de datos a través del puerto óptico (acceso local) del dispositivo.
* Se indica que es posible gestionar un diagnóstico de la conexión remota con el SMMC a través de cualquiera de los puertos de comunicación, por lo que es posible hacer esto a través del puerto de conexión local.

Respecto del medidor ITRON, en la evidencia INODU-65-12 se indica la disponibilidad de una herramienta de soporte que permite hacer diversas gestiones al dispositivo a través del puerto óptico delantero. Se indican las siguientes funcionalidades:

* Gestión del punto de medición,
* Creación y edición de configuración,
* Programación y lectura de configuración,
* Lectura de datos del medidor, y
* Actualización del firmware del medidor.

Adicionalmente, se menciona que la herramienta de soporte del medidor permite verificar todos los aspectos del funcionamiento del medidor, guardar e imprimir los resultados como prueba de funcionamiento correcta (diagnóstico).

Según la información del medidor NEXY-M en INODU-37-3:

*“The SMMC in its local access is be able to:*

*- Access the data stored in the meter’s memory.*

*- Download the data stored in the meter’s memory.*

*- Access and modify configurable parameters of the meter*

*- Access a component operation diagnosis in order to resolve anomalies and – if lost - reestablish remote communication with the Management and Operation System and / or Concentrator Unit.*

*- Access the functions of the meter”*

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | **Comunicación Acceso Local – Medidor** | | | | | |
| **Requerimiento** | **Tipo de comunicación** | **EMH** | **ION** | **ISKRA** | **ITRON** | **Enel v.2 – NEXY-M** |
| AT0156 | Acceder a los datos en la Unidad de Medida | No indica | Cumple | Cumple | Cumple | Cumple |
| AT0157 | Descargar los datos en la Unidad de Medida | No indica | Cumple | Cumple | Cumple | Cumple |
| AT0158 | Configurar los datos en la Unidad de Medida | No indica | Cumple | Cumple | Cumple | Cumple |
| AT0159 | Hacer un diagnóstico de funcionamiento de los componentes para resolver anomalías y restablecer la comunicación remota con el Sistema de Gestión y Operación y/o Unidad Concentradora. | No indica | Cumple | Cumple | Cumple | Cumple |
| AT0160 | Acceder a sus funcionalidades | No indica | Cumple | Cumple | Cumple | Cumple |

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple **parcialmente** el requerimiento.

1. **Observación auditoría**

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:

ID-Planes-108

## Requerimiento AT0167

1. **Requerimiento**

AT0167: Las cajas de protección para el resguardo de los componentes del SMMC deben cumplir con las disposiciones establecidas en las normas chilenas vigentes sobre empalmes eléctricos normalizados y, en lo que sea aplicable, con las exigencias de la norma técnica NCH. Elec.4 sobre "instalaciones de consumo en BT" o aquella que la reemplace, en particular en lo que se refiere a las condiciones de fabricación y protección eléctrica.

1. **Comentario inodú del requerimiento**

Este requerimiento se debe cumplir para cada una de las cajas o gabinetes que utilizará Enel para el resguardo de los componentes del SMMC. La evidencia debe indicar la conformidad de los gabinetes con la norma chilena NCh. Elec 4/2003 o aquella que la reemplace respecto de las condiciones de fabricación y protección eléctrica.

1. **Relación a otros componentes / requerimientos**

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | Unidad de Medida; Concentrador LVM |
| **Requerimientos** | AT0130 |

1. **Observaciones autoevaluación realizada por Enel**

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | Total |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* Especificaciones técnicas de construcción de empalme y cajas de empalme |
| **Observación inodú** | No hay observaciones adicionales. |

1. **Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.**

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-74** | Empalmes - CAJA PARA EMPALMES MONOFÁSICOS (Rev. 0- Sept/07) |
| **INODU-75** | Empalmes - CAJA DE PROTECCIÓN PARA EMPALMES SMART METER (Rev. 1- Junio/16) |
| **INODU-76** | Empalmes - CAJA PARA EMPALME TRIFASICO EQUIPO DE MEDIDA AR-48, AR-75, AR-100 (Rev. 2- Nov/98) |
| **INODU-77** | Empalmes - CAJA PARA EMPALMES MEDIDA DIRECTA (Rev. 1- Junio/03) |
| **INODU-78** | Empalmes - CAJA PARA EMPALMES MEDIDA INDIRECTA (Rev. 1- Junio/03) |
| **INODU-79** | Empalmes - CAJA PARA EMPALME TRIFASICO EQUIPO DE MEDIDA DIRECTA (Rev. 1- Nov/16) |
| **INODU-80** | Empalmes - CAJA GRANDE PARA CONCENTRADOR DE DATOS + MEDIDOR SMART METER (Rev. 5- Nov/19) |
| **INODU-81** | Empalmes - CAJA PEQUEÑA PARA CONCENTRADOR DE DATOS SMART METER (Rev. 1- Oct/17) |

1. **Auditoría inodú**

Las cajas o gabinetes que se utilizarán son las mismas indicadas en el desarrollo del requerimiento AT0130. Las evidencias disponibles corresponden a planos de construcción de las cajas de empalmes y no indican si las características constructivas ofrecen algún tipo de protección, así como tampoco se indica la disposición de los elementos del SMMC que estarán contenidos en los gabinetes de modo de poder verificar el cumplimiento de la normativa exigida. De esta forma, no es posible verificar el requerimiento utilizando la evidencia disponible.

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, **no cumple** el requerimiento.

1. **Observación auditoría**

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:

ID-Planes-104

ID-Planes-105

# Verificación de otros requerimientos sistémicos de los SMMC

Los requerimientos relativos al SMMC son requerimientos más generales que competen a todo el sistema.

## Requerimiento AT0018

1. **Requerimiento**

AT0018: Se debe realizar una homologación inicial de la solución de SMMC conforme a lo indicado en el Anexo Técnico.

1. **Comentario inodú del requerimiento**

El Anexo técnico indica:

*“La homologación inicial tiene por finalidad la revisión temprana del diseño del SMMC definido*

*por cada Empresa Distribuidora, con el objeto de dar cuenta del cumplimiento de las*

*exigencias establecidas en la NTD, en el presente Anexo Técnico, el respectivo Perfil y demás*

*normativa aplicable, previo a su implementación. El proceso de homologación inicial*

*comprende la elaboración y presentación de un informe preliminar y un informe definitivo*

*por parte del consultor ante la Superintendencia, con copia a la Comisión, los que deberán dar*

*cuenta del cumplimiento de cada una de las exigencias establecidas en la NTD, en el presente*

*Anexo Técnico y demás normativa aplicable.”*

1. **Relación a otros componentes / requerimientos**

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | - |
| **Requerimientos** | - |

1. **Observaciones autoevaluación realizada por Enel**

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | Total |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* Solución Tecnológica para Enel Dx Chile para dar cumplimiento a la NT Dx y al AT SMMC 2021 |
| **Observación inodú** |  |

1. **Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.**

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **Informe Preliminar** | Cumple |
| **Informe Final** |  |

1. **Auditoría inodú**

Evaluación parcial. Este requerimiento podrá ser evaluado al finalizar el proceso de Homologación Inicial.

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple parcialmente el requerimiento.

1. **Observación auditoría**

Evaluación parcial. Este requerimiento podrá ser evaluado al finalizar el proceso de Homologación Inicial.

## Requerimiento AT0001

1. **Requerimiento**

Implementar los SMMC de acuerdo con las exigencias establecidas en la NTD y en el Anexo Técnico.

1. Comentario inodú del requerimiento

Este es el requerimiento con jerarquía más alta, por lo que para su evaluación debe considerarse el estado de evaluación total del sistema.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | SMMC |
| **Requerimientos** | Todos |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | Total |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* Solución Tecnológica para Enel Dx Chile para dar cumplimiento a la NT Dx y al AT SMMC 2021 |
| **Observación inodú** | Este es el requerimiento con jerarquía más alta del sistema, por lo que será el último requerimiento en ser evaluado. |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **-** |  |

1. **Auditoría inodú**

Evaluación parcial. Este requerimiento podrá ser evaluado al finalizar el proceso de Homologación Inicial.

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple parcialmente el requerimiento.

1. **Observación auditoría**

Evaluación parcial. Este requerimiento podrá ser evaluado al finalizar el proceso de Homologación Inicial.

## Requerimiento AT0003

1. **Requerimiento**

Implementar SMMC que permitan monitorear los parámetros de Calidad de Servicio de los Sistemas de Distribución, de acuerdo con lo establecido en el Anexo Técnico y en la NTD.

1. **Comentario inodú del requerimiento**

Según la definición de la NTD se define calidad de servicio según:

*“****Calidad de Servicio****: Conjunto de propiedades y estándares que son inherentes a la actividad de distribución de electricidad, y que constituyen las condiciones bajo las cuales dicha actividad debe desarrollarse. Se determina conjuntamente por la Calidad de Producto, la Calidad de Suministro y la Calidad Comercial entregada por la Empresa Distribuidora a sus distintos Clientes y Usuarios.”*

La Calidad de Producto se define en el Capítulo 3 de la NTD, la Calidad de Suministro se define en el Capítulo 4 de la NTD y la Calidad Comercial se define el Capítulo 5 de la NTD.

Este requerimiento es muy amplio ya que exige el monitoreo de muchas variables que no han sido analizadas durante el proceso de Homologación Inicial. En ese contexto, el monitoreo de la Calidad de Servicio deberá limitarse al análisis de la Calidad del Producto y la Calidad de Suministro, que son los puntos relacionados a la implementación del SMMC.

En base a la NTD, los principales factores que deberán ser monitoreados son los que se presentan a continuación: Table

Description automatically generated

Dado que el proceso actual está limitado al análisis de la solución que será implementada el 2022, no es posible verificar este requerimiento, ya que las componentes que permiten mediciones tales como Distorsión Armónica de tensión y corriente no serán consideradas en esta evaluación y serán implementadas en periodos posteriores.

1. **Relación a otros componentes / requerimientos**

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | SMMC |
| **Requerimientos** |  |

1. **Observaciones autoevaluación realizada por Enel**

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | Total |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* Solución Tecnológica para Enel Dx Chile para dar cumplimiento a la NT Dx y al AT SMMC 2021  \* Casos de Uso 1 y 2 |
| **Observación inodú** |  |

1. **Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.**

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-xx-x** |  |

1. **Auditoría inodú**

Dado que el proceso actual está limitado al análisis de la solución que será implementada el 2022, no es posible verificar este requerimiento, ya que las componentes que permiten mediciones tales como Distorsión Armónica de tensión y corriente no serán consideradas en esta evaluación y serán implementadas en periodos posteriores. (ID-Planes-120)

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, no se cumple el requerimiento.

1. **Observación auditoría**

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:

ID-Planes-120

## Requerimiento AT0005

1. **Requerimiento**

Implementar SMMC que permita la conexión, desconexión y limitación de consumos de Clientes y/o Usuarios de manera remota y segura, de conformidad con lo establecido en el Anexo Técnico. Tratándose de Unidades de Medida que requieran de un transformador de corriente para la medición, no serán exigibles las funcionalidades señaladas.

1. **Comentario inodú del requerimiento**

Este requerimiento comprende los componentes mínimos exigidos para cada una de las UM y se debe verificar para cada una de las UM utilizadas por Enel que realicen mediciones a través de conexión directa. En el caso de las UM que realicen mediciones a través de una conexión semidirecta o indirecta, la UM contará con un Transformador de corriente para la medición y, por lo tanto, el requerimiento AT0005 no será exigible.

Adicionalmente, se debe corroborar que la conexión, desconexión y limitación de consumos de Clientes y/o Usuarios se realice de manera remota y segura, esto a través del SGO respectivo, que en este caso corresponde al SMMePlus.

1. **Relación a otros componentes / requerimientos**

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** |  |
| **Requerimientos** |  |

1. **Observaciones autoevaluación realizada por Enel**

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | Total |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* Solución Tecnológica para Enel Dx Chile para dar cumplimiento a la NT Dx y al AT SMMC 2021.  \* Casos de uso 6 y 14 |
| **Observación inodú** |  |

1. **Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.**

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| INODU-09 | Caso 6 Meter Remote Connect Disconnect\_v.3 |
| INODU-17 | Caso 14 Remote Power Reduction\_v.3 |

1. **Auditoría inodú**

En el AT0024 se el cual exige:

“AT0024: La UM debe contener el elemento Dispositivo de conexión, desconexión y limitación de potencia: Dispositivo que permite interrumpir y restablecer de manera remota la circulación de energía eléctrica y limitar la potencia de consumo. Este dispositivo puede ser un componente de la Unidad de Medida o ser un elemento independiente. Tratándose de Unidades de Medida que requieran de un transformador de corriente para la medición, no serán exigibles las funcionalidades señaladas.”

Además, se aclara que este requerimiento solo aplica para el medidor NEXY-M, cumpliéndolo totalmente.

Adicionalmente, relativo al manejo remoto de la conexión, desconexión y limitación de potencia, en los casos de uso 6 y 14 (INODU-09 e INODU-17) se desarrolla la implementación de estas funcionalidades a través del SMMePlus.

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple totalmente el requerimiento.

1. **Observación auditoría**

Sin comentarios.

## Requerimiento AT0007

1. **Requerimiento**

Implementar SMMC que dispongan de funcionalidades para detectar situaciones de sobreconsumo, inyecciones de energía y/o potencia no autorizadas e intervenciones no autorizadas.

1. **Comentario inodú del requerimiento**

Para verificar este requerimiento se debe corroborar que el SMMC posee funcionalidades de detección de:

* Sobreconsumos.
* Inyecciones de energía y/o potencia no autorizadas
* Intervenciones no autorizadas.

1. **Relación a otros componentes / requerimientos**

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** |  |
| **Requerimientos** | AT0249 |

1. **Observaciones autoevaluación realizada por Enel**

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | Total |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* Solución Tecnológica para Enel Dx Chile para dar cumplimiento a la NT Dx y al AT SMMC 2021 |
| **Observación inodú** |  |

1. **Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.**

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **INODU-xx-x** |  |

1. **Auditoría inodú**

**Solución Enel – SMMePlus:** Sin información.

**Solución Punto a Punto – StarBeat:** Sin información.

No se tiene información relativa a la detección de situaciones de sobreconsumo, inyecciones de energía y/o potencia no autorizadas e intervenciones no autorizadas. (ID-Planes-115).

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, no se cumple el requerimiento.

1. **Observación auditoría**

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:

ID-Planes-115

## Requerimiento AT0008

1. **Requerimiento**

Implementar SMMC cuyos componentes cumplan con las certificaciones establecidas en la normativa vigente.

1. **Comentario inodú del requerimiento**

Este requerimiento es de jerarquía alta. Para verificarlo es necesario corroborar todos los requerimientos relativos al cumplimiento de normativas.

1. **Relación a otros componentes / requerimientos**

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | SMMC |
| **Requerimientos** | Relativos a certificaciones |

1. **Observaciones autoevaluación realizada por Enel**

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | Parcial |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* Datasheet LVM  \* Datasheet Medidores Comerciales Punto a punto  \* Datasheet Medidor ENEL V.2  \* Anexo Técnico 9.3 |
| **Observación inodú** |  |

1. **Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.**

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **-** | - |

1. **Auditoría inodú**

El cumplimiento de las normativas vigentes relacionadas al AT se resume en la siguiente tabla:

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Tipo de Requerimiento** | **Requerimiento** | **Estado actual** |
| Exigencias Eléctricas | AT0067 | Parcial |
| AT0068 | Parcial |
| AT0069 | Parcial |
| AT0070 | Parcial |
| AT0071 | Parcial |
| AT0072 | Parcial |
| AT0073 | Parcial |
| AT0074 | Parcial |
| AT0075 | Parcial |
| AT0076 | Parcial |
| AT0077 | Parcial |
| AT0078 | Parcial |
| AT0079 | Parcial |
| AT0080 | Parcial |
| AT0081 | Parcial |
| AT0082 | Parcial |
| AT0083 | Parcial |
| AT0084 | Parcial |
| AT0085 | Parcial |
| Exigencias Eléctricas en Función del Tipo de Conexión y Clase de Precisión | AT0086 | Parcial |
| AT0087 | Parcial |
| AT0088 | Total |
| AT0089 | Total |
| AT0090 | Parcial |
| AT0091 | Parcial |
| AT0092 | Total |
| AT0093 | Total |
| AT0094 | Parcial |
| AT0095 | Parcial |
| AT0096 | Total |
| AT0097 | Total |
| Obligaciones | AT0098 | Parcial |
| Exigencias Metrológicas | AT0099 | Parcial |
| AT0100 | Parcial |
| AT0101 | Total |
| AT0102 | Total |
| AT0103 | Parcial |
| AT0104 | Parcial |
| AT0105 | Total |
| AT0106 | Total |
| AT0107 | Parcial |
| AT0108 | Parcial |
| AT0109 | Total |
| AT0110 | Total |
| AT0111 | Parcial |
| AT0112 | Parcial |
| AT0113 | Total |
| AT0114 | Total |
| AT0115 | Parcial |
| AT0116 | Parcial |
| AT0117 | Total |
| AT0118 | Total |
| Exigencias Mecánicas | AT0130 | Incumplimiento |
| AT0131 | Parcial |
| AT0132 | Parcial |
| AT0133 | Parcial |
| Exigencias sobre el equipo Visualizador | AT0138 | Parcial |
| AT0142 | Parcial |
|  | AT0146 | Parcial |
|  | AT0167 | Incumplimiento |
|  | AT0176 | No Aplica |
|  | AT0178 | Total |
| AT0187 | Total |
| AT0198 | Total |
| Tecnologías, Protocolos y Modelo de Datos | AT0264 | Parcial |
| AT0265 | Parcial |
| AT0266 | Parcial |
| AT0267 | Parcial |
| AT0268 | Parcial |

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple parcialmente el requerimiento.

1. **Observación auditoría**

Este requerimiento es de jerarquía alta, por lo que es necesario evaluarlo al finalizar el proceso de Homologación Inicial.

## Requerimiento AT0011; AT0066

1. **Requerimiento**

AT0011: Operar y mantener los SMMC de manera de asegurar su correcto funcionamiento y adecuada gestión.

AT0066: Operación y mantenimiento. Las Empresas Distribuidoras deben contemplar herramientas y actividades oportunas relacionadas con el mantenimiento de los SMMC para asegurar el correcto funcionamiento de sus componentes, la disponibilidad de las funcionalidades requeridas y la integridad de la información gestionada por los SMMC.

1. **Comentario inodú del requerimiento**

Los requerimientos AT0011 y AT0066 están relacionados a las funciones de Operación y Mantenimiento del SMMC, de modo de:

* Asegurar su correcto funcionamiento
* Asegurar su adecuada gestión
* Asegurar la disponibilidad de sus funcionalidades
* Asegurar la integridad de la información gestionada

Es necesario definir bajo qué condiciones se tiene que asegurar el correcto funcionamiento del SMMC, particularmente, se sugiere especificar para qué tipo de fallas sistémicas el sistema estará o no diseñado para responder.

1. **Relación a otros componentes / requerimientos**

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** |  |
| **Requerimientos** | AT0066 |

1. **Observaciones autoevaluación realizada por Enel**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** |  | Total |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | AT0011 | \* Solución Tecnológica para Enel Dx Chile para dar cumplimiento a la NT Dx y al AT SMMC 2021.  \* Manual Usuario SMMePLUS - Starbeat |
| AT0066 | "\* Documento ""Solución Tecnológica para Enel Dx Chile para dar cumplimiento a la NT Dx y al AT SMMC 2021"".  \* SMMePLUS Manual  \* Starbeat Manual  \* Procedimiento de mantenimiento y operación área SM" |
| **Observación inodú** |  | - |

1. **Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.**

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| INODU-118 | Mantenimiento Componentes SMMC Solución ENEL |
| INODU-121 | Mantenimiento Componentes SMMC Starbeat |

1. **Auditoría inodú**

Los procedimientos de operación y mantenimiento de los SMMC son gestionados por los SGO respectivos, por lo que estos requerimientos serán abordados a nivel de SGO. En INODU-118 e INODU-121 se desarrollan los protocolos de mantenimiento de componentes del sistema desde el punto de vista del SMMePlus y el StarBeat respectivamente. Bajo este punto de vista, es posible afirmar que existen procedimientos de Mantenimiento que permitan un chequeo continuo del sistema, sin embargo, Enel debe definir un plan de implementación en dónde se indique las capacidades que se desplegarán para asegurar el correcto funcionamiento del sistema en el tiempo. Es necesario definir bajo qué condiciones se tiene que asegurar el correcto funcionamiento del SMMC, particularmente, se sugiere especificar para qué tipo de fallas sistémicas el sistema estará o no diseñado para responder (ID-Planes-121)

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple parcialmente los requerimientos AT0011 y AT0066.

1. **Observación auditoría**

Los planes de implementación requeridos para el cumplimiento del requerimiento son los siguientes:

ID-Planes-121

## Requerimiento AT0033

1. **Requerimiento**

Sistema de Comunicaciones. Según referencia de definición de Anexo Técnico.

1. Comentario inodú del requerimiento

La definición del Anexo Técnico es la siguiente:

“Sistema de Comunicaciones: El Sistema de Comunicaciones está constituido por todos aquellos componentes que permiten la transferencia de datos entre los diferentes componentes del SMMC, y desde y hacia este último. Este sistema es transversal a todo el SMMC y debe asegurar, en todo momento, la adecuada comunicación entre todos sus componentes.

Los SMMC pueden disponer de distintas interfaces de comunicación, cumpliendo los estándares y requisitos mínimos establecidos en el presente Anexo Técnico, y siempre que cumplan con la funcionalidad y los objetivos descritos.”

De este modo, para dar cumplimiento al requerimiento se deberá corroborar que el sistema de comunicaciones implementado cumpla por lo menos con los siguientes puntos:

1. El sistema debe estar compuesto por “componentes”/interfaces/comunicaciones que permitan la transferencia de datos entre las diferentes componentes del SMMC.
2. Las interfaces de comunicación que lo componen deben cumplir con los estándares y requisitos establecidos en el AT.
3. Las interfaces deben cumplir las funcionalidades y objetivos descritos en el AT.

En base a la revisión de los AT0017; AT0062; AT0264; AT0267; AT0268; AT0274; AT0299 se pueden establecer los estándares y protocolos mínimos que deben cumplir las interfaces.

Luego, en base a los AT0049; AT0051; AT0052; AT0053; AT0054; AT0055; AT0056; AT0057; AT0058; AT0059; AT0060; AT0061; se establecen las funcionalidades y objetivos base de las interfaces, y en AT0207; AT0259; AT0260; AT0281; AT0293 se describen funcionalidades generales de las interfaces.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | SMMC; Comunicaciones; interfaces |
| **Requerimientos** | AT0017; AT0062; AT0264; AT0267; AT0268; AT0274; AT0299; AT0049; AT0051; AT0052; AT0053; AT0054; AT0055; AT0056; AT0057; AT0058; AT0059; AT0060; AT0061; AT0207; AT0259; AT0260; AT0281; AT0293 |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | Total |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | \* Solución Tecnológica para Enel Dx Chile para dar cumplimiento a la NT Dx y al AT SMMC 2021  \* Especificaciones técnicas LVM  \* Especificaciones técnicas Módulo RF  \* Especificaciones técnicas router 4G |
| **Observación inodú** |  |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

|  |  |
| --- | --- |
| **Evidencia ID** | **Contenido** |
| **-** | - |

1. **Auditoría inodú**

Para dar cumplimiento a este requerimiento se deberá corroborar el cumplimiento de los requerimientos relativos a las interfaces, como se mencionó en el punto b). Así, a continuación se presenta una tabla resumen con los requerimientos mencionados y su estado actual de evaluación:

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Ítem** | **Requerimiento** | **Estado auditoría** |
| Estándares y protocolos | AT0017 | Parcial |
| AT0062 | Parcial |
| AT0264 | Parcial |
| AT0267 | Parcial |
| AT0268 | Parcial |
| AT0274 | Incumplimiento |
| AT0299 | Parcial |
| Definiciones de interfaces | AT0049 | Parcial |
| AT0051 | Total |
| AT0052 | Parcial |
| AT0053 | Parcial |
| AT0054 | Total |
| AT0055 | Parcial |
| AT0056 | Parcial |
| AT0057 | Parcial |
| AT0058 | Parcial |
| AT0059 | Parcial |
| AT0060 | Incumplimiento |
| AT0061 | Incumplimiento |
| Funcionalidades de interfaces | AT0207 | Parcial |
| AT0259 | Parcial |
| AT0260 | Parcial |
| AT0281 | En desarrollo |
| AT0293 | Parcial |

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en los antecedentes revisados, a juicio de inodú, se cumple parcialmente el requerimiento.

1. **Observación auditoría**

Este requerimiento depende del cumplimiento de otros, por lo que su estado se actualizará a medida que se cumpla el resto de los requerimientos.

# Requerimientos que no aplican al proceso de Homologación Inicial

## Requerimiento AT0302; AT0303; AT0304; AT0305; AT0306; AT0307; AT0308; AT0309; AT0310; AT0311; AT0312; AT0313

1. **Requerimiento**

AT0302: Se debe asegurar que el 94% de los datos originados en las primeras doce horas de un día (de 00:00 a 12:00 horas) estén almacenados y disponibles en la Base de Datos Central, a más tardar, a las 20:00 horas del día analizado. Una vez transcurrido este plazo, dichos datos deben estar disponibles al Cliente y/o Usuario, a través de las plataformas de información o aplicaciones digitales, en un plazo no mayor a una hora.

AT0303: Se debe asegurar que el 97% de datos originados en un día (00:00 a 23:59:59), deben estar almacenados y disponibles en la Base de Datos Central, a más tardar, después de 8 horas de terminado el día analizado. Una vez transcurrido este plazo, dichos datos deben estar disponibles al Cliente y/o Usuario, a través de las plataformas de información o aplicaciones digitales, en un plazo no mayor a una hora.

AT0304: Se debe asegurar que el 98% de datos originados en una semana (lunes a domingo) estén almacenados y disponibles en la Base de Datos Central, a más tardar, después de 8 hrs. de terminado el último día de la semana analizada. Una vez transcurrido este plazo, dichos datos deben estar disponibles al Cliente y/o Usuario, a través de las plataformas de información o aplicaciones digitales, en un plazo no mayor a una hora.

AT0305: Se debe asegurar que el 99% de datos originados en un mes calendario deben estar almacenados y disponibles en la Base de Datos Central, a más tardar, después de 8 hrs. de terminado el último día del mes analizado. Una vez transcurrido este plazo, dichos datos deben estar disponibles al Cliente y/o Usuario, a través de las plataformas de información o aplicaciones digitales, en un plazo no mayor a una hora.

AT0306: El 100% de los datos originados en un mes calendario deben estar almacenados y disponibles en la Base de Datos Central, a más tardar, después de siete días corridos de terminado el mes analizado. Una vez transcurrido este plazo, dichos datos deben estar disponibles al Cliente y/o Usuario, a través de las plataformas de información o aplicaciones digitales, en un plazo no mayor a una hora. Para efectos de facturación, estos datos deberán encontrarse validados con anterioridad por parte de la Empresa Distribuidora.

AT0307: Se debe asegurar que el 90% de las desconexiones de los Clientes y/o Usuarios mayores a 30 segundos ocurridas en un día (de 00:00 a 23:59:59 horas), sean notificadas en un tiempo inferior a 15 minutos contados desde que la desconexión superó los 30 segundos.

AT0308: Se debe asegurar que el 95% de las desconexiones de los Clientes y/o Usuarios mayores a 30 segundos ocurridas en un día (de 00:00 a 23:59:59 horas), sean notificadas en un tiempo inferior a 30 minutos contados desde que la desconexión superó los 30 segundos.

AT0309: Se debe asegurar que el 90% los Eventos SMMC y Alarmas originadas en una semana (de lunes a domingo) estén almacenadas y disponibles en la Base de Datos Central, a más tardar, después de 24 hrs. de terminado el último día de la semana analizada.

AT0310: Se debe asegurar que el 99% de los Eventos SMMC y Alarmas originadas en un mes calendario estén almacenadas y disponibles en la Base de Datos Central, a más tardar, después de 24 hrs. de terminado el último día del mes analizado.

AT0311: Se debe asegurar que el 100% de los Eventos SMMC y Alarmas originados en un mes calendario, estén almacenados y disponibles en la Base de Datos Central, a más tardar, después de siete días corridos de terminado el mes analizado.

AT0312: Las conexiones de los Clientes y/o Usuarios que deben ser realizadas en conformidad con el artículo 5-7 numeral 2 de la NTD o aquel que lo reemplace, deben ser efectuadas de manera remota a través del SMMC, en la medida que el Cliente y/o Usuario disponga del mismo conforme a los plazos previstos por la NTD. El 97% de dichas conexiones deben ser realizadas de manera exitosa. Para medir dicho índice debe tomarse como base un día (de 00:00 a 23:59:59 horas).

AT0313 Las desconexiones o limitaciones a los Clientes y/o Usuarios, deben ser efectuadas de manera remota a través del SMMC, en la medida que el Cliente y/o Usuario disponga del mismo. El 97% de dichas desconexiones o limitaciones deben ser realizadas de manera exitosa. Para medir dicho índice debe tomarse como base un día (de 00:00 a 23:59:59 horas).

1. Comentario inodú del requerimiento

Enel señala que estos requerimientos están considerados dentro de sus planes de implementación.

A criterio de inodú estos requerimientos no aplican para el proceso de Homologación Inicial, pero si para un proceso de Auditoría.

1. Relación a otros componentes / requerimientos

|  |  |
| --- | --- |
| **Componentes** | - |
| **Requerimientos** | - |

1. Observaciones autoevaluación realizada por Enel

|  |  |
| --- | --- |
| **Autoevaluación de cumplimiento Enel** | Plan de implementación |
| **Comentario Autoevaluación Enel** | - |
| **Observación inodú** | Los requerimientos no aplican al proceso de Homologación Inicial |

1. Documentación proporcionada por Enel/ Antecedentes para verificación de requerimiento.

No Aplica

1. **Auditoría inodú**

Enel señala que estos requerimientos están considerados dentro de sus planes de implementación.

A criterio de inodú estos requerimientos no aplican para el proceso de Homologación Inicial, pero si para un proceso de Auditoría.

1. **Cumplimiento de auditoria**

Basado en la auditoría realizada por inodú, se determinó que este requerimiento no aplica para el proceso de Homologación Inicial, pero sí para una auditoría futura. De todos modos, su desarrollo debe ser abordado en los planes de mejora continua de Enel.

1. **Observación auditoría**

Enel señala que los requerimientos están considerados dentro de sus planes de implementación. Deberán ser considerados dentro de los planes de mejora continua de Enel.

# Anexos

## Antecedentes transversales

### Solución propuesta por Enel

#### ID INODU-02

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **INODU-02**  **(Solución Tecnológica de Enel Dx Chile para dar cumplimiento a la NT Dx y al AT SMMC 2021)** | | |
| N° | Página(s) | Extracto |
| 1 | Página 15 – Acceso Local | “**Acceso Local:** Las Unidades de Medida disponen de un acceso local que permite su lectura y parametrización, mediante un puerto óptico y un canal de comunicaciones. A través del acceso local a la Unidad de Medida se tienen las siguientes funcionalidades:  1. Acceder a los datos almacenados en la Unidad de Medida.  2. Descargar los datos almacenados en la Unidad de Medida.  3. Acceder y modificar la configuración de la Unidad de Medida.  4. Hacer un diagnóstico de funcionamiento de los componentes para resolver anomalías y restablecer la comunicación remota con el Sistema de Gestión, Operación y Unidad Concentradora.  5. Acceder a las funcionalidades de la Unidad de Medida.” |
| 2 | Página 17 – Unidad de Comunicaciones | “**Unidad de Comunicaciones:** Dispositivo electrónico interno que permite efectuar las comunicaciones entre el Medidor y el Concentrador, también externo entre el Medidor y el Sistema de Gestión y Operación. La Unidad de Comunicación que forma parte de la Unidad de Medida cumple con las siguientes características:  - Permite comunicaciones bidireccionales entre la Unidad de Medida y la Unidad Concentradora, de acuerdo con la tecnología, y con el Sistema de Gestión y Operación.  - Después de una Interrupción de Suministro, tiene la capacidad de volver a comunicarse en forma automática con el SMMC.” |
| 3 | Página 17 – Tipos de Comunicación | “**Tipos de Comunicación:** El SMMC está implementado mediante distintas tecnologías de comunicación, dando cumplimiento a la normativa vigente, las cuales se clasifican en las siguientes categorías:  1. Comunicación cableada (medio de transmisión guiado): los tipos de comunicación cableada utilizado en nuestro SMMC son:  1.1. PLC: Utiliza la red eléctrica para el intercambio de datos, convirtiendo dicha red en una línea digital para su transmisión.  2. Comunicación inalámbrica (medio de transmisión no guiado): los tipos de comunicación inalámbrica de nuestro SMMC son:  2.1. Puerto óptico: Interfaz que permite la comunicación local entre una Unidad de Medida y un equipo de lectura, en la cual la transmisión de datos se realiza a través de señales de luz infrarroja.  2.2. Radio Frecuencia (RF): Tipo de comunicación inalámbrica en donde la transmisión de datos se realiza mediante la modulación de ondas de radio.  2.3. Celular: Tipo de comunicación que emplea tecnología GPRS,3G, 4G y 5G.” |
| 4 | Página 21 - Definición Unidad Concentradora y funcionalidad. | "La Unidad Concentradora es un componente que opera como puerta de enlace entre una o más Unidades de Medida, realiza funciones de recolección de datos de medición, el envío de comandos hacia las Unidades de Medida y Unidades Concentradoras, además de la transmisión de los datos almacenados y Alarmas hacia el Sistema de Gestión y Operación. Adicionalmente, genera reportes periódicos al Sistema de Gestión y Operación de los registros almacenados en las Unidades de Medida a las que se encuentra conectado.  Características Generales:  1. Realiza la comunicación entre la Unidad de Medida y el Sistema de Gestión y Operación.  2. Los datos comunicados por la Unidad Concentradora pueden ser obtenidos también a través de los mecanismos de operación y mantenimiento local.  3. Posee interfaces de “entrada/salida” para acceso local en funciones de operación y mantenimiento. 4. La conectividad local no afecta la conectividad remota y el acceso a la Unidad Concentradora cuenta con mecanismos de seguridad de datos y mecanismos de protección contra accesos no autorizados.  5. Toda actualización de “firmware” es remota, validada y genera un evento SMMC de actualización y verificación exitosa y no exitosa, según corresponda.  6. Las actualizaciones de “firmware” no dan lugar a la modificación o supresión de los datos de medición, parámetros de configuración o parámetros operativos del equipo.  7. Detecta y reporta información de registro y Eventos SMMC, tanto de las Unidades de Medida asociadas como aquellos propios de la Unidad Concentradora.  8. La estampa de tiempo se sincroniza de forma automática y/o manual a través del Sistema de Gestión y Operación y coincide con el resto del SMMC.  9. En el caso de producirse una interrupción de la comunicación, las Unidades Concentradoras cuentan con funcionalidades para: 9.1. Almacenar durante un período de tiempo de 15 días corridos, la información de lecturas y Eventos SMMC de todas las Unidades de Medida asociadas a ésta.  9.2. Enviar la información almacenada de todos los Medidores asociados al Sistema de Gestión y Operación, ya sea a petición de dicho sistema o a petición de la Unidad Concentradora después del restablecimiento de la comunicación." |
| 5 | Página 22 – 25 c) Sistema de Gestión y Operación para Medidor Punto a Punto  d) Sistema de Gestión y Operación para Medidor Enel | **c) Sistema de Gestión y Operación para Medidor Punto a Punto**  El Sistema de Gestión y Operación para Medidor Punto a Punto corresponde a un conjunto de aplicaciones informáticas que permiten administrar, controlar y gestionar la información, datos y comandos relacionados con la medición y control de lecturas del suministro hacia los Grandes Clientes y Usuarios del Sistema de Distribución. Este sistema administra la información de unidades de medida según corresponda. Puede generar procesos planificados y automatizados, bajo demanda para obtención de datos de facturación y medición.  El Sistema de Gestión y Operación para Medidor Punto a Punto, estará compuesto por los siguientes módulos:  **Head End System o HES:** El sistema de gestión y operaciones para telemedida de medidores punto a punto, es un sistema que permite la administración de información y de los componentes del SMMC.  **Base de Datos:** Repositorios centralizados que permiten el alojamiento de lecturas e información de periodos configurables mediante Base Pulse, Sync y Reportes.  **Características sobre administración de datos e información:**  1. Mantener un registro de las Unidades de Medida.  2. Cuenta con funcionalidades para agregar, cambiar o modificar la asociación entre Unidad de Medida y Cliente y/o Usuario.  3. Cuenta con funcionalidades para la asociación entre las Unidades de Medida para el monitoreo los Cliente y/o Usuarios.  4. Permite la configuración de los períodos de lectura y otras funcionalidades implementadas en los SMMC.  5. Dispone de mecanismo para almacenar en la Base de Datos los datos de las lecturas de las variables eléctricas de las distintas Unidades de Medida.  6. Administra los datos técnicos de las Unidades de Medida tales como el número de Medidor, y las variables eléctricas a registrar.  7. Permite la lectura remota de las Unidades de Medida, indicando la fecha y hora de cada medida o dato registrado. 8. Permite el monitoreo de la disponibilidad operativa de los distintos componentes del SMMC.  9. Permite la generación de reportes de la información almacenada.  10. Reporta la pérdida de la integridad de los datos almacenados, con mecanismos para su recuperación.  11. Genera reportes con información obtenida.  12. Genera reportes con información de registro de conexiones y desconexiones y los tiempos asociados a cada uno de ellos.  13. Permite la extracción de los datos de perfiles de carga de consumo.  14. Integración con sistema de gestión de la medida.  15. Integración con repositorio de datos de almacenamiento de grandes volúmenes de información.  **Características sobre configuración, control y operación de componentes:**  1. Identifica las Unidades de Medida según corresponda, que son administradas por el Sistema de Gestión y Operación.  2. Cumple con los procesos de sincronización horaria para todas las lecturas de las Unidades de Medida.  3. Permite sincronización horaria de Unidades de Medida específicas cuando es necesario.  4. Permite la comprobación de la hora interna de todos los componentes del Sistema de Gestión y Operación administrados por él y compara con su propia hora interna.  5. Permite la sincronización horaria específica para aquellos Medidores instalados que estén fuera de sincronización. 6. Permite la actualización del firmware en forma remota o local, bajo estándares de seguridad apropiados que garanticen que la continuidad operacional de los SMMC no se vea comprometida.  7. Realiza mantenimiento al SMMC para asegurar su correcto funcionamiento.  8. Permite las operaciones de lectura de forma automática.  9. Emite confirmaciones de la ejecución oportuna y correcta a las peticiones o comandos que se le generen.  10. El Sistema de Gestión y Operación tiene la capacidad de habilitar y deshabilitar el permiso de acceso o ejecución local.  **d) Sistema de Gestión y Operación para Medidor Enel**  El Sistema de Gestión y Operación corresponde a un conjunto de aplicaciones informáticas que permiten administrar, controlar y gestionar la información, datos y comandos relacionados con la medición y control del suministro de los Clientes y Usuarios del Sistema de Distribución. En particular, este sistema recibe y almacena la información procedente de las Unidades de Medida o Unidades Concentradoras, según corresponda.  Además, el Sistema de Gestión y Operación evalúa y procesa los Eventos SMMC y Alarmas, genera actos de administración y operación sobre el Sistema de Distribución. Adicionalmente, este sistema es también el encargado de la configuración del control, la operación y mantenimiento de todos los componentes de los SMMC.  El Sistema de Gestión y Operación cuenta con interfaces que permiten la integración de manera segura con nuestros sistemas.  El Sistema de Gestión y Operación estará compuesto por los siguientes módulos:  **Head End System** o HES: Nuestro "**ePlus System”** es un Sistema centralizado que permite el control y gestión de los distintos componentes del SMMC. Se divide en dos submódulos:  i. Unidad de Procesamiento: Recibe la información proveniente de las Unidades de Medida y/o Unidades Concentradoras, tales como Evento SMMC y Alarmas, registrándola en la Base de Datos Central. Examina la información recibida y genera las Alarmas pertinentes.  ii. Unidad de gestión: Monitorea y controla los distintos componentes del SMMC, la gestión centralizada de los datos del sistema, la detección de Eventos SMMC y las Alarmas generadas por la Unidad de Procesamiento, entre otras. Además, es el encargado de instruir la sincronización horaria.  **Base de Datos Central**: Repositorio en el cual se registran todos los datos, Alarmas, Eventos SMMC, registros y, en general, toda la información de campo recopilada por el “ePlus System” por un periodo mínimo de 2 años contados desde su registro. Este módulo solo es intervenido directamente desde el “ePlus System”, y no pueden acceder a él otras aplicaciones, sistemas o personas no autorizadas. La Base de Datos Central cuenta con mecanismos de redundancia y alta disponibilidad, según lo requiera la demanda y arquitectura de nuestro SMMC implementado, así como también con protocolos de respaldo o backup.  Características sobre administración de datos e información: Sobre administración de datos e información se refieren a los datos que el SMMC debe permite almacenar y gestionar, y al grupo de datos o informes que genera.  El Sistema de Gestión y Operación cumple con los siguientes requisitos funcionales:   1. Mantener un registro de las Unidades de Medida. 2. Cuenta con funcionalidades para agregar, cambiar o modificar la asociación entre Unidad de Medida y Cliente y/o Usuario. 3. Cuenta con funcionalidades para la asociación entre las Unidades de Medida para el monitoreo del SD y los Cliente y/o Usuarios conectados al transformador de distribución correspondiente. 4. Dispone de mecanismos para identificar aquellos Clientes y/o Usuarios que inyecten energía al SD. 5. Permite la configuración de los períodos de lectura y otras funcionalidades implementadas en los SMMC. 6. Dispone de mecanismo para almacenar en la Base de Datos Central los datos de las lecturas de las variables eléctricas de las distintas Unidades de Medida. 7. Administra los datos técnicos de las Unidades de Medida tales como el número de Medidor, geolocalización en formato WGS84, relaciones de transformación en el caso de utilizar Transformadores de Medida, y las variables eléctricas a registrar. 8. Permite la lectura local y remota de las distintas Unidades de Medida, indicando la fecha y hora de cada medida, Alarma o dato registrado. 9. Permite el monitoreo de la disponibilidad operativa de los distintos componentes del SMMC.   El Sistema de Gestión y Operación cumple con los siguientes requisitos de administración de datos e información:  1. Cuenta con mecanismos sistemáticos para el respaldo periódico de la información y que permite restaurar dicha información frente a requerimientos del SMMC.  2. Permite la generación de reportes de la información almacenada, incluidos los registros de Eventos SMMC y Alarmas.  3. Reporta la pérdida de la integridad de los datos almacenados, con mecanismos para su recuperación incluye el reportar la pérdida de integridad de firmware principal del equipo.  4. Genera reportes con información respecto de la gestión de conexiones y desconexiones.  5. Genera reportes con información de registro de conexiones y desconexiones y los tiempos asociados a cada uno de ellos.  6. Permite la extracción de los datos de perfiles de carga de consumo e inyección.  7. Permite la generación de reportes de continuidad de suministro y regulación de tensión.  Características sobre configuración, control y operación de componentes:  1. Identifica las Unidades de Medida y su respectiva Unidad Concentradora, según corresponda, que son administradas por el Sistema de Gestión y Operación.  2. Permite la configuración de conexión, desconexión y limitación de potencia, remota y local, para los consumos.  3. Cumple con los procesos de sincronización horaria para todas las lecturas de las Unidades de Medida.  4. Permite sincronización horaria de Unidades de Medida específicas cuando es necesario.  5. Permite sincronización horaria de la Unidad Concentradora.  6. Permite la comprobación de la hora interna de todos los componentes del Sistema de Gestión y Operación administrados por él y compara con su propia hora interna.  7. Permite la sincronización horaria específica para aquellos Medidores instalados que estén fuera de sincronización.  8. Permite la actualización del firmware en forma remota o local, bajo estándares de seguridad apropiados que garanticen que la continuidad operacional de los SMMC no se vea comprometida.  9. Permite el acceso remoto al Concentrador para realizar actualizaciones, programaciones y/o configuraciones, así como el acceso local en el caso que no sea posible la actualización y programación remota.  10. Realiza mantenimiento al SMMC para asegurar su correcto funcionamiento.  11. Permite las operaciones de lectura de forma automática.  12. Emite confirmaciones de la ejecución oportuna y correcta a las peticiones o comandos que se le generen.  13. El Sistema de Gestión y Operación tiene la capacidad de habilitar y deshabilitar el permiso de acceso o ejecución local. |
| 6 | Página 30 – Sistema de Comunicaciones | f) Sistema de Comunicaciones  El Sistema de Comunicaciones está constituido por todos aquellos componentes que permiten la transferencia de datos entre los diferentes componentes del SMMC, y desde y hacia este último. Este sistema es transversal a todo el SMMC y debe asegura, en todo momento, la adecuada comunicación entre todos sus componentes. |
| 7 | Página 32 | “Se definen las siguientes interfaces de comunicación, todas ellas bidireccionales, con permisos únicamente de lectura, o de lectura y escritura, según el caso:  La interfaz I0 permite la comunicación local con la Unidad de Medida y con la Unidad Concentradora. Los permisos son de lectura y escritura, dependiendo de la autorización con la que cuenta el personal habilitado para ello.  Las interfaces I2, I3 e I4 permiten la comunicación entre la Unidad de Medida y el Sistema de Gestión y Operación, entre la Unidad de Medida y la Unidad Concentradora y entre la Unidad Concentradora y el Sistema de Gestión y Operación, respectivamente. Todas ellas con permisos de escritura y lectura en ambos sentidos, según corresponda.” |
| 8 | Página 39 - 40 | La solución Enel “***Diagrama Solución Medidor ENEL (concentrador)“* c**uenta con una unidad concentradora, que es la especificada en el *datasheet* LVM. La solución “***Medidor punto a punto.”***  no cuenta con unidad concentradora y desarrolla un medio de comunicación directa.  1. Diagrama Solución Medidor ENEL.  Diagram  Description automatically generated  1. Unidad de Medida:  1.1. Comunicación con Concentrador: la unidad de medida tiene dos módulos internos: Módulo RF y Módulo PLC, que permite comunicación por dos vías distintas hacia el concentrador.  1.2. Comunicación Local: la unidad de medida provee de dos medios de conexión local. La primera vía **puerto Óptico** a través de **una sonda** y por comunicación **Bluetooth**.  2. Unidad Concentradora (Concentrador):  2.1. Comunicación con unidad de medida: el Concentrador tiene los siguientes módulos de comunicación: Módulo RF y Módulo PLC que permiten la comunicación bidireccional con la unidad de medida.  2.2. Comunicación Local: el Concentrador provee dos medios para la conexión local. La primera **vía puerto óptico** a través de una **sonda óptica** y la otra vía es por conexión vía **puerto ethernet**, a través del **módulo ethernet**.  2.3. Comunicación con SGO: Se realiza a través de un equipo externo (**Router**) cuya función permitir la conexión al SGO. La comunicación del **Router Externo** con el Concentrador es a través de una conexión ethernet y la comunicación entre el Router Externo y el SGO es por **comunicación celular (WAN)** a través de una **APN Privada** dedicada para el servicio. “ |
| 9 | Página 40 - 41 | Diagrama Solución Medidor punto a punto.  El diagrama del sistema de comunicación para la solución con medidor punto a punto es el siguiente:  Diagram  Description automatically generated  Componentes participantes:  1. Unidad de Medida:  1.1. Comunicación con HES: la unidad de medida se comunica con HES a través de un router externo. La conexión al router externo se realiza a través de una conexión por el puerto eléctrico y el router externo se comunicación con el HES es por comunicación celular (WAN) a través de una APN Privada.  1.2. Comunicación Local: la unidad de medida provee un medio de conexión local a través del puerto óptico vía una sonda. |
| 10 | Página 28 – Almacén de Datos y Reportes | **e) Almacén de Datos y Reportes**  Almacén descentralizado que contiene los datos e información ya procesada y agregada según los requerimientos de los reportes que gestiona, con los formatos y contenidos para su entrega a Usuarios de Red, Otros Agentes y para sí misma es un data‐warehouse clásico, al cual se traspasan reportes consolidados, sirviendo como herramienta de análisis e inteligencia, esta componente actúa como la Interfaz SMMC para Partes Interesadas por medio de una Base espejo.  El Almacén de Datos y Reportes es la componente encargada de la gestión y entrega de los reportes emitidos cumpliendo las exigencias que la normativa establezca.  Características sobre la gestión de Eventos SMMC y Alarmas:  1. Permite la gestión de Eventos SMMC y Alarmas.  2. Los Eventos SMMC y Alarmas emitidas incluyen la estampa de tiempo.  3. Detecta intervenciones no autorizadas a los equipos del SMMC.  4. Detecta inyecciones no autorizadas.  5. Detecta e identifica el intervalo de tiempo en el que se repone el suministro después de una Interrupción de Suministro.  6. Identifica y reporta los siguientes aspectos para las otras componentes del SMMC:  6.1. Capacidad de almacenamiento del Medidor y la Unidad Concentradora.  6.2. Enlaces de comunicación con falla.  6.3. Fallas en la red de comunicación.  6.4. Interrupción del Suministro y su reposición.  Registro de Eventos SMMC y Alarmas: dispone de un registro de Eventos SMMC y Alarmas, las que se activa, registra, comunica y almacena de acuerdo con lo establecido en la siguiente tabla, donde “X” representa aquellas variables que son activada, registrada, comunicada y almacenada; y “\*” representa aquellas variables que los equipos las miden, activan, registran, comunican y almacenan.  Adicionalmente, se realiza una lectura remota y local del registro de Eventos SMMC y Alarmas del Medidor con la siguiente información:  1. Marca de tiempo del registro.  2. Tipo de actividad del registro (código de evento).  3. Parámetros característicos del registro.  Ante la ocurrencia de un error en la Unidad de Medida, se registra dicho error en el registro así, la Unidad de Medida intercambia errores en un formato común: errores normales, errores lógicos y errores de software. |
|  |  |  |
|  |  |  |

### Casos de uso

#### ID INODU-04

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **ID: INODU-04**  **(Caso 1 AMI Platform Network Solution\_v.3)** | | |
| N° | Página(s) | Extracto |
| 1 | Página 10 – Secuencia Normal | “Secuencia Normal  La secuencia de eventos que muestra el orden en que ocurren durante la secuencia típica de este caso de uso aparecen en la tabla a continuación. El Diagrama de Secuencia que muestra en forma gráfica los eventos aparece inmediatamente después de la tabla.  La comunicación medidor-concentrador a través de PLC y/o RF según IEC 62056 (DLMS/COSEM), y la comunicación concentrador-sistema central, a través de protocolo de internet. Sistema de Gestión y Operación envía los elementos.” |
| 2 | Página 14 – AMI Platform Network Solution -Unidad de Medida -Concentrador Enel | “El SmartMeter ENEL, es un Medidor electrónico inteligente equipado con módem DLC interno para control remoto, comunicación y operación. Se produce en versiones monofásica y polifásica y realiza un conjunto completo de mediciones para la facturación y los servicios de calidad tanto en aplicaciones residenciales y comerciales pequeñas. Los medidores están diseñados y producido de acuerdo con las normas internacionales ( MID e IEC pertinentes).” |
| 3 | Página 14 – AMI Platform Network Solution -Unidad Concentradora -Concentrador - Concentrador Enel | " El concentrador ENEL es la unidad del sistema AMI para usuarios de baja tensión. Es el nodo principal (puerta de enlace) para las comunicaciones con los medidores inteligentes conectados al misma alimentación de red por el transformador que alimenta el concentrador también. El concentrador ENEL luego realiza la comunicación (hacia y desde los nodos LV), que la transmisión y gestión de la información, la gestión de la comunicación de red y las funciones AMI de los nodos remotos que afectan a los clientes de BT - llevadas a cabo por la AMM en medidores inteligentes que pueblan cada "isla de electricidad"." |
| 4 | Página 14 – AMI Platform Network Solution – Acceso Local – Acceso Local – Sonda Optica / Dispositivo de Bluetooth | “Interfaz que permite la comunicación local entre una Unidad de Medida y/o Unidad Concentradora y un equipo externo, en la cual la transmisión de datos se realiza a través de señales de luz infrarroja (puerto Optico) o señales inalambricas (Bluetooth). El acceso local, permita la extracción de datos, transferencia de archivos (firmware) y configuración.” |
|  |  |  |

#### ID INODU-06

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **ID: INODU-06**  **(Caso 3 Customer Portal\_v.2)** | | |
| N° | Página(s) | Extracto |
| 1 | Página 2 – Resumen y Descirpción | Resumen  Los clientes de la Distribuidora tienen acceso a un sitio web para ver información sobre el cliente y sus consumos. El sitio web se conecta a los sistemas de backend en línea, mediante servicios.  Descripción  La información desplegada en el sitio web, se alimenta de los sistemas backend, que son consultados en línea cuando el cliente lo requiere. |

#### ID INODU-08

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **ID: INODU-08**  **(Caso 5 In Field Meter Program\_v.3)**  Programación y Actualización de Firmware en Terreno de Medidor Inteligente | | |
| N° | Página(s) | Extracto |
| 1 | Página 2 | “Resumen  El medidor Enel cuenta con un puerto óptico y un módulo bluetooth que permite una comunicación local con los dispositivos de intercomunicación (sonda óptica) y software propietario que puede ser instalado en un móvil o computador.  Este proceso es realizado por un técnico o especialista que se conecta al medidor a través de un móvil con la app o un computar con el software y realiza la carga de archivos para la actualización de firmware o aplicar cambios en la programación del medidor, siendo las interfaces de comunicación con el medidor el puerto óptico o el módulo bluetooth. |
| 2 | Página 2 | Configuración y actualización a través del puerto óptico:  • Usando aplicación propietaria en el Móvil: para este caso, se utiliza un dispositivo móvil con la app propietaria instalada. Este se comunica a través de bluetooh a una sonda que se conecta a puerto óptico del medidor. Para utilizar la app, el técnico o especialista debe tener una cuenta autentica en el sistema principal AMI y el medidor inteligente debe estar cargado y autenticado en la base de datos de medidores del sistema principal AMI. Las acciones a realizar con la app pueden ser trabajos recibidos a través de actividades enviadas desde el sistema principal AMI (agendada por un operador del sistema), sistema externo (Sistema comercial) o directamente por el técnico o especialista usuario de la app. La app permite transferir archivos de Firmware y configuración.  • Usando software propietario en un computador: para este caso, se utiliza un computador con el software propietario instalado. Este se comunica a través de una sonda óptica con puerto USB, este se conecta al medidor inteligente a través del puerto óptico. Para utilizar el software, es necesario conocer las llaves individualizadas para cada medidor de escritura y lectura. Las actividades son realizadas directamente desde el software, este no recibe trabajos agendadas desde el sistema el sistema principal AMI. |
| 3 | Página 3 | Configuración y actualización a través del módulo Bluetooth:  • Usando aplicación propietaria en el Móvil: para este caso, se utiliza un dispositivo móvil con la app propietaria instalada. Este se comunica a través de bluetooh al medidor. Para utilizar la app, el técnico o especialista debe tener una cuenta autentica en el sistema principal AMI y el medidor inteligente debe estar cargado y autenticado en la base de datos de medidores del sistema principal AMI. Las acciones a realizar con la app pueden ser trabajos recibidos a través de actividades enviadas desde el sistema principal AMI (agendada por un operador de principal AMI), sistema externo (Sistema comercial) o directamente por el técnico o especialista usuario de la app. La app permite transferir archivos de Firmware y configuración.  Las actividades que se realizan desde la app propietario, se sincronizan desde el móvil enviando los datos de actualización (exitoso o fallido) al sistema principal AMI, una vez realizado y completado el trabajo.  Las actividades que involucran actualización de Firmware y programación de los medidores, son gestionadas por el usuario AMI. |
|  |  |  |
|  |  |  |

#### ID INODU-09

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **ID: INODU-09**  **(Caso 6 Meter Remote Connect Disconnect\_v.3)**  Conexión/ Desconexión remota del Medidor rev E | | |
| N° | Página(s) | Extracto |
| 1 | Página 2 | “Resumen  Este caso de uso aborda la necesidad de recopilar información de un medidor en terreno de forma remota. Es por eso que se definen flujos, frecuencia o utilidades del sistema que permitan la ejecución de orden de servicio relacionada con conexión y desconexión de suministro.  Estos procedimientos que operan actualmente en sistema de gestión y operación para la telemedida concentrada permite la integración y ejecución de las órdenes manteniendo la trazabilidad del proceso, así como también la completa integración de los diferentes sistemas involucrados en el proceso.  Considera los mensajes intercambiados entre Sistema Comercial que actualmente opera Enel distribución y Sistema de Gestión y Operación que permite el control de actividades y gestiones del medidor en terreno. |

#### ID INODU-10

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **ID: INODU-10**  **(Caso 7 Events\_Status Words management\_v.3)**  Gestión de Eventos y Alarmas | | | | |
| N° | | Página(s) | Extracto | |
| 1 | | Página 2 | “Resumen  Este caso de uso aborda la recopilación de las palabras de estado de los medidores. Estas pueden generarse:  • Durante cada orden de trabajo comercial.  • Durante la orden de trabajo de autodiagnóstico del medidor.  • Durante la actividad programada de n2pload.  • Durante la actividad programada de cierre diario.  La palabra de estado recopilada se envía a un servicio específico del sistema a cargo de la gestión de las palabras de estado. | |
| 2 | | Página 7 | Tabla de Secuencia  A continuación, se expresan las acciones en secuencias para la generación de los casos de usos en las siguientes tablas:  La comunicación medidor-concentrador a través de PLC según IEC 62056 (DLMS/COSEM), y la comunicación concentrador-sistema central, a través de protocolo de internet. Sistema de Gestión y Operación envía los elementos.  […]  La integración de los eventos y alarmas, se administran en dos colas de mensajería distinta una de Alta prioridad y otra normal. Con esto se administra la criticidad de un evento/alarma respecto a otro.  Dentro de sistema Legacy, se determina el tipo de alarma o evento que se ha recibido, y es derivada al sistema que gestiona este tipo de evento/alarma. Ya sea sistema de despacho de emergencia o sistema operación en terreno. | |
| 3 | | Página 7 |  | |
|  | |  |  | |
|  | | |

#### ID INODU-12

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **ID: INODU-12**  **(Caso 9 Remote Meter Firmware Update\_v.3)**  Actualización Remota Firmware del Medidor rev E | | |
| N° | Página(s) | Extracto |
| 1 | Página 2 | Este caso de uso describe cómo se puede actualizar el firmware del Medidor Inteligente en forma remota a través de la infraestructura AMI. |

#### ID INODU-14

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **ID: INODU-14**  **(Caso 11 DW & Utility DOE SG Clearhouse\_v.3)**  Diseño de almacén de datos y reportes | | |
| N° | Página(s) | Extracto |
| 1 | Página 2 | “Resumen  El almacén de datos proporciona un mecanismo constante de almacenamiento para integrar datos de sistemas diversos con propósitos de informes y análisis.  Descripción  El almacén de datos recibe una alimentación regular de información desde sistemas de redes inteligentes a través de la base de datos SGO. Todas estas alimentaciones de datos son procesadas a través de un mecanismo de Extracción, Transformación y Carga (ETL), que lleva a cabo las siguientes operaciones cuando se requiere:  • Extrae los elementos de datos de interés  • Des-identifica los datos según se requiera  • Verifica la calidad de los datos  • Informa problemas de datos  • Reduce o aumenta los datos en caso necesario  • Carga los datos válidos en el almacén  • Se asegura que todos los datos sean contabilizados y ninguno esté duplicado.  El diseño de la base de datos se optimiza para el análisis e informe, según las mediciones requeridas y los segmentos de datos identificados durante la reunión de requerimientos. Una vez que el almacén ha sido llenado mediante procesos ETL, los informes, análisis y modelado se llevan a cabo mediante el uso de herramientas inteligentes comerciales. |
| 2 | Página 10 | Solución Almacenamiento ODS y Reportería solución Telemedida ENEL Chile.  El repositorio de información es alimentado continuamente desde sistemas de medidores y redes inteligentes a través del Almacenamiento Operacional de Datos (ODS).  Todas estas alimentaciones de datos son procesadas a través de herramientas de Extracción, Transformación y Carga (ETL), que lleva a cabo las siguientes operaciones cuando se requieren:  • Extraer información de interés definida para este proceso.  • Identifica y califica los datos según se requiera  • Valida la calidad de los datos  • Informe de problemas de transformación de datos.  • Carga los datos válidos en el almacén  • Se asegura la consistencia e integridad de la información.  El diseño de la base de datos se encuentra optimizado para el análisis e informes conforme a los requerimientos definidos y/o exigidos por los entes externos. |
| 3 | Página 4-5 | Secuencia de eventos  Las secuencias de eventos, que muestran el orden en que ocurren durante el típico avance de este caso de uso aparecen en la siguiente tabla. El Diagrama de Secuencia que muestra en forma gráfica los eventos aparece inmediatamente después de la tabla. |
| 4 | Página 14 | Reportes de Monitoreo:  Dentro de la solución se cuenta con herramientas que permiten el desarrollo y personalización de reportes de acuerdo a las necesidades que se planteen en lo largo del periodo y proceso de explotación de datos.  Como muestra del tipo de reportes se presenta la siguiente imagen: |
|  |  |  |

#### ID INODU-16

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **ID: INODU-16**  **(Caso 13 Clock Sync AMI\_v.3)**  Sincronización de reloj Infraestructura AMI | | |
| N° | Página(s) | Extracto |
| 1 | Página 2 | “Resumen  Este caso de uso aborda la sincronización horaria del medidor que se encuentra instalado en terreno.  Actualmente el caso de sincronización o ClockSync establece un numero de utilidades según establezca el usuario o negocio, horario por defecto al momento de la instalación en sistema o cambio a demanda.  Se disponen de módulos para la ejecución de un comando específico para sincronización, al momento de generar la orden, el sistema procede a enviar el mensaje a cada medidor con información horaria de los servidores actualmente utilizados para emitir, capturar y coordinar mensajes provenientes del campo.  El ajuste horario puede ser a demanda o planificado según lo requiera la particularidad. |
| 2 | Página 3 | Los servidores están configurados con hora UTC y el SGO se encarga de la conversión de UTC a hora local antes de ejecutar la actividad de sincronización.  NTP es utilizado por el servicio "Windows Time" que se ejecuta en cada servidor del SGO y mantiene la sincronización de fecha y hora.  En la base de datos del sistema, tenemos dos tablas se encargan de almacenar los valores de la zona horaria:  1. Tabla de zona horaria  2. Tabla de horario de verano  El SGO toma la hora de los servidores y la zona horaria para calcular la hora local de los concentradores y se sincronizan en cada conexión. El protocolo entre el sistema y los concentradores es TCP. Los concentradores son los responsables de sincronizar con los medidores cada vez que interactúan en una conexión. Así, si hay un desfase, entre los concentradores y el SGO y los medidores con los concentradores, se gatilla un evento el cual es corregido automáticamente o por el usuario de manera demanda y/o planificada. |

#### ID INODU-17

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **ID: INODU-17**  **(Caso 14 Remote Power Reduction\_v.3)**  Limitación de Potencia Remota a Unidad de Medida rev E | | |
| N° | Página(s) | Extracto |
| 1 | Página 2 | “Resumen  Este caso de uso aborda la necesidad de recopilar información de un medidor en terreno de forma remota. Es por eso que se definen flujos, frecuencia o utilidades del sistema que permitan la ejecución de orden de servicio relacionada con ejecución de un comando de limitación de potencia de suministro.  Estos procedimientos que operan actualmente en sistema de gestión y operación para la telemedida concentrada permite la integración y ejecución de las ordenes manteniendo la trazabilidad del proceso, así como también la completa integración de los diferentes sistemas involucrados en el proceso.  Este caso de uso aborda los mensajes intercambiados entre Sistema Comercial que actualmente opera Enel distribución y Sistema de Gestion y Operación que permite el control de actividades y gestiones del medidor en terreno. |

#### ID INODU-18

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **ID: INODU-18**  **(Caso 15 Local Power Reduction\_v.3)**  Limitación de Potencia Local a Unidad de Medida rev D | | |
| N° | Página(s) | Extracto |
| 1 | Página 2 | “Resumen  Este caso de uso aborda la necesidad de realizar la acción de limitación de potencia en el caso de que remotamente no se pueda realizar por los sistemas establecidos para estas funciones en la plataforma de medición inteligente. |

### Antecedentes Varios

#### ID INODU-118

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **ID: INODU-118**  **(ID-001\_Mantenimiento Componentes SMMC)**  **Mantenimiento Componentes SMMC Solución ENEL**  **SMMePLUS** | | |
| N° | Página(s) | Extracto |
| 1 | Página 3 | Descripción  El SMMC de Enel Distribución Chile permite gestionar y operar la tecnología de medición inteligente acorde a las exigencias del Anexo Técnico (AT) 2019.  Uno de los requisitos fundamentales del AT 2019, es el requisito que tiene relación al mantenimiento de las componentes SMMC. La solución ENEL SMMC, contempla dos tipos de mantenimiento y que involucra principalmente, a las componentes SMMePLUS (SGO), LVM (Unidad Concentrador) y NEXY-M (Unidad de Medida). Dichos mantenimientos son:  - Mantenimiento por evento.  - Mantenimiento operativo.  Mantenimiento por evento  Se define como mantenimiento por evento aquel derivado de la actividad de autodiagnóstico del componente, equipo y/o sistema y que ante algún cambio de estado operativo o funcional, se gatilla un evento el cual es recepcionado y monitoreado por SMMePLUS, para el caso del LVM y NEXY-M.  Mantenimiento operativo  Se define como mantenimiento operativo aquel derivado de las works orders técnicas - comerciales (WO). Si la WO da como resultado algún tipo de error, deben ser atendidas para resolverlas ya que puede afectar el correcto funcionamiento de las componentes del SMMC (LVM y NEXY-M). Las WOs son ejecutadas desde el SMMePlus u otro sistema externo, a través de la capa de integración y cuyo resultados se visualizan en un reporte especifico de actividad.  Para el caso del sistema SMMePLUS, este es mantenido a través del Service Fabric de Azure (descrito en los documentos “8.SMMePlus - Architecture v4.0” y “9.SMMePlus - Infrastructure - Homologation Chile”), el cual es monitoreado por un equipo de soporte especializado que se rige bajo un contrato global.  Para el caso del sistema de comunicaciones y particularmente, al servicio móvil con el operador de servicio, se implementó un sistema de monitoreo que permite recibir el estado de las comunicaciones y realizar el respectivo mantenimiento a los equipos de telecomunicación. |

#### ID INODU-119

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **ID: INODU-119**  **(ID-002\_Características\_Funcionales\_SMMC)** | | |
| N° | Página(s) | Extracto |
| 1 | Página X |  |

#### ID INODU-120

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **ID: INODU-120**  **(ID-003\_Gestion\_eventos\_Alarmas\_Starbeat)** | | |
| N° | Página(s) | Extracto |
| 1 | Página X |  |

#### ID INODU-121

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **ID: INODU-121**  **(ID-004\_Mantenimiento Componentes SMMC\_Starbeat)** | | |
| N° | Página(s) | Extracto |
| 1 | Página 2 | El presente documento tiene por objetivo documentar el proceso de mantenimiento de los componentes de la solución comercial del SMMC (en terreno) se sustentada principalmente en los siguientes aparatos:  • Unidad de medida.  • Módem (Router).  Imagen que contiene interior, cocina, abrir, refrigerador  Descripción generada automáticamente  Ilustración 1 - "Componentes del SMMC comercial"  Considerando lo anterior, se presentará el proceso de mantenimiento de los componentes:  • SGO: Starbeat.  • Unidad de medida: SL7000/EMH  • Almacén de datos/reportes: Spotfire.  El SMMC permite gestionar y operar la tecnología de medición inteligente acorde a las exigencias del anexo técnico (AT) 2019.  En este caso particular, veremos cómo se realiza el mantenimiento de las componentes del sistema solución comercial punto a punto. |
| 2 | Página 4 | **Detección – Monitoreo a través de Starbeat:**  **[…]**   1. b. Reportería Starbeat:   Con el objetivo de tener control sobre el estado de los medidores, la solución comercial de Enel cuenta con un servicio de reportería en spotfire, uno de estos reportes es el de comunicaciones, que se encarga de realizar ping de forma constante a los medidores cargados en el sistema.  De tal forma que se pueda detectar aquellos medidores que se encuentran inalcanzables o han tenido algún problema de conectividad en el periodo de tiempo consultado.    El criterio que tiene este reporte para asignar los colores es el siguiente:  • Rojo: Falla de conexión, módem apagado y efectividad menor al 50%.  • Amarillo: conexión con latencia de conexión. Entre [50% y 70%].  • Verde: 100% operativa, sobre 70% de efectividad.  De manera adicional, se utiliza la plataforma OPENGATE descrita en el apartado “d. Servicio Móvil - GPRS / 3G / LTE (Sistema de comunicaciones)” del documento “ID-001\_Mantenimiento Componentes SMMC”, para el monitoreo constante de dicho servicio Móvil.  Finalmente, para asegurar el registro del comportamiento de los medidores cargados, se tiene el reporte de “Eventos e intervalos perdidos”, el cual permite extraer por un periodo definido la cantidad de lecturas que el sistema es capaz de extraer en un periodo de tiempo dado. |

#### ID INODU-122

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **ID: INODU-122**  **(ID-005\_Identificación\_Clientes\_Inyección\_Starbeat)** | | |
| N° | Página(s) | Extracto |
| 1 | Página X |  |

#### ID INODU-123

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **ID: INODU-123**  **(ID-006\_Variables\_RTC\_Starbeat)** | | |
| N° | Página(s) | Extracto |
| 1 | Página X |  |

#### ID INODU-124

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **ID: INODU-124**  **(ID-007\_Configuracion\_Horaria\_Starbeat)** | | |
| N° | Página(s) | Extracto |
| 1 | Página X |  |

#### ID INODU-125

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **ID: INODU-125**  **(ID-008\_Totalizador\_Energia\_Starbeat)** | | |
| N° | Página(s) | Extracto |
| 1 | Página X |  |

## Antecedentes relativos a las Unidades de Medida

En general, los proveedores indicados a continuación, y Enel, indican que los siguientes equipos han sido construidos y ensayados de acuerdo con lo especificado en las siguientes Normas y especificaciones técnicas:

### EMH

#### ID INODU-26

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **ID: INODU-26**  **(EMH EU Declaration of Conformity 29 Mar 2021)** | | |
| N° | Página(s) | Extracto |
| 1 | Página 1 – Declaración de conformidad con estándares |  |

#### ID INODU-39

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **ID: INODU-39**  **EMH LZQJ-XC 17 Nov 2020 (LZQJXC-BIA-E-2.51) Instruction for use (17/09/2020)** | | |
| N° | Página(s) | Extracto |
| 1 | Página(s) 8 - 11 – LC-displays |  |
| 2 | Página 2 |  |
| 3 | Páginas 6-7 |  |

#### ID INODU-40

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **ID: INODU-40**  **(EMH LZQJ-XC 28.05.2021 (LZQJXC-DAB-E-3.35))** | | |
| N° | Página(s) | Extracto |
| 1 | Página 1 – Correspondencia de Estándares | **DIN 43857-2**: Watthour meters in moulded insulation case without instrument transformers, up to 60 A rated maximum current; principal dimensions for poly-phase  **DIN 66348-1**: Interfaces and basic data link control procedures for serial measurement data communication; start-stop-transmission, point-to-point connection  **EN 50470-1**: Electricity metering equipment (a.c.) – Part 1: General requirements, tests and test conditions – Metering equipment (class indexes A, B and C)  **EN 50470-3**: Electricity metering equipment (a.c.) – Part 3: Particular requirements – Static meters for active energy (class indexes A, B and C)  **IEC 61000-...**: Electromagnetic compatibility (EMC)  **IEC 60529**: Degrees of protection provided by enclosures (IP Code)  **IEC 62052-11**:Electricity metering equipment (AC) – General requirements, tests and test conditions – Part 11: Metering equipment  **IEC 62052-21**: Electricity metering equipment (AC) – General requirements, tests and test conditions – Part 21: Tariff and load control equipment  **IEC 62052-31**: Electricity metering equipment (AC) – General requirements, tests and test conditions – Part 31: Product safety requirements and tests  **IEC 62053-21**: Electricity metering equipment – Particular requirements – Part 21: Static meters for active energy (classes 1 and 2)  **IEC 62053-22**: Electricity metering equipment (a.c.) – Particular requirements – Part 22: Static meters for active energy (classes 0.2 S and 0.5 S)  **IEC 62053-23**: Electricity metering equipment (a.c.) – Particular requirements – Part 23: Static meters for reactive energy (classes 2 and 3)  **IEC 62056-21**: Electricity metering – Data exchange for meter reading, tariff and load control – Part 21: Direct local data exchange  **IEC 62056-46**: Electricity metering – Data exchange for meter reading, tariff and load control – Part 46: Data link layer using HDLC-protocol  **IEC 62056-53**: Electricity metering – Data exchange for meter reading, tariff and load control – Part 53: COSEM application layer  **IEC 62056-61**: Electricity metering – Data exchange for meter reading, tariff and load control – Part 61: Object identification system (OBIS)  **IEC 62056-62**: Electricity metering – Data exchange for meter reading, tariff and load control – Part 62: Interface classes  **ITU-T V.11**: Electrical characteristics for balanced double-current interchange circuits operating at data signalling rates up to 10 Mbit/s  **TIA/EIA-485**: Electrical Characteristics of Generators and Receivers for Use in Balanced Digital Multipoint Systems  **ITU-T V.24**: List of definitions for interchange circuits between data terminal equipment (DTE) and data circuit-terminating equipment (DCE)  **ITU-T V.28**: Electrical characteristics for unbalanced double-current interchange circuits |
| 2 | Página 1 | Additional equipment features of the LZQJ-XC:   * Recording of instantaneous values: P, Q, S (per phase and total), U, I, power factor, mains frequency, phase failures. * Installation check Possible via instantaneous values (service data): Buffer battery Replaceable battery for reading out the meter via the optical interface and reading the display in the absence of voltage. * Manipulation detection Opening of the terminal cover and the meter cover as well as interference from magnetic fields: Network analysis Monitoring of U, I, THD, f, flicker, harmonic as per DIN EN 50160. * Designed as per VDEW specifications 2.1 * Plug-in communication modules * Replaceable read-out battery * Network analysis as per DIN EN 50160 * DLMS and communication as per DIN EN 62056-21 |
| 3 | Página 2 - comunicaciones | Data interfaces   * Optical data interface – Optical data interface D0 * Electrical data interface – CL0, RS232 or RS485 * Data protocols – IEC 62056-21 or DLMS * Maximum transfer rate – 19200 baud (fixed or C/E mode)   Communication modules (plug-in)   * Modem – LTE, GSM/GPRS, Ethernet * Interface module – RS232, RS485 * Data protocols – IEC 62056-21 or DLMS * Maximum transfer rate – 19200 baud (fixed or C/E mode) |
| 4 | Página 2 – Real time clock | * Within ± 5 ppm * Via data interfaces, control input or DCF module * > 20 years/approx. 6 days (150 hours) |
| 5 | Página 2 – Tensiones de servicio y clases de precisión |  |
| 6 | Página 2 - Características |  |

### ION

#### ID INODU-44

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **ID: INODU-44**  **ION7400 7EN02-0290-11 Architecture & ION Modules (01/2020)** | | |
| N° | Página(s) | Extracto |
| 1 | Página 81 – Clock module |  |

#### ID INODU-45

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **ID: INODU-45**  **(METSEION7400 PowerLogic ION7400 Panel mount meter – display – optical port and 2 pulse)** (07/06/2021) | | |
| N° | Página(s) | Extracto |
| 1 | Página 1-3 – Estándares |  |
| 2 | Página 2 - comunicaciones | **Communication port protocol**   * **Modbus RTU at 115 kbauds – 2-wire** * **ION at 115 kbauds – 2-wire** * **DNP3** * **IEC 61850** * **Modbus TCP/IP** * **Ethernet Modbus TCP/IP daisy chain at 10/100 Mbit/s** * **RSTP 801.1d 2004** * **Ansi C12.19** * **DLMS**   **Communication port support**   * **Ethernet** * **Screw terminal block: RS485** * **Optical probe: fiber optic** * **Mini B USB: USB**   **Communication network type**   * **Ipv6 (internet protocol)** |
| 3 | Página 2 | **Display Type**   * **Colour TFT LCD**   **Display resolution**   * **320 x 240 pixels QVGA** |
| 4 | Páginas 2-3 – Tensiones de Operación |  |

#### ID INODU-50

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **ID: INODU-50**  **ION7400 7ES02-0374-05 manual usuario (11/2020) Esp** | | |
| N° | Página(s) | Extracto |
| 1 | Páginas 114-117 – Pantallas de visualización |  |
| 2 | Páginas 184-185 |  |
| 3 | Páginas 27-28 |  |
| 4 | Página 208 |  |
| 5 | Páginas 246-247 |  |
| 6 | Página 30 |  |
| 7 | Página 251 |  |
| 8 | Página 237 |  |
| 9 | Página 192 |  |
| 10 | Página 150 |  |
| 11 | Páginas 98-99 |  |
| 12 | Páginas 126 - 127 |  |

#### ID INODU-53

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **ID: INODU-53**  **ION7400 PLSED310113EN technical data sheet (07/2020)** | | |
| N° | Página(s) | Extracto |
| 1 | Página 7 – Electrical characteristics |  |

#### ID INODU-68

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **ID: INODU-68**  **(TEST REPORT FOR THE PATTERN AND CONSTRUCTION OF ELECTRICITY METERS)** | | |
| N° | Página(s) | Extracto |
| 1 | Página 1 – Declaración de conformidad de estándares |  |

### ISKRA

#### ID INODU-54

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **ID: INODU-54**  **ISKRA MT880-M 1801-02–1 ISKRA** | | |
| N° | Página(s) | Extracto |
| 1 | Página 2 – Technical specifications |  |

#### ID INODU-55

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **ID: INODU-55**  **(MT880 User manual v.3)** | | |
| N° | Página(s) | Extracto |
| 1 | Página 5/183 – Estándares y referencias | **IEC 61000-4-2:** Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4-2: Testing and measurement techniques – Electrostatic discharge immunity test  **IEC 61000-4-3:** Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4-3: Testing and measurement techniques – Radiated, radio-frequency, electromagnetic field immunity test  **IEC 61000-4-4:** Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4-4: Testing and measurement techniques – Electrical fast transient/burst immunity test  **IEC 61000-4-5:** Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4-5: Testing and measurement techniques – Surge immunity test  **IEC 61000-4-6:** Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4-6: Testing and measurement techniques – Immunity to conducted disturbances, induced by radio-frequency fields  **IEC 62052-11:** Electricity metering equipment (AC) – General requirements, tests and test conditions – Metering equipment  **IEC 62053-21:** Electricity metering equipment (a.c.) – static meters for active energy (classes 1 and 2)  **IEC 62053-22:** Electricity metering equipment (a.c.) – static meters for active energy (classes 0.2 and 0.5)  **IEC 62053-23:** Electricity metering equipment (a.c.) – static meters for reactive energy (classes 2 and 3)  **IEC 62053-24:** Part 24: Static meters for fundamental component reactive energy (classes 0,5 S, 1S and 1)  **IEC 62054-21:** Electricity metering (a.c.) – Tariff and load control – Particular requirements for time switches  **IEC 62056-21:** Electricity metering – Data exchange for meter reading, tariff and load control – Direct local data exchange  **IEC 62056-42:** Electricity metering – Data exchange for meter reading, tariff and load control – Physical layer  **IEC 62056-46:** Electricity metering – Data exchange for meter reading, tariff and load control – Data link layer  **IEC 62056-47:** Electricity metering – Data exchange for meter reading, tariff and load control – COSEM transport layers for IP networks  **IEC 62056-53:** Electricity metering – Data exchange for meter reading, tariff and load control – COSEM Application layer  **IEC 62056-61:** Electricity metering – Data exchange for meter reading, tariff and load control – Object identification system (OBIS)  **IEC 62056-62:** Electricity metering – Data exchange for meter reading, tariff and load control – Interface classes  **IEC 62059-41:** Electricity metering equipment – Dependability – Reliability prediction  **EN 50470-1:** Electricity metering equipment (a.c.) – Part 1: General requirements, tests and test conditions – Metering equipment (class indexes A, B and C)  **EN 50470-3:** Electricity metering equipment (a.c.) – Part 3: Particular requirements – Static meters for active energy (class indexes A, B and C)  **CLC/TR 50579:** Electricity metering equipment (A.C.). Severity levels, immunity requirements and test methods for conducted disturbances in the frequency range 2 kHz-150 kHz |
| 2 | Página 23-25 – main properties | 3.3. Main meter properties  […]  Communication interfaces (up to three independent communication interfaces in integrated meter version and up to four independent communication interfaces in modular meter version):   infrared optical port (IEC 62056-21) for local meter programming and data downloading,   optional built-in RS232 communication interface or   optional built-in RS485 communication interface.  Additional communication interfaces are available through exchangeable communication modules only at modular meter version. (For more information, see the chapter 8.5. Exchangeable communication modules)  […]  Communication protocols:   DLMS/COSEM,   IEC 62056-21, mode E,   MODBUS.  OBIS data identification code according to IEC 62056–61 standard. |
| 3 | Página 148 - comunicaciones | 8.5. Exchangeable communication modules  Communication ports 2 and 3 are used for exchangeable communication. Communication port 2 can be used as one of available type of communication interfaces:   2G/3G modem communication interface,   Ethernet communication interface,   Modbus communication interface,   CS communication interface. |
| 4 | Páginas 48-54 |  |
| 5 | Página 3 |  |
| 6 | Página 79 |  |
| 7 | Páginas 92-93 |  |
| 7 | Página 40 |  |
| 8 | Página 16 |  |
| 9 | Páginas 21-23 |  |
| 10 | Página 8 |  |
| 11 | Página 30 |  |
| 12 | Página 98 |  |
| 13 | Páginas 74-79 |  |
| 14 | Páginas 104; 119; 132; 136 – lectura y gestión de datos |  |
| 15 | Páginas 124 - 125 |  |

#### ID INODU-56

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **ID: INODU-56**  **(ISKRA MT880 declaration of conformity)** | | |
| N° | Página(s) | Extracto |
| 1 | Página 1 – Declaración de conformidad de estándares |  |

### ITRON

#### ID INODU-65

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **ID: INODU-65**  **ITRON SL-7000-IEC7 rev1.02 manual usuario (2010)** | | |
| N° | Página(s) | Extracto |
| 1 | Página 69-70 |  |
| 2 | Página 32 |  |
| 3 | Páginas 72-75 |  |
| 4 | Páginas 50-52 |  |
| 5 | Páginas 19-20 |  |
| 6 | Página 26 |  |
| 7 | Página 36 |  |
| 7 | Página 37-40 |  |
| 8 | Páginas 14-15 |  |
| 9 | Páginas 21-24 |  |
| 10 | Página 33 |  |
| 11 | Páginas 56, 62 |  |
| 12 | Páginas 16; 96 – herramienta de soporte |  |
| 13 | Página 68 |  |

#### ID INODU-66

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **ID: INODU-66**  **(SL7000 RT Installation Guide (2012))** | | |
| N° | Página(s) | Extracto |
| 1 | Página 6 – Estándares aplicables | The SL7000 RT meters comply, where applicable, with the following standards and regulations.  **IEC 62052-11:** Electricity metering equipment (AC) – General requirements, tests and test conditions, part 11: Metering equipment (equivalent to EN 6205-11)  **IEC 62053-21:** Electricity metering equipment (AC) – Particular requirements, part 21: Static meters for active energy (classes 1 and 2), (equivalent to EN 62053-21)  **IEC 62053-23:** Electricity metering equipment (AC) – Particular requirements, part 23: Static meters for reactive energy (classes 2 and 3)  **IEC 62053-24 (Project):** Electricity metering equipment (AC) – Particular requirements, part 24: Static meters for reactive energy (classes 0,5 S, 0,5, 1S and 1)  **IEC 62053-31:** Electricity metering equipment (AC) – Particular requirements, part 31: Pulse output devices for electro-mechanical and electronic meters (equivalent to EN 62053-31)  **IEC 62053-52:** Electricity metering equipment (AC) – Particular requirements, part 52: Symbols  **IEC 62053-61:** Electricity metering equipment (AC) – Particular requirements, part 61: Power Consumption and Voltage Requirements  **IEC 62054-21:** Electricity metering equipment (AC) – Tariff Load control, part 21: Particular requirements for time switches (equivalent to EN62054-21)  **IEC 62056-21:** Electricity Metering – Data exchange for meter reading, tariff and load control – Direct local data exchange (supersedes IEC61107)  **IEC 62056-42:** Electricity Metering – Data exchange for meter reading, tariff and load control, part 42: Physical layer services and procedures for connection-oriented asynchronous data exchange  **IEC 62056-46:** Electricity Metering – Data exchange for meter reading, tariff and load control, part 46: Data link layer using HDLC protocol  **IEC 62056-47:** Electricity Metering – Data exchange for meter reading, tariff and load control, part 47: COSEM transport layers for Ipv4 networks  **IEC 62056-53:** Electricity Metering – Data exchange for meter reading, tariff and load control, part 53: COSEM Application layer  **IEC 62056-61:** Electricity Metering – Data exchange for meter reading, tariff and load control, part 61: Object identification system (OBIS)  **IEC 62056-62:** Electricity Metering – Data exchange for meter reading, tariff and load control, part 62: Interface classes  **EMC Directive 2004/109/EC:** as amended by 92/31/EEC and 93/68/EEC. Compliance has been demonstrated by compliance with EN62052-11 and EN62053-21. |
| 2 | Página 16 – comunicaciones 1 | Communication:   * RS232 + RS232 or RS485 * DLMS-Cosem compliant * PSTN, LAN (TCP/IP), GSM and GPRS media supported |
| 3 | Página 23 – comunicaciones 2 |  |
| 4 | Página 7 – Declaración de conformidad de estándares |  |
| 5 | Páginas 18 – Connection specifications |  |

#### ID INODU-64

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **ID: INODU-64**  **(ITRON SL-7000 medidor multifunción SMART (2016))** | | |
| N° | Página(s) | Extracto |
| 1 | Página 4 | Table  Description automatically generated |

### Enel v.2- NEXY-M

#### ID INODU-37

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **ID: INODU-37**  **(General Characteristics of Single-Phase Bi-Directional Meter “NEXY-M”)** | | |
| N° | Página(s) | Extracto |
| 1 | Página 6 – Estándares de referencia | **IEC EN 62052-11:** Electricity metering equipment (AC) – General requirements, tests and test conditions – Part 11: Metering equipment  **IEC EN 62053-21:** Electricity metering equipment (AC) – Particular requirements – Part 21: Static meters for active energy (classes 1 and 2)  **IEC EN 62053-23:** Electricity metering equipment (AC) – Particular requirements – Part 23: Static meters for reactive energy (classes 2 and 3)  **IEC 62053-61:** Electricity metering equipment (a.c.) – Particular requirements – Part 61: Power consumption and voltage requirements  **EN 50470-1:** Electricity metering equipment (AC) – Part 1: General requirements, tests and test conditions – Metering equipment (class indexes A, B and C)  **EN 50470-3:** Electricity metering equipment (AC) – Part 3: Particular requirements – Static meters for active energy (class indexes A, B and C)  **CLC EN 50065-1:** Signalling on low-voltage electrical installations in the frequency range 3 kHz to 148,5 kHz Part 1: General requirements, frequency bands and electromagnetic disturbances.  **IEC EN 60529:** Degrees of protection provided by enclosures (IP Code)  **EN 62056-21:** Electricity metering – Data exchange for meter reading, tariff and load control – Part 21: Direct local data exchange  **IEC EN 62058-11:** Electricity metering equipment (AC) - Acceptance inspection - Part 11: General acceptance inspection methods  **IEC EN 62058-31:** Electricity metering equipment (AC) - Acceptance inspection - Part 31: Particular requirements for static meters for active energy (classes 0.2S, 0.5S, 1 and 2.  **IEC EN 62052-31:** Electricity metering equipment (AC) - General requirements, test and test conditions Part 31: Product safety requirements  **EN 62059-31:** Electricity metering equipment. Dependability. Accelerated reliability testing. Elevated temperature and humidity.  **2014/32/UE:** Directive of the European parliament and of the council of 26 February 2014 on the harmonization of the laws of the Member States relating to the making available on the market of measuring instruments  **RD 244/2016:** Real Decreto 244/2016, de 3 junio 2016 por el que se desarrolla la Ley 32/2014, de 22 de diciembre, de Metrología.  **O.ICT/155/2020:** ORDEN ICT/155/2020, de 7 de febrero, por la que se regula el control metrológico del Estado de determinados instrumentos de medida.  **IEC/EN 62054-21:** Electricity metering (a.c.) - Tariff and load control - Part 21: Particular requirements for time switches  **Welmec 7.2:2019:** Software Guide  **Welmec 7.3:** Reference Architectures based on Welmec Guide 7.2  **Welmec 7.4:** Exemplary Applications of Welmec Guide 7.2 |
| 2 |  | **5 Introduction**  This document describes the design and construction of the electronic meter assembly and associated parts used in single-phase bi-directional DLC solid state electricity meter “NEXY-M”.  The design of the static meter has been based on a micro-controller that manages and coordinates all the activities related to the measuring and billing processes. It stores and runs the built-for-purpose application software downloaded into the micro-controller during the manufacturing (it is upgradeable). The energy measurement process is implemented by means of a dedicated IC. It is connected to the micro-controller so that energy data can be properly processed before the storing into non-volatile memory. The real time calendar is managed by the micro-controller itself. A chip on glass LCD display is installed into the meter in order to show measuring related data and personalized messages to the customer. The remote communication is performed by means of a DLC (integrated into the MCU) and RF modems whilst a ZVEI/Optical and Bluetooth interface have been implemented to transfer data to a local device. |
| 3 | Página 10/59 | **7 Meter’s main functionalities**  NEXY-M meter has been designed in order to support two different communication protocol (factory configurable):  - Meters and More;  - DLMS  This feature is guaranteed thanks the implementation of two different “families of software”: one that supports Meters and More communication protocol and one DLMS. The two families of software are not interoperable: it means that if a meter is produced with a Meters and More software, it cannot be update with a DLMS software.  Even if, the communication protocols are different, the functionalities supported are the same.  The global functionalities, typical of the meter, are listed below.   It support software separation between legally relevant and not legally relevant software;   It operates in remote controlled mode and in stand-alone mode   Active energy and Active power measurement, positive and negative   RMS current and RMS voltage measurement   Reactive energy and Reactive power measurement in all four quadrants   Line of communication inversion immunity   Load profile recording, for active and reactive energy in all four quadrants. The integration period for load profile recording is programmable and it can be chosen between the following values: 1, 2, 3, 4, 5, 6, 10, 12, 15, 20, 30 or 60 minutes (with an integration period of 15 minutes, it is possible to store information for more than 45 days).   Management of customer contracts for billing purposes   Management of 6 weekly tariff profiles based on 6 different types of tariff and 8 daily time intervals (one set for each contract)   Management of a seasonal tariff program with up to 10 periods   Management of programmable public holidays   Management of 7 billing periods (current and 6 previous). For each billing period is stored, measurement data, power maximum demand and time stamp of the billing period closure.   Management of daily closure   DLC/RF communication with LV concentrator (CERCO1 or LVM) supporting access control   Customer available power threshold is remotely programmable   Display of consumption data and service communications (displayed data are those measured by the meter).  The meter allows two display modes: automatic and manual. The default mode is the manual one which cyclically shows the basic information for customer without the need to interact with the meter. Through the manual mode it is possible to activate submenus (by pressing the push button) in which additional information is shown to support technical and qualified personnel (date, time, software version…).   Remote programming and initialization of tariff system and contractual parameters   Remote synchronisation of Clock/calendar. Synchronisation doesn’t affect historical data and it can be managed in order to prevent difference of more than a programmable threshold (e.g. 3 minutes) between the official time and the time of the meter.   Clock/calendar of the meter is configurable in a flexible way: it can be referred to local time (according to national standard for quality of service) without variation during of the year or implementing automatically the DST time activation. The time adjustments that can be necessary for other purposes are made by the respective systems of each Distribution Company, without affecting the time settings of the SMMC components.   Remote supply disconnection and enabling of manual/automatic connection by means of a cut-off device   Zload functionality;   Storage of configuration data and metrological information even without power supply for the entire lifetime of the meter (storage in non-volatile memory)   Self diagnostic of the main elements and functional blocks   Detection and recording of case openings and/or SW modifications   Detection strong external magnetic fields by magnetometer installed on PCB;   Optical pulse output device used for testing the meter (active or reactive energy)   Non-interfering harmonization with other communication systems on LV network   ZVEI optical port communications compatible with CEI EN 62056-21, required for local communications   Load modulation management (load shedding)   Management of firmware downloading procedure;   Management of traceability of Firmware Download;   Data and firmware integrity verification in compliance to Welmec guide 7.2 requirements;   RF spontaneous management   Event Log;   Monitoring of microcontroller functionality;   Voltage variation management: the meter is able to detect and store Low Voltage Variation respect to the nominal value. In particular the meter is able to detect (and store information) when the voltage goes above 10% (configurable parameter) or below 15% (configurable parameter) the nominal mains voltage, according to the requirements of the applicable standards of quality of service;   Voltage Interruption management. If a voltage interruption occurs, the meter is able to save – before switching off – all legally relevant information and those relating to the state of the relè (if it is closed or open and if a power limitation is active). In this way, when the power supply is restored, the meter can resume the operation mode it had before the interruption (including communication).  Furthermore, the meter support bi-directional communication with SMMC (trough data Concentrator or Smartphone/PDA) with four communication technologies:  - Remote:  o Wireless @ 169 MHz;  o Power Line;  - Local  o Bluetooth (only support, not already implemented);  o Optical port.  Local and remote communication is protected through an authentication and encryption mechanism with secret keys (different for each counter) of 16 bytes. Each access is tracked in an internal log. Access attempts with wrong keys are also tracked with the activation of an alarm when the number of attempts exceeds a certain (programmable) threshold.  Components of the SMMC also comply with applicable regulations ad defined in section 3 Reference Standard.  Optical, Bluetooth and Power Line channels support only point to point communication, while RF can support also (depending on the management of the secret keys) point to multipoint communication.  The SMMC in its local access is be able to:  - Access the data stored in the meter’s memory.  - Download the data stored in the meter’s memory.  - Access and modify configurable parameters of the meter  - Access a component operation diagnosis in order to resolve anomalies and – if lost - reestablish remote communication with the Management and Operation System and / or Concentrator Unit.  - Access the functions of the meter  The meter implements (through one of the previously described channels) a two-way communication with the Management and Operation System. Thanks to this, it is possible to perform (locally or remote) the connection, disconnection and power limitation operations. It is also possible to know at any time the status of the connection and disconnection device and the power limitation.  All the functionalities listed above (included those related to local and remote communication) will be thorough described in a separate document that addresses software aspects of the meter. |
| 4 | Página 13/59 | **8 Meter block diagram**  Block diagram below demonstrates the centralized architectural approach that has been used for the single-phase meter |
| 5 |  | **8.1 Detailed description of the Block Diagram**  **PWM Power Supply Unit:[…]**  **Optical Port Zvei Interface:** An EN 62056-21 infrared optical port allows communication between a HHU and the meter. The port also allows the modification of all meter parameters by means of specific commands, including program code update (download of a new software code). This communications port uses the same security and protocols as the DLC modem and is managed directly by the DLC modem.  […]  There are some components that can be considered as optional into Single-Phase meter “NEXY-M”. These components are not related to metrological functionality, but to security or not legally relevant functionalities. Depending on the needs, during the assembling process, these components can be mounted on the PCB or not. In any case, the design of the meter is unique: in fact, the PCBs are designed in order to work with or without these components. Also the software of the meter is unique and can work independently from hardware configuration (only for optional components).  **Optional Radio Module @ 169 MHz WMBUS Bluetooth and Supercap:** The meter can be equipped with an optional radio module (with both 169 MHz WMBUS and Bluetooth communication capabilities), Antenna and circuitry. Thanks to this optional component the meter can use the RF (at 169 MHz Frequency Band) as remote back up communication channel and Bluetooth as local back-up communication channel. |
| 6 | Página 46/59 | **16 Meter key components included into traceability**  During the production process, all components of the meter are identified for traceability.  In the following paragraphs, meter’s components for traceability during manufacturing are described:  **16.1 Electronic and Mechanical Components** |
| 7 | Página 9 | **6 Main performances of the meter**  The meter is designed to measure both active and reactive energy. Active energy is measured with a maximum resolution of 1 Wh whilst reactive energy with a maximum resolution of 1 varh.  **Active energy** measurement **accuracy** is compliant with “Class 1” defined into IEC/CEI EN 62053-21. It is also compliant with accuracy “CLASS B” defined into EN 50470-3.  **Reactive energy** measurement accuracy is compliant with “Class 2” defined into IEC/CEI EN 62053-23.  The **pulse emitter**, which can be used for either active energy or reactive energy, is located on the meter case can have two different resolution (factory configurable):  - or 4000 pulses per kWh and 4000 pulses per kvarh resolution.  - *or 1000 pulses per kWh and 1000 pulses per kvarh resolution (only in a second stage of the project)*.  The meter is designed to be a bi-directional meter with four quadrants registers. It means that positive active energy, negative active energy, positive inductive reactive energy, positive capacitive reactive energy, negative inductive reactive energy and negative capacitive reactive energy are processed and stored in separate registers.  The meter has been designed in order to properly run in the following **temperature range**: [-40°C ÷ +70°C].  The operating **frequency range** supported by the meter is: [50 Hz] or [60 Hz] (factory configurable).  The meter has a standard **reference voltage** equal to 230 V or 127V…230V (factory configurable) and **reference currents**: *Imin = 0.25A, Iref = 5 A* and *Imax = 60 A or 100 A (factory configurable – 100A only in a second stage of the project, with a different cut-off device).*  The internal consumption of the meter is inferior to 1.5 W when the DLC modem is in receiving mode (2 W when the DLC modem is in transmission mode) in conformity with the requirements of applicable standards (EN 50470-3, IEC 62053-21, IEC 62053-23 and IEC 62053-61)  The DLC modem has been designed to be compliant with CENELEC EN 50065-1.  The plastic case of the meter assures a degree of protection equals to **IP54** (according to CEI EN 50470-1) for the metrology compartment. The front clamp assures a degree of protection equals to IP20 when cables and terminal cover are installed.  The meter is intended for **indoor installation**.  The battery has been designed in order to assure the operation of RTC for 15 years without line voltage and it is not removable.  The meter has been designed to be compliant to protective “class II”.  The meter has been designed to be compliant to IEC 62052-31 safety standard.  The meter has been designed and produced in order to assure its full functionalities all over the life-time of the meter (15 years).  The meter has been designed as a RoHS compliant product. |
| 8 | Página 25 | **10 Characteristics of Cut-off device**  The single-phase meter NEXY-M integrates a cut-off device used to control the power supply. The cut-off device is implemented by a latching relay. The meter is designed in order to integrate latching relays provided by different vendors.  The relay will be provided already assembled with input/output terminals, shunt and Current Transformer.  The re-connection of cut-off device, can be performed in two ways:  - **Locally**: pushing the meter’s front button;  - **Remotely**: via remote protocol command or automatically, after the circuit ZLOAD has checked the variation of impedance between phase- neutral or phase – phase conductors (It is considered as a option for the production of meters). It can be performed by the customer opening and closing the main breaker installed after the meter in the customer network.  **10.1 Latching relay characteristics**  The two poles latching relay with shunt complies with e-distribuzione specification.  Here are the general characteristics of the latching relay:   n. 2 contacts switch (phase and neutral)   rated current: 80A (for Imax = 60A) or 100A (for Imax = 100A)   rated voltage: up to 230V, ac   rated frequency: 50Hz or 60 Hz   resistance across closed contacts: ≤ 0,3 mΩ   insulation across open contacts: 2.5 kVrms (1 minute)   insulation across coil and all contacts: 4 kVrms (1 minute)  environmental conditions:   temperature range: -40°C ÷ 85°C   relative humidity: from 5% to 85%  and the general characteristics of the coil driving command:   rated voltage: 9 Vdc   driving command duration: ≤ 100 ms |
| 9 | Páginas 28-29 |  |
| 10 | Páginas 32-33 – LCD characteristics |  |
| 11 | Páginas 49-50 |  |

#### ID INODU-35

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **INODU-35**  **(Datasheet Cervantes 2.0)** | | |
| N° | Página(s) | Extracto |
| 1 | Página 3 | La solución Enel presenta las siguientes interfaces de comunicación  “*The table below shows the technical characteristics of the Cervantes 2.0 single phase meter which will be introduced in the Chilean market: […]*    Table  Description automatically generated |
| 2 | Página 1 – General characteristics |  |

#### ID INODU-112

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **INODU-112**  **(SM01 Cambio de Medidor de Energía por Smart Meter VF)** | | |
| N° | Página(s) | Extracto |
| 1 | Página 14 |  |

### Transformadores de Medida

#### ID INODU-70

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **INODU-70**  **TRANSFORMADORES COMPACTOS DE MEDIDA DE 3 ELEMENTOS PARA INSTALACIÓN A LA INTEMPERIE CLASE 25 kV (REV. 3 - Julio 2018)** | | |
| N° | Página(s) | Extracto |
| 1 | Páginas 4-5 – Razones de transformación |  |

#### ID INODU-71

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **INODU-71**  **TRANSFORMADORES COMPACTOS DE MEDIDA DE 3 ELEMENTOS PARA INSTALACIÓN A LA INTEMPERIE CLASE 15 kV (REV. 8 - Julio 2018)** | | |
| N° | Página(s) | Extracto |
| 1 | Página 4-5 |  |

#### ID INODU-72

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **INODU-72**  **TRANSFORMADORES DE CORRIENTE INSTALACIÓN INTERIOR CLASE 15-25 kV (REV. 1 - Mayo 2018)** | | |
| N° | Página(s) | Extracto |
| 1 | Página 4 |  |

#### ID INODU-73

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **INODU-73**  **TRANSFORMADORES DE POTENCIAL INSTALACIÓN INTERIOR CLASE 15-25 kV (REV. 1 - Mayo 2018)** | | |
| N° | Página(s) | Extracto |
| 1 | Página 4 |  |

### Protocolos de certificación SEC

#### ID INODU-113

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **INODU-113**  **Protocolo certificación SEC - Medidor electrónico de energía activa clases 1 y 2** | | | |
| N° | Página(s) | | Extracto |
| 1 | Página 1 |  | |
| 2 | Página 4 |  | |

#### ID INODU-114

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **INODU-114**  **Protocolo certificación SEC - Medidor electrónico de energía activa clases 0.2S y 0.5S** | | |
| N° | Página(s) | Extracto |
| 1 | Página 1 |  |
| 2 | Página 4 |  |

#### ID INODU-115

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **INODU-115**  **Protocolo certificación SEC - Medidor electrónico de energía reactiva clases 2 y 3** | | |
| N° | Página(s) | Extracto |
| 1 | Página 1 |  |
| 2 | Página 4 |  |

#### ID INODU-116

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **INODU-116**  **MODIFICA FECHA DE APLICACION Y FLEXIBILIZA REQUISITOS PARA MEDIDORES SMMC** | | |
| N° | Página(s) | Extracto |
| 1 | Página 3 |  |

### Comunicación con la Autoridad

#### ID INODU-117

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **INODU-117**  **Comentarios primera entrega casos de uso SMMC** | | |
| N° | Página(s) | Extracto |
| 1 | Página 1 |  |

## Antecedentes relativos a la Unidad Concentradora

### Concentrador

#### ID INODU-19

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **ID: INODU-19**  **(MSC AND LVM CONCENTRATOR FUNCTIONAL SPECIFICATION)** | | |
| N° | Página(s) | Extracto |
| 1 | Página 184/470 | “6.6 CONFIGURATION OF CONCENTRATOR  Configuration of the concentrator can be accomplished via the **optical serial connection** **ZVEI** IEC 62056-21 mode C.” |
| 2 | Página 187/470 | “7 PLC PROCEDURES” |
| 3 | Página 341/470 | “8 RF PROCEDURES  Basically every procedure could run via PLC or RF communication, so in the following chapter are described just the different way to operate for the specific RF channel. Take into account that where not indicated, the same rules shall be applied for both channels, PLC and RF. In any case the two channels shall be handled simultaneously by concentrator and, for example, during a CONN-C procedure via PLC it can run also at the same time a TRF procedure via RF. As general rule if a PLC procedure needs a retry via RF to reach a meter while another procedure is running via RF, the last one has to be suspended until the end of the current RF retry of the PLC procedure. […]” |
| 4 | Página 24/470 | 5 Concentrator database  The concentrator data base must be composed by data structures updated by the cyclical activities of concentrator and by those carried out on request of the AMM.  The main activities that the concentrator must execute are referred to the LV network and they are:   Static Meters management   Determination of the state connection of LV network   Estimate of some parameters for the quality of the power supply  All the information necessary for the execution of these activities, can be subdivided into two classes:   Configuration parameters   Management parameters  Configuration parameters are sent from the AMM to the concentrator and contain information such as the identities (T\_CE, etc.) of the CE equipment attached to the concentrator, and other information such as the topology of the power distribution network. Such messages are identified in this document as “GB messages.” Management parameters are data sent from the concentrator to the CE and include data such as billing period data, daylight start time/end time data. Such messages are identified in this document as “TB messages.”  Concentrator should manage several services, for example GAS, heating, water, public lighting etc, for the other services different to electric refer to DMI 1 98905 “GAS Concentrator functional specification”.  All the concentrator data have to be recorded partially in RAM, part in a not volatile memory. Where not otherwise specified the described data have to be recorded in RAM. The data registered in a not volatile memory have to be programmed autonomously by concentrator or on request of the Centre or HHU.  The entire concentrator’s database has to be encrypted and authenticated in such a way that all the stored information have to appear random by an attacker that provides access to the mass storage disk or by unofficial procedure. The encryption and authentication process has to be transparent in such a way that AMM and HHU do not require knowledge of the underlying database security.  The encryption procedure has to use 128-AES CBC or CTR mode (or equivalent and more recent wellknown encryption algorithm/mode agreed with e-distribuzione) with IV (Initialization Vector) diversified for every encryption/decryption phase and never reused even though the same table. Single operation such as read, write or retrieve a record has to produce an overhead above standard not encrypted database less than 15%. In order to get appropriate efficiency, only the requested tables/pages have to be decrypted not the entire database. When decrypted the requested tables should be kept in a volatile cache memory for the strictly necessary time to the operation  Each ciphered table/page has to be authenticated by suitable algorithm such as AES CMAC or SHA-2 256 or equivalent well-known authentication algorithm to be agreed with e-distribuzione. Once the application performs a read from disk, the associated table/page MAC has to be checked and corrupted MAC event has to be reported in a dedicated event log … TBD by e-distribuzione. Encryption and authentication keys have to be different and unique for each concentrator, derived from a unique 128 bit key in a secure way. Detail about key to be used is under discussion. |
| 5 | Página 182/470 | 6.3 CONCENTRATOR FUNCTIONS  There are three applications supported by the concentrator: Meter data is aggregated in the concentrator for upload to the AMM at appropriate times based on assigned communication schedules.   An alarm / event application detects communication failures, meter tampering, theft, and meter failures. This information is sent to the AMM.   A software update application allows software updates to be performed on the concentrator and the meters.  For more details, see the following chapters. |
| 6 | Página 182/470 | 6.4 AMM COMMUNICATION  The connection between the AMM and the concentrator can be initiated by either party. PPP/CHAP/TCPIP is used for the connection.  PPP is password protected. A user name and password are configured into the concentrator so that the connection can be made. The CHAP protocol is used to avoid passwords crossing the links.  The concentrators all have parametric IP addresses (the IP address is configurable). The used TCP ports are private to this application. They are chosen so as not to conflict with other AMM functions.  When the AMM wishes to connect to the concentrator, it makes the modem call, establishes PPP, and then connects to socket 50000 and 50001 in the concentrator to exchange GB, TB and IC messages.  Then AMM connects to sockets 50000 and 50001 in the concentrator to exchange GB, TB and IC messages.  In order to terminate a call with the concentrator, AMM has to deliver the GB\_CALL\_TERMINATION (018.014) command.  (AMM : Remote Meter Reading Control Centre, also named BO (Back Office)) |
| 7 | Página 403/470 | 12 CONCENTRATOR RUNNNING STATES  There are two different functioning modalities as already mentioned:   Concentrator managed by Remote Controlled AMM   Concentrator autonomous, in absence of Remote Controlled AMM  The functioning modality has to be set in T\_ATT (TLG bit); the default value is concentrator Remote Controlled.  In both cases it is possible to connect to a hand held unit (HHU) the apparatus, through ZVEI optical interface, see ENEL DH 980K.  The functions available on HHU depend on the concentrator functioning modalities.  If concentrator is in the “stand-alone” mode it must accept messages from the AMM for its configuration. |
| 8 | Página 404/470 | 12.1 CONCENTRATOR RUNNING MODES VARIATIONS  The HHU must be able to modify concentrator functioning modality. |
| 9 | Página 406/470 | 12.2 HHU FUNCTIONALITIES WITH REMOTE CONTROLL OF CONCENTRATOR  When concentrator functioning state is “concentrator managed by AMM”, the functions available to HHU have to be the following:   Concentrator functioning modalities reading   Configuration data reading   Concentrator registers reading   CE data-bases reading   Concentrator functioning modalities variation  "HHU can issue any read requests (TB\_READ..., GB\_READ..., .). It cannot issue any write (GB 004, 010; TB 004, 010; 010), set (GB 012; TB 012, 014, 016), or command (GB 018, 020; TB 018, 032, 034, 036, 038, 040; IC 018, 032, 034 ).  The only exception is that it can issue the GB\_CHANGE\_MODE (018) command.  In order to make variations of CE configuration data, HHU must previously open a communication session with the Centre and notify it that request, HHU must be able to perform variations; at the end of this activity, concentrator must reply to the Centre the occurred variations. |
| 10 | Página 408/470 | 12.3 CONCENTRATOR IN “STAND ALONE” MODE  In this functioning modality, the concentrator must perform the same functions described in the  “Concentrator Remote Controlled” modality, it is to say that this functioning state can be assimilated to  the “concentrator managed by the AMM” modality.  HHU can issue any supported request. All the transactions that can be done by the AMM, have to can be required by HHU through the local optical port; the answers normally provided by the AMM have to pass through HHU.  12.3.1 HHU functionality with concentrator “Stand-Alone”  When concentrator functioning state is "concentrator stand-alone", the functions available to HHU must  be the following:   Reading of concentrator functioning modality   LV net configuration which the apparatus is connected   Data configuration reading   Data structure within concentrator reading   Energy balance and billing   Transactions requests (contractual variations, “load shedding”, etc.):  The following functional character must be available:   Concentrator functioning modality variation   Activation and communication test with AMM |

#### ID INODU-20

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **ID: INODU-20**  **(LOW VOLTAGE MANAGER MANUFACTURING AND ASSEMBLY)** | | |
| N° | Página(s) | Extracto |
| 1 | Página 5/22 | “The description covers the main parts of the equipment, as shown in the following block diagram:  Diagram  Description automatically generated  1. main board  a. MCU  b. Power supply  c. PLC unit  d. Optical interface  e. Optical indicator  f. Terminal block for connection  2. GSM/GPRS/3G/4G module (which may be integrated into the same assembly or connected as a separate devices.)  3. RS 232 Port  4. 2 Ethernet Ports  5. Optional RF Module  6. Case and mechanical assembly |
| 2 | Página 10/22 | “6. RF Module  The RF module must ensure bidirectional communication with other devices that support RF communication. This unit must be designed for operating in 169 Mhz band with the Wireless M-Bus protocol (EN 13757 Mode N) embedded. It has to provide up to 27 dBm ERP level, with an RF sensitivity at least of -105 dBm.  The connector for the RF modem on the LVM is:  - 10 pin pitch 2,54 mm male (NOTE: the pin must have the same length)  - Apart from the signals for data exchanging, on connector is present the power supply: 5 Vdc 5 W.  When this module is not assembled in the LVM the following protections will be used, in order to maintain the characteristics of safety and IP protection of the LVM:  - Rubber plug over a connector for RF module (see on pictures below).” |
| 3 | Página 13/22 | “8. LVM Concentrator  In these paragraphs are illustrated the more important requirements for this device.  […]  **Local Optical Interface** (IEC 62056-21 mode E or IEC 61107)   * 2 **Ethernet** Ports (10M / 100M)” |

#### ID INODU-21

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **ID: INODU-21**  **(LOW VOLTAGE MANAGER DATASHEET AND TECHNICAL CHARACTERISTICS)** | | |
| N° | Página(s) | Extracto |
| 1 | Página 5 – Reference documents | *“Reference documents*  *Reference must be done to the most recent releases of the below listed standards and ENEL internal prescriptions, at the time of this publication.*   * *CEI EN 62056-21 Data exchange for meter reading, tariff and load control - Direct local data Exchange* * *IEC 62056 Set of standards for electricity metering data exchange (DLMS/COSEM)* * *CEI EN 60529 Degrees of protection provided by enclosures (IP Code)* * *CEI EN 50160 Characteristics of the voltage supplied by the public network power supply distribution* * *CENELEC Documents associated with CEI EN 50160: Guide to standards application and Guide for electric quantity measurement.* * *CEI EN 60950-1 Safety of Information Technology Equipment* * *CEI EN 50065-1 Signaling on low voltage electrical installations in the frequency range 3kHz to 148,5 kHz – Part 1* * *CEI EN 55022 Information technology equipment – Radio disturbance characteristics – Limits and methods of measurement* * *CEI EN 55024 Information technology equipment. Immunity characteristics. Limits and methods of measurement* * *CEI EN 62054 – 21 Particular requirements for time switches – Part 21* * *CEI EN 50364: Limitation of human exposure to electromagnetic fields from devices operating in the frequency range 0 Hz to 300 GHz, used in Electronic Article Surveillance (EAS), Radio Frequency Identification (RFID) and similar applications* * *ETSI EN 300 330 (v 2.1.1): Short Range Devices (SRD); Radio equipment in the frequency range 9 kHz to 25 MHz and inductive loop systems in the frequency range 9 kHz to 30 MHz; Harmonised Standard covering the essential requirements of article 3.2 of Directive 2014/53/EU* * *ETSI EN 301 489-3: ElectroMagnetic Compatibility (EMC) standard for radio equipment and services; Part 3: Specific conditions for Short-Range Devices (SRD) operating on frequencies between 9 kHz and 246 GHz; Harmonised standard covering the essential requirements of article 3.1(b) of Directive 2014/53/EU* * *European Directive 2014/30/EU (Electromagnetic Compatibility – EMC)* * *European Directive 2014/35/EU (Low Voltage Directive – LVD)* * *European Directive 2014/53/EU (Radio Equipment Directive – RED)* |
| 2 | Página 7 – 5. RF Module | *“5. RF Module*  *The Optional RF module ensures bidirectional communication with other devices that support RF communication. This unit is designed for operating in 169 Mhz band with the Wireless M-Bus protocol (EN 13757 Mode N) embedded. It has to provide up to 27 dBm ERP level, with an RF sensitivity at least of -105 dBm.”* |
| 3 | Páginas 9-12 – 7. LVM Concentrator | *"7. LVM Concentrator*  *The concentrator is a unit of the AMI system for low voltage users.*  *It’s the main node (gateway) for communications with the Smart Meters connected to the same network feed by the transformer powering the concentrator as well.*  *The LVM (see Figure 1) then carries out communication (to and from the LV nodes), which relate to the conveying and the management of the information, the management of the communication network and the AMI functions of remote nodes afferent to LV customers - carried out by the Central System (AMM) on Smart Meters that populate each “electricity island”.*  *Diagram  Description automatically generated*  *[…]*  *The most relevant functionalities are summarized below:*   * *Clock-Calendar function for functional execution, consequently an RTC circuit with accuracy 0.5 s/day in standard condition (see CEI EN 62054-21)* * *Battery back-up element is be coupled to the RTC block to keep the RTC working for at least years when LVM is on the shelf* * *Battery back-up allows logging anti-tampering events as well.* * *The equipment has some local indicators (LEDs or equivalent) to show some status conditions and working information (the detail shall be defined in cooperation with the designer).* * *The Optional GSM/GPRS/3G/4G module has some local indicators (LEDs or equivalents) to show some status conditions and working information (the detail shall be defined in cooperation with the designer).* * *Optional RF Module used to communicate with other nodes RF (eg. Gas meter)* * *Local Optical Interface (IEC 62056-21 mode E or IEC 61107)* * *2 Ethernet Ports (10M / 100M)* * *Tampering: Detection of separation between terminal cover and case* * *Diagnostic: Self-diagnostic of the main functions* * *Other functionalities:*   + *Automatic management of daylight saving time and leap year*   + *Local and remote programming*   + *Time zone* * *Possibility to communicate on power line with different modulation, FSK and BPSK and different protocols, like Meters and More or DLMS/COSEM* * *Handling of the nodes subtended to the low voltage network (optionally through RF as backup channel)”* |
| 4 | Página 4 /18 | 1. SCOPE  This document shows the main technical characteristics of Low Voltage Manager (LVM), overvoltage Category IV data concentrator. It is used for mass market electricity and/or GAS meter reading systems.  This device is designed for indoor installation (MV/LV substation). For outdoor or pole installation a suitable enclosure must be adopted. Each LVM concentrator communicates with the control server via public telecommunication networks (GSM, GPRS, PSTN, etc.) and by DLC communication with smart meters (for further information see section 4) . When it is used in GAS meter reading systems, LVM communicates with GAS meters through RF communications. An optical ZVEI port interface is provided for local connection with HHU terminals. The apparatus has to operate on both 400Vac@50Hz (3 x 230Vac) and 220Vac@50Hz (3 x 127Vac) electric power networks. The device includes a back up supply that allows a configurable emergency call in case of mains failure. |

#### ID INODU-111

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **ID: INODU-111**  **(Asunto: Mantenimiento de Concentrador de Datos)** | | |
| N° | Página(s) | Extracto |
| 1 | Página 2 | *1. OBJETIVOS Y ALCANCE DEL DOCUMENTO*  *Este Procedimiento Organizativo define los roles y responsabilidades para realizar el mantenimiento de concentradores*  *Este documento aplica a Network Operation and Maintenance Chile.*  *De conformidad con cualquier ley, regulación y normas de gobierno corporativo aplicables, incluyendo cualquier disposición relacionada con el mercado de valores o de separación de actividades que, en cualquier caso, prevalecen sobre las disposiciones contenidas en el presente documento.* |
| 2 | Página 4 | *7. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO*  *El proceso de mantenimiento de un concentrador de datos en la red de distribución eléctrica, considera los siguientes Subprocesos:*  *A picture containing text  Description automatically generated*  *1) Verificación de concentradores con fallas de comunicación desde el sistema central y/o de operación: Contempla la validación y análisis de los casos de concentradores que:*  *a. Pierden comunicación remota hacia el sistema central*  *b. Desconexión de fase o neutro.*  *c. Inconsistencia en la base de datos carga en el sistema central.*  *d. Perdida de alcanzabilidad de Unidad de Medida (para los porcesos de comisionamiento, lectura, ordenes de trabajo remoto, etc).*  *2) Resolución en terreno de fallas de concentradores: Contempla las acciones correctivas de mantenimiento en terreno de los concentradores con fallas, a través de los cambios de componentes, chequeo de la zona y posteriores validaciones de comunicación hacia el sistema central y los medidores, respectivamente*  *3) Validación de comunicación del concentrador: Contempla las verificaciones sobre la consistencia de comunicación de los concentradores hacia el sistema central SMMePLUS.*  *4) Cierre de orden de mantenimiento: Se gestiona posterior al mantenimiento, luego de asegurar la efectividad de comunicación con el concentrador de datos.* |

### Router

#### ID INODU-22

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **ID: INODU-22**  **(e-distrib 4G Router requirements LVM ethernet NT0362 II)** | | |
| N° | Página(s) | Extracto |
| 1 | Página 4 - Router / LVM | “2. LVM-system connection through a 4G router  The 4G router is equipped with a SIM which allows its connection to a Radius server which must assign a single IP address (on the WAN side) for each 4G router (this will identify the LVM to the management system).  During the authentication, the Radius server will also pass to the router the DNS address in order to map the server names used by the LVM to the numeric address.  As the connection is made through static IP address, both LVM and router must not implement a DHCP so that they will both have a static IP address such as 192.168.1.1 for the router to the ethernet port and 192.168.1.2 for the LVM. In this way the LVM will have an address belonging to the same sub-network of the router.  The LVM’s default gateway address will be the address of the router where it is connected to (in the previous example 192.168.1.1); in this way the router will resolve the name of the servers coming from the LVM by the DNS address received from the Radius server during the authentication.” |

#### ID INODU-23

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **ID: INODU-23**  **(APKAPPA Manuale Router 4G APR410 Rev 1.0 13/09/2019)** | | |
| N° | Página(s) | Extracto |
| 1 |  | Página - Manual del Router, información sobre conexiones WAN. |

#### ID INODU-24

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **ID: INODU-24**  **(Teltonika RUT955)** | | |
| N° | Página(s) | Extracto |
| 1 | Datasheet RUT955 – Página 3 Ethernet: | Table  Description automatically generated |
| 2 | Datasheet RUT955 – Página 2 Hardware | Diagram  Description automatically generated |
| 3 | Datasheet RUT955 – Página 6 Physical interfaces | Application, table  Description automatically generated |
| 4 | Página 7 - Estándares | Table  Description automatically generated |

#### ID INODU-25

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **ID: INODU-25**  **(Teltonika User Manual RUT955 LTERouter)** | | |
| N° | Página(s) | Extracto |
| 1 |  | Manual del Router, información sobre conexiones WAN. |
| 2 | Página 16 – Powering options | Graphical user interface, application  Description automatically generated |

## SGO

### EPlus

#### ID: INODU-88

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
|  | **ID: INODU-88;108;109 (Es el mismo archivo)**  **(HES - ePlus Mobile - User Manual (1/10/2020**  **))** | |
| N° | Página(s) | Extracto |
| 1 | Página 3 | 1. Introduction  The ePlusMobile allows complete control of all procedures related to Meters mobile control and management, particularly:  - Reading  - Detachment  - Reconnection  - Meter Prepay Configuration  - Meter Credit Read  - Load Profile  And  - Meter Credit Charge  - Change ( allows to modify Tariff and / or Contract Change)  Table  Description automatically generated |
| 2 | Página 10-12 | 5. Trabajo: +NUEVO  […]  After you can check on SMM ePlus, in the report "Last current reading for meters" the work that has been done  Graphical user interface, application  Description automatically generated |
|  |  |  |

### SMMePlus

#### ID: INODU-91

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
|  | **ID: INODU-91**  **(10.SMM ePlus - Requirements - Integration 2.4.pdf)** | |
| N° | Página(s) | Extracto |
| 1 | Página 1 | 3. Architecture  The SMM ePlus Integration Layer is based on SOAP Web Services and following standard IEC 61968-9.  An external system could consume the web service with the following advantages:  • External System can decide when to consume the web service.  • External System can require data when it needs it.  • Integration is simpler because SMM ePlus doesn’t require to know the architecture or wsdl of the External System.  SMM ePlus could export data and events consuming an external system designed using the standard IEC 61968-9.  The following schemas describe the interaction between an external MDM/System and SMM ePlus.  Provisioning and devices management:  Diagram  Description automatically generated with medium confidence |

#### ID: INODU-92

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
|  | **ID: INODU-92**  **(11.SMMePlus - DailyClosure acquisition process v1.0.pdf)** | |
| N° | Página(s) | Extracto |
| 1 | Página 5 | 2. Devices Configuration  2.1. Concentrator configuration  The n2pload procedure of concentrators is in charge of collecting load profiles and daily closures from commissioned meters. |

#### ID: INODU-93

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
|  | **ID: INODU-93**  **(12.SMMePlus - Measurands collection v1.0.pdf)** | |
| N° | Página(s) | Extracto |
| 1 | Página 8 | **3.2. Measurand registries**  Table  Description automatically generated  Table  Description automatically generated |
| 2 | Página 16 | 5.3. CIM Code  As listed in “SMM ePlus - Requirements - Integration” document, here are the CIM Code related to measurand registers.  Table  Description automatically generated with medium confidence  Graphical user interface, text, application  Description automatically generated |
| 3 | Página 11 | 4. Measurand profile configuration  4.1. Meter  When a meter is commissioned, SMMePlus system executes the “Meter Tech Configuration” process. Through this process, the meter is synchronized, configured and the firmware version is read.  This process writes in the meter the measurands that have been defined in the measurand profile.  4.2. Concentrator  After the “Meter Tech Configuration” process, the “Meter Tech Configuration on Concentrator” process is executed for each commissioned meter.  This process selects in CE Table of the concentrator the measurands registers that the concentrator must collect from the meter.  When the “Meter Tech Configuration” and the “Meter Tech Configuration on Concentrator” processes are completed, in “Meter In Field” report it’s possible to see current configuration. |

#### ID: INODU-94

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
|  | **ID: INODU-94**  **(13.SMM ePlus - Prepayment Support v2.0.pdf)** | |
| N° | Página(s) | Extracto |
| 1 | Página |  |

#### ID: INODU-95

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
|  | **ID: INODU-95**  **(14.SMMePlus - Users and sessions v1.1.pdf)** | |
| N° | Página(s) | Extracto |
| 1 | Página 4 | 2. Users management  SMMePlus authentication is managed internally.  The system has these concepts:  - User  - User Group  - Permissions  Each user can be in one group only.  Each group can have one or more permissions associated.  Inside the system, there are three levels of users:  - Main administrator  - Administrator  - Basic user  The Main Administrator is the administrator of the environment.  It creates companies and administrators of the company.  It is the only one that can unlock new users.  The administrator is in charge of managing groups and users of its company.  It can also operate on the system.  The user can operate on the system, based on permissions associated to its group. |
| 2 | Página 4 | 2.2. Password  The password of the user must respect following requirements:  - length >= 8  - complexity: >= 3 different kind of characters (upper character, lower character, number, special character)  In addition, the SMMePlus system will provide:  - check on password history when changing password (last 5 used password not permitted)  - 1 day minimum duration (not possibile to change the password more than once per day)  - 5 minutes wait time after 5 failed login  - password expiration after 90 days  - maximum inactivity 6 months (after 6 months the account is locked) |
| 3 | Página 5 | 2.3. Session  The session on SMMePlus website respects following requirements:  - session expiration after 1 hour  - multisession is not allowed (the same user can’t be logged twice at the same time) |

#### ID: INODU-96

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
|  | **ID: INODU-96**  **(16.SMM ePlus - Last Gasp Support v2.0.pdf)** | |
| N° | Página(s) | Extracto |
| 1 | Página |  |

#### ID: INODU-97

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
|  | **ID: INODU-97**  **(17.SMM ePlus - Wake up Support.pdf)** | |
| N° | Página(s) | Extracto |
| 1 | Página |  |

#### ID: INODU-98

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
|  | **ID: INODU-98**  **(2.SMMePlus - Homologation v.1.5\_Final.pdf)** | |
| N° | Página(s) | Extracto |
| 1 | Página 5 -7 | 2. Especificación técnica de Sistema de Gestión y Operación  The HES has in its internal database the list of meters and POD (Point of Deliver). The provisioning of these information can be done from web site (one by one and massively) and via integration (automatically).  A screenshot of a computer  Description automatically generated with medium confidence  On website specific reports that allows to see the list and the status of meters and PODs are available.  Each POD is identified from a specific address and specific coordinates (latitude and longitude) in order to show exact position on the map.  It’s possible to create, update and delete the associations between meters and PODs.  These operations can be done from web site (one by one and massively) and via integration (automatically).  There are specific reports regarding the relationship between meters and PODs.  The relationship between the meter and the concentrator is managed by The HES: the association is usually done automatically when a meter is discovered by the concentrator, but can also be modified manually.  In addition, automatic csv are extracted every day.  When an association is done, the concentrator tries to recruit the meter; this operation can be automatic or manual.  If this recruitment is completed successfully, the system automatically creates two configuration activities:  1- The first is the technical configuration of the meter: clock synchronization, daylight saving time configuration, load profile interval, switch from public meter keys to private keys.  2- The second is the technical configuration of the meter inside the concentrator: the concentrator needs to know which load profile and readings collect for that meter.  When this flow is completed, the meter is automatically read by concentrator several times per day (depending on system configuration).  Meters can be read and manages remotely (if recruited by a concentrator) or locally, using Android application. |
| 2 | Página 8 | 2.1. Collected information  All the information collected by the system are shared with local integration system that is in charge of the storage. Each information is exported with the identification of the device, the timestamp and an attribute indicating the kind of information.  The exported information are:  - Pushed on cloud queues that can be consumed  - Appended on daily csv files  The share of information is described in SMMePlus - Architecture v4.0 document in section 2.5. SMMePlus Integration Service application.  The kind of information collected by the system are:  - Events  o Massive events are exported.  - Readings  o Statistic information are saved in internal database.  o Last current period reading for active energy for each meter is saved.  o Massive readings are exported.  - Load profiles  o Statistic information are saved in internal database.  o Massive load profiles are exported.  - Alarms  o Massive alarms are exported.  - Voltage variation  o Massive voltage variation are exported.  - Voltage interruption  o Last interruption values per each meter are saved internally.  o Massive voltage interruption are exported.  - Measurands  o Statistic information are saved in internal database.  o Massive measurands are exported. |
| 3 | Página 18 | 2.4. Features  This is the complete list of features of the system:  - Concentrator technical configuration.  - Concentrator syncronization (at the end of each activity).  - Concentrator status word collection (at the end of each activity).  - Concentrator firmware update.  - Custom script execution on concentrators.  - DST configuration on concentrator.  - Concentrator Mutual Authentication configuration.  - Concentrator Repeater table reading.  - Load profile collection.  - Daily Closure collection.  - Voltage variation collection.  - Voltage interruption collection.  - Measurands collection.  - Autodiscovery results collection.  - Meter technical configuration.  - Meter syncronization.  - Meter autodiagnostic (reset and read status word).  - Commercial meter workorders:   Reading (local and remote)   Maximum power reading.   Detachment (local and remote).   Reconnection (local and remote).   Reduction (local and remote).  Tariff/contract configuration (no possibility to create new tariffs/contracts in the system yet).  - Prepayment management:   Prepay configuration / disable (local and remote).   Credit charge/reduction workorder (local and remote).   Credit read workorder (local and remote).   Automatic credit and alarms through CEData.  - Custom script execution on meters.  - DST configuration on meter.  - Meter firmware update.  - Meter status word collection during commercial workorder, daily closure and load profile collection.  - Daily report extractions (collected data and alarms).  - Concentrator wake up listener  - Last Gasp concentrator listener  - Last Gasp meter listener |
| 4 | Página 20 | 3. Especificación técnica de Sistema de Seguridad  3.1. Meter and concentrator keys  When commissioning is completed, the “meter technical configuration” activity switches the meter keys from public to private ones. Concentrator keeps the keys of recruited meters in its database.  The couple of keys of meters and concentrators are unique.  Meter and concentrator keys are stored encrypted in internal database.  3.2. Logs  In relation with logs of activities, there are several types of information:  Website:  - Each website logs activities in a text file per each day.  - These files are saved in the same FTP folder of the web site and are never deleted.  - To access the FTP it’s required the username and the password.  Backend:  - The services in backend logs in text files in the file system of the servers.  - These logs are used in case of specific analysis, usually if an activity has some problems in execution.  - To access these logs it’s necessary to have local access to servers of the cluster.  Database:  - As described Infrastructure document, SQL Auditing feature is enabled and writes on Azure Storage Explorer the logs of queries and stored procedure, success and failed log in.  Report:  - In The HES website, reports are used to check results of activities in the system. |
| 5 | Página 22 | 3.3. Data Integrity  In relation with collected information, data are immediately pushed to cloud queues and can’t be modified from the user. |
| 6 | Página 22 | 3.4. Data Confidentiality  The website is accessible from Enel network and csv files provided by the system can be accessed using a connection string.  Certificates are necessary for deployment operations.  3.5. User permissions  Graphical user interface, text, application  Description automatically generated |
| 7 | Página 23 | 4. Especificación técnica de Sistema de Sincronización Horaria  4.1. Meters  When a meter is recruited by a concentrator, the concentrator is in charge of meter synchronization.  In addition, the system provides the possibility to force the concentrator to synchronize the meter using the concentrator own time.  This technical meter workorder is called “Meter Synchonization” and can be generated in two ways:  1) The user, through the website, manually generate the activity  2) The system receives a specific alarm regarding clock not-synchronized and automatically generate the activity (this feature can be enabled or disabled).  A picture containing diagram  Description automatically generated |
| 8 | Página 24 | 4. Especificación técnica de Sistema de Sincronización Horaria  4.2. Concentrators  The concentrator is synchronized by the system at every connection. Connections consist of:  1) Scheduled operations, executed automatically by the system.  2) On demand operations, executed by the user through the website on concentrator and meter.  3) On demand operations, required via integration by integrated system.  A picture containing timeline  Description automatically generated  The servers hosting the services of the system are not configured with local time. The servers are configured with UTC time and the system is in charge of the conversion from UTC to local time before executing the synchronization activity.  NTP protocol is used by “Windows Time” service that is running on each SMMePlus server and maintains time and date synchronization.  In the system database, two tables are in charge of storing timezone values:  1. Timezone table.  2. Daylight Saving Time table. |
| 9 | Página 26 | 6. Especificación técnica de DB para Operador de Datos  http://confluence.enelint.global/display/STARBEAT/Product+Catalogue+-+STAR+BEAT  http://confluence.enelint.global/display/STARBEAT/IN+-+StarBeat |
| 10 | Página 27 | **7. Especificación técnica de Interfaces para Interoperabilidad (relativa a la Plataforma y medios de comunicación)**  Diagram  Description automatically generated  7.1. I0  Permissions are not defined at interface level, but, for each kind of activity, it’s possible to give/remove permissions to users. The mobile application of The HES manages local activities with meters, but doesn't manage local activities on concentrators yet.  7.2. I1  It’s possible to see values from the display of the meter.  7.3. I4  The system can access concentrator with or without specific authentication and can send read or write commands.  7.4. I5  The database of the HES can be consulted using the reports available on website and the daily extractions.  7.5. I6  Data collected by The HES are pushed on Event Hub queues (Microsoft Azure) that are shared with distribution company. The integration service of local country has the key for connecting with the Event Hub with read-only permissions.  The data collected by The HES are also pushed on csv files, shared with local country using a cloud storage that, now, are accessed with a connection string that allows read and write control.  In order to specify read or write permission the “Shared access signature” property of Azure Storage Account could be used.  In the other direction (from local systems to The HES), The HES exposes a service in the intranet that is used to provision information and request activities.  7.6. I7  Reports of the website uses the read-only replica of database.  7.7. I8  A specific table of read-only replica database is accessible from Stakeholders.  7.8. I9  Reports of the website uses the read-only replica of database.  7.9. I10  A specific table of read-only replica database is accessible from Stakeholders. |
| 11 |  | 8. Especificación Técnica de Almacén de Datos y Reportes  The HES provides reports in three ways:  8.1. Website  Diagram  Description automatically generated  On website several reports are available and are always updated. The description of reports available on website is described in **SMMePlus\_UserManual v1.35** in section **9 Report.**  8.2. Daily csv  Diagram  Description automatically generated  8.2.1. Daily extraction from read-only database  Csv files are extracted usually once a day from read-only database and contains massive information for all managed devices. The available reports are regarding:  - Activities in progress and completed.  - Detachment and reconnection executed.  - Meters status.  o Reachability.  o Collection of information.  o Configuration.  - Concentrator status.  o Reachability.  o Configuration.  o Scheduled activities execution.  o Aggregated statistics for recruited meters.  The detailed description of csv extraction is described in SMMePlus - Architecture v4.0 in section 2.5.1.1. CSV file.  8.2.2. Daily files from integration  SMMePlus Integration Service is the component in charge of integration between SMMePlus and External Systems.  As described in SMMePlus - Architecture v4.0 in section 2.5. SMMePlus Integration Service application, the SMMePlus integration service creates every day one or more csv files containing:  - Readings.  - Load profile.  - Voltage Variation.  - Events and alarms.  - Measurands (currently developing).  - Voltage Interruptions (currently developing).  BD repository  The BD repository have all the information about the readings, alarms, load profile and POD information.  Until now, following views are available for Business for a direct consultation. Views are on a read-only database and can’t be modified.  Chile\_COMMWorkOrderCompletedWithUser  Gives information about commercial workorder that have been created though the website of the system.  Chile\_COMMWorkOrderMobileCompletedWithUser  Gives information about commercial workorder that have been executed locally on the meter using the mobile application.  Chile\_COMMWorkOrderPendingWithUser  Gives information about commercial workorder that have been created though the website of the system and are not completed yet.  Chile\_TECHWorkCompletedWithUser  Gives information about on-demand activities sent to concentrator and already completed. This report includes activities related to concentrator and related to meters.  Chile\_TECHWorkOrderCompletedWithUser  Gives information about remote activities executed on meters. This report includes commercial and technical read/write operations, requested from website, from external system or automatically generated.  Chile\_TECHWorkOrderMobileCompletedWithUser  Gives information about technical workorder that have been executed locally on the meter using the mobile application.  Chile\_TECHWorkOrderPendingWithUser  Gives information about remote activities on meters not completed yet. This report includes commercial and technical read/write operations, requested from website, from external system or automatically generated.  8.3. Local database  The SMMePlus integration service pushes all collected information on cloud queues that are consumed by local services.  Diagram  Description automatically generated  The integration provided by the system is described in:  - SMMePlus - Architecture v4.0 in section 2.5.1.2. External Event Hubs  - SMMePlus - Requirements - Integration 2.4 |
| 12 | Página 15 | 2.3. Alarms  2.3.1. Meters  Meters alarms are collected in several ways, on demand and automatically:  - During every commercial workorder, requested via website or though integration.  - During “meter autodiagnostic” technical workorder, available on website.  - During load profile and daily closure collection: the system gets the value of meter status words collected by concentrator during last n2pload procedure.  A picture containing table  Description automatically generated  Each alarm can generate a specific events, containing the identification of device, the identification of the alarm and the timestamp.  The system provide the possibility to configure the alarms that has to generate the events and alarms that hasn’t to generate the events.  This is the list of alarms that can be generated in current version of the system regarding meters.  Graphical user interface, text, application, email  Description automatically generated  Text, table  Description automatically generated  2.3.2. Concentrators  Every time the system connects to a concentrator, the alarms are collected and saved in database. It’s possible to consult last concentrator status word value in “Concentrator in Field” report available on website.  For concentrator status word no event is exported, but the analysis of most important active alarms can  be found in daily csv “ConcentratorStatusWordAnalyzedReport\_yyyy-mm-dd”.csv |
| 13 | Página 12-13 | 2.2. Reachability  Since often meters and concentrators are not reachable for the 100% of the time, the system uses a dedicated counter, called “nrn” in order to manage the reachability of concentrators and meters.  - The counter is incremented every time the device can’t be reached  - When the “nrn” exceeded a specific value, the device is declared “not reachable”.  2.2.1. Concentrators  For concentrators, the system usually executes:  - 3/4 times per day the Daily Closure collection scheduled activity.  - 3/4 times per day the load profile collection scheduled activity.  - 2/3 times per day the measurands collection scheduled activity.  - 1 time per day the CEData collection scheduled activity.  - 1 time per day the Autodiscovery results collection scheduled activity.  - 2/3 times per week the Autodiscovery Repeater collection scheduled activity.  - On demand activities (configurations, work orders...).  Every time the system tries to contact the concentrator and the connection fails, the nrn is incremented.  Every time the system tries to contact the concentrator and the connection succeeds, the nrn is reset to 0.  When the nrn value exceeded the maximum value defined in settings (visible in setting section of the website and usually set as 40), the system changes the “is reachable” flag to FALSE.  Is behavior has been implemented because usually concentrators are not reachable every hour of the day. We set a concentrator as unreachable when the connectivity problems persist.  2.2.2. Meters  For meters, the system executes:  - On demand activities (configurations, workorders…).  - Collection of information through scheduled activities of concentrators.  Every time the system tries to contact the meter and the connection fails, the nrn is incremented.  Every time the system tries to contact the meter and the connection succeeds, the nrn is reset to 0.  In addition, when the system analyzes the result of scheduled activities, the system checks if the data provided by concentrator for that meter has already been collected. If the answer is yes (last time the concentrator has given me the same information) it means that the meter hasn’t been reached by the concentrator. So the nrn is incremented also in this case.  When the nrn value exceeded the maximum value defined in settings (visible in setting section of the website and usually set as 40), the system changes the “is reachable” flag to FALSE.  2.2.3. Event  When a meter or a concentrator changes their reachability status, the system generates a specific event. The event contains the identification of the device, the timestamp and the kind of event.  Events are immediately pushed on the could queues and are appended to daily csv.  3.1.0.49 Meter Reachable  3.1.0.85 Meter Unreachable  2.2.4. Report  The information about the devices reachability can be see in reports available on the website (real time updated) and on daily csv extractions.  In “Concentrator in field” report it’s possible to see concentrator information. |
| 14 |  |  |
|  |  |  |
|  |  |  |

#### ID: INODU-99

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
|  | **ID: INODU-99**  **(22.SMMePlus - Meter Outage Check.pdf)** | |
| N° | Página(s) | Extracto |
| 1 | Página 7 |  |
|  |  |  |
|  |  |  |
|  |  |  |

#### ID: INODU-100

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
|  | **ID: INODU-100**  **(3.1SMMePlus\_UserManual\_vers.1.37.4.pdf)** | |
| N° | Página(s) | Extracto |
| 1 | Página 7 | 1. Introduction  The SMM ePlus allows complete control of all procedures related to Meters remote control and management, particularly:  - Device installation and configuration  - Management and verification operations  - Work Order generation and management  - Maintenance  - Reporting  The SMM ePlus is completely scalable and allow the integration with external System using web services. |
| 2 | Página 46-58 | Índice:  Table  Description automatically generated |
| 3 | Página 71-81 | Table  Description automatically generated |
| 4 | Página 172-173 | 8.17. Update concentrator firmware  On ePlus there’s a chance of associate a concentrator to a specific firmware version. To do so, access the page “Update concentrator firmware” located in Technical Area  Operation  Concentrator Operations.  User is required to filter by company and concentrator’s name/version (or choose “all” to list all of the concentrators).  Results are shown in a grid, each row contains details + flag column for selected/deselected items + lens button to expose more concentrators’ details.  At the moment when the user selects one or more concentrators, a new grid with available firmware versions appears next to the first one  Graphical user interface, application  Description automatically generated  To create association between concentrator - only the ones with “is updating sw” column = false are eligible - and a firmware version it’s necessary to select a concentrator firmware version and then click “Update concentrator software version” button:  Graphical user interface, table  Description automatically generated |
| 5 | Página 221-222 | 9.7. Readings Reports  It needs to select a Company in the filter below:  Graphical user interface, text, application  Description automatically generated  Last current reading report  Selecting the Last current reading report it’s possible to see the last current period reading collected for each meter.  Graphical user interface, application, table  Description automatically generated |
| 6 | 173-174 | 8.18. Upload meter firmware  Not yet released  The feature is being implemented to upload a meter firmware version, selected by user, to one or more specific concentrator and then to a set (or subset) of specific meters related to selected concentrator(s).  It consists in two phases:  - The first phase, the upload on concentrator’s file system, is described below;  - The second phase, passing firmware from concentrator to meters, has not yet been implemented  On ePlus the page can be accessed by navigating on Technical Area  Operation  Concentrator Operations  Upload meter firmware  It is necessary to select a company and click on lens icon, after that two grids appear on screen: the one on the left contains a list of initialized concentrators, the one on the right lists all available firmware versions:  Graphical user interface, application  Description automatically generated  By that time, the user can select one or more concentrator from the first grid and a specific firmware release on the second grid; in that moment a button with label “Upload meter firmware” appears and needs to be pressed in order to generate the workorder  Graphical user interface, application  Description automatically generated |

#### ID: INODU-101

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
|  | **ID: INODU-101**  **(6.SMMePlus Interfaces Diagram\_v2\_original.pdf)** | |
| N° | Página(s) | Extracto |
| 1 | Página 1 | Diagram  Description automatically generated |
| 2 | Página 2 | Diagram  Description automatically generated |

#### ID: INODU-102

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
|  | **ID: INODU-102**  **(8.SMMePlus - Architecture v4.0.pdf)** | |
| N° | Página(s) | Extracto |
| 1 | Página 6 | Diagram  Description automatically generated  […]  **2.3.4. Devices**  Single thread execution services that are in charge of talking with concentrators.  There is 1 device for 1 concentrator. |
| 2 | Página 5 | 2. Architecture  2.1. Introduction  SMMePlus system is a Service Fabric Application backed by several virtual servers that form a Service Fabric Cluster. This set of virtual machines hosts microservices and Service Fabric Runtime.  Availability and efficiency are granted by replication of service’s state and distribution of replicas among different machines.  More information about Service Fabric are available at https://docs.microsoft.com/en-us/azure/service-fabric/.  2.2. Big Picture  SMMePlus system is composed of:  - SMMePlus application  - TLogManager application  - SMMePlus Integration Service application  - SMMePlus Web site  - SMMePlus Mobile application  Diagram  Description automatically generated |
| 3 | Página 6 | **2.3. SMMePlus application**  Diagram  Description automatically generated  SMMePlus application is composed of:  1. Jobs Manager  2. Worker Services  3. Internal Clients  4. Devices  **2.3.1. Jobs Manager**  A dedicated service that:  1. Received jobs that have to be executed and put them in High Priority queue or Normal Priority queue.  2. Locate Worker Services and send the jobs to execute.  **2.3.2. Worker Service**  A dedicated service that:  1. Manages a specific kind of job (Meter Reading, N2Pload, Initialization, ...).  2. Receives jobs to execute from Jobs Manager.  3. Has all information of jobs in queue and jobs in executions in its state.  4. Sends collected information (readings, load profiles, …) to TLogManager application  **2.3.3. Internal Clients**  Services dedicated to a specific operation.  One of internal clients is WorkManager. This service looks on database if there are new activities to execute and send them to JobsManager.  **2.3.4. Devices**  Single thread execution services that are in charge of talking with concentrators.  There is 1 device for 1 concentrator. |
| 4 | Página 21 | 2.5.2. Receive provisioning and requests  SMMePlus Integration service exposes a WCF service that is called from external systems to provision information about manufacturing and installations and to request detachments, reconnections and readings.  The diagram below shows provisioning and devices management.  A picture containing table  Description automatically generated  2.5.2.1. Provisioning  The method involved are:  - MeterConfig: it is used to provision meters  - UsagePointLocationConfig: it is used to provision usagepoints (pods)  Installation  The method involved is MasterDataLinkageConfig.  It is used to communicate the association or disassociation between Meter and UsagePoint using the related identifiers  2.5.2.2. Work Orders  The methods involved are:  - MasterDataLinkageConfig: it is used to communicate the association or disassociation between Meter and Contract Profile, Contract State and Tariff Profile. (Contract Change Work Order)  - OnDemandMeterReadings: it is used to request a synchronous spot reading to the meter. (Reading Work Order)  - EndDeviceControl: it used to request a disconnection, connection or power reduction to the meter. (Disconnection, Connection, Reduction Work Orders)  When requested workders are completed, a High Priority event is pushed on High Priority Event Hub. |
| 5 | Página 9 | 2.5. SMMePlus Integration Service application  SMMePlus Integration Service is the component in charge of integration between SMMePlus and External Systems:  - It makes collected registries available for business processes.  - It received provisioning of information and requests of workorder  Diagram  Description automatically generated  SMMePlus Integration follows standard IEC 61968-9. In this way integration is simple because SMM ePlus doesn’t require to know the architecture or wsdl of the External System.  2.5.1. Push of data  The service listens to the internal Event Hubs for new data and:  - creates a csv file for each day for readings, daily closures and samples  - pushes data on external Event Hubs so that external services can download them asynchronously  2.5.1.1. CSV file  Each country can access to a dedicated Azure File Storage on which SMMePlus Integration service saves the generated csv files. Storages can be accessed only using a connection string.  […]  2.5.1.2. External Event Hubs  Latest version of SMMePlus Integration Service pushes collected data (DC, samples, events) on an Azure Event Hub stream that can be accessed used a private key.  The Integration service of the client “listens” to this stream in order to download new information as soon as they’re available.  The payload pushed on Event Hub follows CIM standard. |

#### ID: INODU-103

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
|  | **ID: INODU-103**  **(9.SMMePlus - Infrastructure - Homologation Chile.pdf)** | |
| N° | Página(s) | Extracto |
| 1 | Página 6 | 2.2. Database  2.2.1. Type  The database of SMMePlus are SQL Azure (DB as a Service)  https://docs.microsoft.com/en-us/azure/sql-database/sql-database-technical-overview  The database doesn’t store all the commercial information.  Only few commercial information (last reading and last credit for each meter) are kept in database for being shown in report. |
| 2 | Página 6 | 2.2.2. Azure SQL Autiding  On production server (smmeplus-db-sa-server.database.windows.net) the Auditing feature is enabled with default policy. The default auditing policy includes all actions and the following set of action groups, which will audit all the queries and stored procedures executed against the database, as well as successful and failed logins:  •BATCH\_COMPLETED\_GROUP  •SUCCESSFUL\_DATABASE\_AUTHENTICATION\_GROUP  • FAILED\_DATABASE\_AUTHENTICATION\_GROUP  https://docs.microsoft.com/en-us/azure/sql-database/sql-database-auditing  Logs of Audit policy are stored on Azure File Storage, that can be accessed using a connection string.  The files can be downloaded and opened with SQL Server Management Studio.  It’s possible to explore the Audit policy logs also in Azure portal.  Only users configured for accessing the Azure Portal and enabled on subscription |
| 3 | Página 7 | 2.2.3. Backup and restore  SQL Database uses SQL Server technology to create full backups every week, differential backups every 12 hours, and transaction log backups every 5-10 minutes. The backups are stored in RA-GRS storage blobs that are replicated to a paired data center for protection against a data center outage. When you restore a database, the service figures out which full, differential, and transaction log backups need to be restored.  The Point in Time recovery is available for 35 days.  The Long Time recovery is configured as following:  - Weekly backup available for 6 months  - Monthly backup available for 1 year |
| 3 | Página 8 | 2.2.4. Data Encription  Transparent data encryption is enabled.  This feature encrypts databases, backups, and logs.  Here are more details: https://docs.microsoft.com/it-it/azure/sql-database/transparent-data-encryption-azure-sql?view=sql-server-ver15&tabs=azure-portal |
| 4 | Página 9 | 2.3. Website  In UAT and Production environment, the websites are hosted in Azure Application Service Environment.  The Environment is mapped in Enel domain enelint.global and website can be reached only from Enel nework.  https://docs.microsoft.com/it-it/azure/app-service/environment/intro#overview |
| 5 | Página 9 | 2.4. Collected information  As described in SMMePlus – Architecture (Reference [1]), the information collected by SMMePlus are available for local business in two ways:  - csv files for each day for readings, daily closures, load profiles, prepayment information, maximum powers  - pushes data on external Event Hubs so that external services can download them asynchronously  CSV are available on Storage Account. Each storage account contains information of a single company and can be accessed with a connection string.  The Event Hub is a cloud stream on which is it possible to subscribe using a specific consumer identification and key. |
| 6 | Página 11 | 3.4. Report  In SMMePlus website, reports are used to check results of activities in the system.  Here are some information extracted from database.  […]  This information are stored in database.  For accessing database it’s necessary to:  - Have the username and password  - Have the source ip address enabled in firewall |

#### ID: INODU-108

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
|  | **ID: INODU-108**  **(7.PlataformaIntegracion\_SMMC)** | |
| N° | Página(s) | Extracto |
| 1 | Página | 3. Architecture  The SMM ePlus Integration Layer is based on SOAP Web Services and following standard IEC 61968-9.  An external system could consume the web service with the following advantages:  • External System can decide when to consume the web service.  • External System can require data when it needs it.  • Integration is simpler because SMM ePlus doesn’t require to know the architecture or wsdl of the External System.  SMM ePlus could export data and events consuming an external system designed using the standard IEC 61968-9.  The following schemas describe the interaction between an external MDM/System and SMM ePlus.  Provisioning and devices management:  Diagram  Description automatically generated with medium confidence  Work Orders and readings operations:  A picture containing diagram  Description automatically generated  SMM ePlus supports a two-way integration where AMI sends Data and Events to MDM.  In order to have an asynchronous workflow for collected data and events, the SMM ePlus integration service pushed information on a shared cloud stream called Event Hub.  Each Event Hub can be read from one or more consumers.  A consumer only has to subscribe to the stream in order to download the new information as soon as they are available.  Diagram  Description automatically generated  There is a dedicated stream for each kind of data (readings/samples, events/alarms, results fo workorders, ..). |
|  |  |  |
|  |  |  |
|  |  |  |

### Starbeat

#### ID: INODU-104

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
|  | **ID: INODU-104**  **(15.Starbeat\_UserManual\_ver. 4.4.pdf)** | |
| N° | Página(s) | Extracto |
| 1 | Página 9-13 | 4. Equipment Master Data  The operator accesses the menu in order to operate on the equipment master data.  4.1. Installation  The Equipment installation functionality allows the operator to enter meters, communication module, default scheduled activities in the StarBeat Master Data.  The Save button on the bottom of the page becomes enabled when:   all mandatory fields, i.e. the ones marked with an asterisk, are entered, or automatically pre-compiled.   all fields have a valid value  An invalid input is marked with a red border and an error description as a tooltip when the mouse pointer is placed over the field.  Most noticeable fields are the following, however, it should be noted that most of this information can be automatically evaluated by StarBeat:   Installation date: ( automatically proposed/prefilled) the date, with optional Installation Time, the equipment was installed. This field is part of the available search criteria for the equipment search.   POD: a 15 alphanumeric code identifying the Point Of Delivery for the equipment. No logic is performed on this field by the system during the meter acquisition process. This field is part of the available search criteria for the equipment search.   Dist. Company / Geographic area / Geographic zone: country specific categorization of equipment based on geographic location. Available options for the geographic zone depend on the area selected, and available options for area depend on company selected. These fields are part of the available search criteria for the equipment search.   Group: ( automatically proposed/prefilled) defaulted to Group 0, allows the user to categorize equipments in groups from 0 to 5. This field is part of the available search criteria for the equipment search.   Manufacturer S/N (Meter ID 1) and Software meter ID: meter serial number 1/. This field (Software meter ID ) is checked against the one returned by the meter during data acquisition and causes the reading to be marked as warning in case of mismatch. This field is part of the available search criteria for the equipment search.   Reading password: ( automatically proposed/prefilled) password used to open the communication with the meter, used in the data acquisition process.   Writing password: ( automatically proposed/prefilled) password use in the clock synchronization activity.   Multidrop / HDLC / Call via S/N: ( automatically proposed/prefilled) information used by the system to communicate   Main communication (Type / Baud rate / Data bit / Parity bit / Stop bit) automatically proposed/prefilled: type and settings to be used in the communication with the meter during the data acquiring process.   Secondary communication - automatically proposed/prefilled - (Type / Baud rate / Data bit / Parity bit / Stop bit): information only, not used by the system   Phone number / IPv4: parameters used in the communication with the meter during the data acquiring process.   Start reading date: ( automatically proposed/prefilled) start date to be acquired on the first data acquisition   Schedulation enabled: ( automatically proposed/prefilled) if set to NO the equipment will not be acquired by the system   Type of Reading (Load curves): ( automatically proposed/prefilled) sampling interval of the equipment, used in the communication with the meter during the data acquiring process.  […]  4.2 View  […]  4.3 Edit |
| 2 | Página 16 | 6. View readings  The reading view functionality allows the user to view the reading results and the acquired data, if any, the activities types are detailed and displayed by origin of the request and according to other information, that can be used as a filter in order to analyse the meter readings in a punctual point of view.  When the corresponding menu item is selected the equipment search page is shown allowing the user to retrieve the list of existing equipments matching the inputted criteria.  Graphical user interface, table  Description automatically generated |
| 3 | Página 5 | 2. Authentication and authorization  2.1. Accessing the StarBeat Application  The system manages authentications, and, authorizations in cooperation with the Secure Beat system, so the authentication/permissions functionalities that Star Beat manages are closely to what is defined in Secure Beat system.  The macro functionalities managed are as follows:  1. Single Sign-on compliant  2. Integration with Enel LDAP  3. Authentication from external Enel domain  4. Definition of physical user/operators, and, also application/virtual user ( E.g. Digitaly )  5. User Profile association to specific territorial organizations, with different levels of authorization ( Create, View, Edit )  2.2. Authentication to StarBeat system via GUI  The Authentication can be executed, for example:  1) from the operators in the enel domain and in this case authentication will be transparent ( no username and password will be requested by the system )  2) from external Enel domain with enelint.username and password (therefore the operator using starbeat must be registered in the enelint domain )  So in the cases above the operator using Starbeat must be registered in an Enel domain (or in the domain in which the systems are installed), because Kerberos / LDAP, in collaboration with the 'SecureBeat' System, will check if the operator is enabled to operate on the StarBeat product.  When, for example, an enelint user accesses the StarBeat application with a supported web browser a popup opens and prompts for the user credentials. Upon providing valid credentials on “ENELint” domain the user is allowed access to the application. |

#### ID: INODU-105

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
|  | **ID: INODU-105**  **(19.StarBeat\_SoftwareArchitecture\_Rel\_4\_3\_3.pdf)** | |
| N° | Página(s) | Extracto |
| 1 | Página 7-8 | 2.1. StarBeat Sub-System Model  Star Beat System is composed of the following main three subsystems:  - StarGroove  - StarPulse  - StarSync  The functionalities of these three main subsystems are described below.  The logical view of the interactions is resumed here:  Diagram  Description automatically generated  These three subsystems uses:  - service modules (like Configurator, Profiler) by which it is possible:  o to establish authorizations and roles on their functionality  o to configure the parameters of the systems, appropriately  - persistence modules (see StarPulse, StarGroove, StarSync) to interact with DB  Diagram  Description automatically generated  In StarBeat there are other modules for example the Reporting Module, allows the user to filter, view and export the Star Beat data ( master data, readings execution, etc. ) . All these modules are represented and described in the Technical Architectural View ( document/section ).  **2.1.1. StarPulse**  StarPulse subsystem provides all user interfaces ,and, services that enable a back office operator to handle the inventory of meter, and, create manually scheduling Tasks.  It provides administrative interface for enabling an application administrator to change the system parameters. StarPulse contains services that allow external systems of meter management to upload the inventories. Basically it’s a subsystem of presentation interfaces and services.  **2.1.2. StarGroove**  StarGroove subsystem provides all processes for creating automatically GME meter management tasks, and for dispatching these tasks to StarSync subsystem. It’s responsible for processing the responses returned from StarSync and to communicate them to external systems. Basically it’s a subsystem responsible for automatic creation of scheduled Tasks and for processing the returned response massively.  **2.1.3. StarSync**  The StarSync Subsystem takes charge of the activities for meter management created and dispatched by StarGroove or of the spot requests activated by a back office operator in StarPulse ( or via Remote system request ). It uses appropriate driver to submit these request activities to meters and acquire responses.  Basically it’s a subsystem responsible for the communication with the meters for performing the activities submitted by StarGroove and StarPulse.  **2.1.4. Report**  The Reporting module allows the user to filter and view the acquired readings ( eventual errors and warning ), the historical master data, and the telereading communication data; this module is described in the Technical Architectural View ( document/section ). |
| 2 |  | **4. Features and Functionalities View**  The StarBeat System is a Point to Point Advanced Metering Management System for GME Meter , with global scope ( Italy, Spain, Brazil, Peru, Colombia, Chile, Romania, etc.), for this purpose the system is scalable and customized for the different country on which the system will be installed.  **4.1. Product Features, and, Functionalities list**  **A picture containing application  Description automatically generated**  **Table  Description automatically generated**  **Table  Description automatically generated**  **Table  Description automatically generated** |
| 3 |  | **5. Use Case/Activities View**  This section describes the main use cases of the software architecture: these use cases document the main requisites of Star Beat System.  The documentation focus on those cases that represent central aspects of architecture, with particular emphasis to synchronous and asynchronous functionalities.  **5.1. Supported use case types**  Here are described the most relevant use cases in influencing the architecture or the functionalities of the Star Beat System.  Some of these use case types are extended by ,or, included in other use case types. Moreover, use case types can have different levels of abstraction: some may refer to business processes, other can be very technical and low level. |
| 4 | Página 32 | ** Perform the activities of meter belonging to the same multidrop chain using the same communication session**  The system responsible for remote communication with the meters (StarSync) is able to perform the activities related to meters belonging to the same multidrop chain in a unique communication session.  **Performing meter** The system responsible for remote communication with the meters (StarSync) is able to:   Perform Register Readings   Perform Load Profile Readings at specified frequency   Perform meter work order to program the meter   Perform synchronization on Meters.  For performing these activities, StarSync maps the high level commands in appropriate request to Driver.  If an error occurs during the reading, the system must return an appropriate error code.  The acquired data and the result of the activity will be stored in the application data base.  ** Log and trace management**  All the application and communication log are stored in an appropriate data store.  Each specific log can be enabled or disabled by the administration setting console. |
| 5 | Página 14 | **4.3.7. Reports dynamic and customizable**  Star beat system give reports in order to aggregate and analyze data. The reporting sections are customizable ,and, made dynamic thanks to the various filters provided.  The product reports are listed below, and, each report gives access to the respective detailed sub-pages:  1. Equipment Report shows the equipments historical data.  2. Communication Report shows the synthesis of call executed for day, and, to get access to the Error details Report by day and communication channel  3. Telereading contains summary information of the Telereadings volumes , divided by month, and, then by day ( in the detail UI ) .  4. Call Tracing Report the synthesis of call make to executed an activity.  5. Warning Details the warnings occurred in the activities execution.  6. Error Details the errors occurred in the activities execution.  4.3.8. Data Export  SBS provides various features to export the data stored in it, both at the report level and in the most interesting features.  4.3.8.1. Report – Export data  SBS in reporting features provides, through the set filters in the GUI, the possibility to export ( in Excel, Csv, Pdf ) the extracted data.  Catalogue link:  - AD Report Export PDF/CSV/EXCEL  -  4.3.8.2. View Readings – Export Row-Normalized data  SBS in the View Readings feature provides, through the set filters in the GUI, the possibility to export ( in Excel, Csv) the extracted data.  Catalogue link:  - AD Table Data Export |
| 6 | Página 41-42 | **5.2.2. Actors, Use Case Model of StarSync System**  ** StarSync Actors:**  **o Administrative Spot Request from StarPulse**  **o Scheduled Activities from Dispatcher of StarGroove.**  **o StarSync Administrator: is responsible for setting StarSync parameters.**  ** StarSync Use cases:**  ** Handler StarSync Command Use Cases**  **o Send asynchronous commands for a scheduled activity to Meter**  **o Send synchronous commands for an administrative activity to Meter**  **o Send commands to meter**  **o Check free communications**  **o Send commands to meters belonging to the same multidrop chain**  **o Select the correct driver according to the type of meter**  **o Mapping activity request into the request identifiers used in Meter Driver**  **o Add the serial meter reading command to the other commands for verifying Meter identity**  **o Open communication for GPRS Protocol**  **o Select Access Server according to Operator**  **o Open communication to Access Server with authentication for GSM Protocol.**  **o Setting TimeZone Parameters for Synchronization**  **o Call the correct method of the Driver according to the types of command**  **in the activity**  **o Close communication. .**  **o Acquiring the response from Meter Driver.**  **o Put the response into the output Queue**  **o Return response using ejb for administrative request**  **o Application Console Use Cases**  **o Modify and reloading application Property**  **o Display application parameters.**  **o Logging Manager**  **o Trace operations during sending commands to Meter**  **5.2.2.1. Send asynchronous commands for a scheduled activity to Meter UC**  **5.2.2.1.1. Brief Description**  This use case belongs to the StarSync system, Handler StarSync Subsystem.  StarSync can receive synchronous requests from StarPulse.  A StarPulse Operator can require a spot administrative reading on a meter and wait for the response using a Web Interface. This scenario is described in Request of an administrative Spot Reading scenario.  **5.2.2.2. Send asynchronous commands for a scheduled activity**  **5.2.2.3. Brief Description**  This use case belongs to the StarSync system, Handler StarSync Subsystem  StarSync receives asynchronous requests from StarGroove  These are the massive activities generated from scheduler and dispatched from Dispatcher Component of StarGroove to the appropriate StarSync.  **5.2.2.4. Check free communications**  **5.2.2.4.1. Brief Description**  This use case belongs to the StarSync system, Handler StarSync Subsystem  When a Message Driven Bean takes in charge an activity, it has to check if there are free resources  to serve the request. If there are no resources, the activity will be put back in the queue for a retry.  **5.2.2.5. Select Access Server according to Operator Use Case**  **5.2.2.5.1. Brief Description**  This use case belongs to the StarSync system, Handler StarSync Subsystem  When GSM protocol is used, it’s needed to open a socket on a particular ip and port of an Access Server.  A unique couple <IP, PORT> is associated with every operator.  (For GPRS, the choice of Access Server it should be transparent.  In this case it’s needed to open a socket on a particular IP that uniquely identifies the meter inside the APN).  **5.2.2.6. Setting TimeZone Parameter for Synchronization Use Case**  **5.2.2.6.1. Brief Description**  This use case belongs to the StarSync system, Handler StarSync Subsystem.  According to the location of the meter, an appropriate Timezone will be set on Initialization Parameters of the DLMS Driver used by StarSync. The use of appropriate TimeZone is needed because of the different countries on which the Star Beat System will be deployed. Furthermore for the same country (example Spain) it’s possible to have two TimeZones.  **5.2.2.7. Mapping activity request into the request identifiers used in Meter Driver Use Case**  **5.2.2.7.1. Brief Description**  This use case belongs to the StarSync system, Handler StarSync Subsystem  Every activity by StarGroove (request of Load Profile reading, request of registers reading or synchronization) has to be mapped into the identifiers of requests that the Driver uses inside  The Driver uses a configuration file with associations of this type:  <Request id\_request="3" description=" Billing Profile Reading ">  <MeterData class\_id="7" obis\_code="0.0.98.1.0.255" obis\_attribute="2" description="Billing Data" />  </Request>  **5.2.2.8. Put the response into the output Queue Use Case**  **5.2.2.8.1. Brief Description**  This use case belongs to the StarSync system, Handler StarSync Subsystem  StarSync has to be send the acquired responses from Driver to StarPulse/StarGroove.  In the case of Spot Reading, the response is returned using the called remote interface (ejb) .  In the case of Asynchronous activities, the responses is put on a logical queue towards StarGroove.  It will be the Response Handler and the Dispatcher in StarGroove that are responsible for saving the OK/KO results or retries KO readings that not exceed the maximum number.  The relationship between the use cases is shown in the following figure. |
| 7 | Página 15 | 4.3.9. External systems integration  StarBeat can be integrated with the following external systems:  - the centralized master data system (E.g. Heart Beat)  - the measurement master data system ( Exa Beat)  - work planning systems ,or, Mobile component ( Diana / Work Beat)  Diagram  Description automatically generated |
| 8 | Página 13 | 4.3.3. Time Zone management  This function allows StarBeat to utilize different time zones, in order to manage meters physically installed in different location (compared to the telemetering / telemanagement server system) take into account the time zone in which the meters are physically installed, in order to execute the activity. So:   in one system installation, can been inventoried equipments placed in different time zones   the telemetering process manages the meters taking into account the time zones in which they are physically installed.  The Time Zone is a variable present in the:   schedule process;   reading and normalization operations, in addition to the clock synchronization operation; |
| 9 | Página 34 | 5.1.4. The Business Use Cases Scenarios  **5.1.4.1. Send asynchronous activities to meters**  This scenario describes the remote activities to automatically acquire readings from the meter.  In this case the scenario is activated when there are defined scheduling for meter and activities are generated using them. These activities are asynchronously sent to meter.  In the StarGroove system, the activities are generated and sent to StarSync according  1) the most economical operator  2) the technology protocol associated to meter in inventory.  StarSync uses meter driver to send raw commands on meters.  On the acquired readings, there is a check to verify errors on mandatory registers readings (if so, the result of the reading will be KO).  The scenario is described in the figure below.  […]  **5.1.4.3. Send asynchronous activities to meters of the same multidrop chain**  This scenario describes the processing of activities related to a group of meters belonging to the same multidrop chain.  If the are scheduling related to meters belonging to the same multidrop group, they have to be processed by StarSync inside a unique process/Thread.  The Scheduler has to group the activities in this way:  In the body of the message there will be the activities associated to the group of meters.  The message will be identified by a meter of the group, the master meter.  The StarGroove System sends this “group” message to StarSync.  When the Message Driven Bean takes charge of it, the process has to cycle on all the meters, sends the commands and acquire responses.  These responses and their result code (OK/KO) will be returned to StarGroove.  The responses with OK result will be saved in database, while the activities of other meters with KO responses (not exceeding the maximum number of retries) will be part of a new “group” message to send to StarSync.  When the “master” meter will be processed, another meter of the group will became the new master.  There isn’t any particular logic in choosing a meter as master.  It’s sufficient to choose the first meter of the group, not yet processed.  The scenario is described in the figure below:  […]  **5.1.4.4. Request of an administrative Spot Reading scenario**  This scenario describes the request of an administrative Spot Reading.  In this case the scenario is activated in StarPulse system when an operator activates a spot reading on meter using the corresponding Web interface.  The activities in StarSync and Meter Driver are basically the same of the previous scenario.  In contrast with the previous case, this is a synchronous activity.  Furthermore it’s possible to read a meter, present in inventory or a new meter.  In the case of meter present in inventory:  - the technology associated with meter in Inventory should be considered.  In the case of a new meter:  - the technology chosen in a combo box should be considered.  The scenario is described in the figure below. |
| 10 | Página 16 | 4.4. Meter Local readings management  The StarBeatLocal functionality expands the StarBeat system with the on-site meters measurement tasks, and, data processing currently performed by the EnelLocalAndroid applications.  Catalogue link:  FU - StarBeat Local  FU - SBLocal Activities List - from external system  FU - SBLocal Activities Result - from external system  4.4.1. Local meter acquisition within Mobile smartphone ( Android )  This functionality recovers the list of SBLocal readings taken on the selected meter in the specified date range. If the date ( Period ) is not present, the current day will be selected.  4.4.2. Local meter synchronization within Mobile smartphone ( Android ) This functionality called by the external system retrieves the Starbeat Local file normalization status ,and, the SB\_Local readings results specified in the message request. The external system ( Android ) can call this functionality in polling.  4.4.3. Data transfer from Mobile Smartphone to SB server  The functionality is available via Back End utility; in this functionality the system give the opportunity to take .zip files from a default directory, decrypts them and normalizes them, and then publishes the results to the measurements system ( Es. ExaBerat ); |
| 11 | Página 22 | 4.9. Tele reading functions  Tele reading functions allow to execute remote activities , efficient collection of measures ,and, data recorded in the measure equipment, given the appropriate configurations and protocols for each equipment and country.  The system performs, for each type of Meter / protocol, only the possible activities.  Each activity can have its priority and can be retried a defined number of times.  4.9.1. Activities type customizable  The StarBeat acquires the load curves, and, the: billing, instantaneous, diagnostic registers from the meter, in addition to the Instantaneous values and the diagnostics data. StarBeat allows also the remote operators to perform even massive tasks of synchronizing meter clocks with that of the server STAR BEAT may execute the following types of task :  […] |

#### ID: INODU-106

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
|  | **ID: INODU-106**  **(20.StarBeat\_Technical\_Architecture\_Rel\_4\_3\_3.pdf)** | |
| N° | Página(s) | Extracto |
| 1 | Página 6 | **2. Main Functional and Architectural Overview**  In following paragraphs will be explained the Star Beat Product features, functions and software architecture.  The Star Beat Product features and functions are explained using the following points of view:  1. The Features and Functionalities View. Section that contains a brief description of the available features.  2. The Use-Case View, that contains use cases ,and, encompasses scenarios architecturally significant.  The StarBeat Product Technical Architecture documentation is represented by a number of different views, which in their essence are extract illustrating the "architecturally significant" elements. The StarBeat Technical Architecture documentation is composed by:  1. The Logical View, which contains the most important design classes and their organization into packages and subsystems, and the organization of these packages and subsystems into layers  2. The Implementation/ Deployment View, which contains  o an overview of the implementation model and its organization in terms of modules into packages and layers. The allocation of packages and classes (from the Logical View) to the packages and modules of the Implementation View is also described.  o the description of the various physical nodes for the most typical platform configurations, and the allocation of tasks (from the Process View) to the physical nodes. This view need only be used if the system is distributed. It is a subset of the deployment model.  A picture containing text, parking, screenshot  Description automatically generated |
| 2 | Página 10 | **4. Logical View**  This view highlights all the modules and their interactions with the three main subsystems introduced in the previous paragraph. In addition to show all the modules used by the three main subsystems, this view highlights the uses of two Database:  - **StarPulse Database** used by the StarPulse and StarPulse\_Batch system.  - **StarSync database** used by the StarSync system.  The separation of two databases allows to tune distinctly the two main massive processes of the application:  - The process in StarGroove that automatically activates the defined schedulation, generating the requests to send asynchronously to StarSync.  - The process in StarSync of sending commands to meters in separate and parallel threads.  A brief description of all modules and their responsibility is presented below:  4.1.1. The Business Systems  4.1.1.1. The StarGroove system  The StarPulse\_Batch system has the responsibility for:  - Scheduling, retry and prioritization logic  - Sending the automatically scheduled activities to GME and Modem  - Elaboration and standardization of acquired data from StarSync  4.1.1.2. The StarPulse system  The StarPulse system has the front end interfaces that can be used by an operator in order:  - to handle the inventory of GME/Modem  - to permit spot readings on devices  - to create scheduled tasks for user-defined sets of GME. These activities should run for a limited time interval, in contrast with automatically scheduled activities.  4.1.1.3. The StarSync system  The StarSync system has the responsibility:  - to remotely send the command to GME, acquire the readings and send to StarPulse/StarPulse-BATCH.  - Meter data acquisition and meter clock synchronization  - GSM and GPRS open communication.  4.1.1.4. The Profiler system  Using the profiler module, it’s possible to define profiles and roles that enables to associate the authorization to the various functionalities of the system for every user.  It’s used by StarPulse, Report, Problem Manager modules.  4.1.1.5. The Problem Manager system  The Problem Manager is able to manage the problems of the systems, traced using tickets.  It offers automatic processes to correct them.  4.1.1.6. The Configurator system  The Configurator System enables to set/modify the parameters of the application.  There is a configurator module for every main subsystem of the architecture.  4.1.1.7. The Report system  The report module contains all the functionalities that allow to view acquired readings.  It extracts data from StarPulse Database and StarSync database. |
| 3 | Página 22 | **5. Implementation View**  HA functionalities and Scalability  The deployed solution is guaranteeing HA functionalities, advanced administration and monitoring, and horizontal scalability.  The horizontal scalability is particularly important since it allows to easily scaling the Star Beat system from the initial number of meters and communications lines to potentially support an increase of meters to handle, and the availability of a greater number of resources assuring the future-proof of the platform  Table  Description automatically generated |
| 4 | Página 24 | **Data Layer:**   Oracle 11g (First Phase)  Oracle DBMS has confirmed itself through the years as highly scalable and reliable platform, confirmed by the market which granted it the leader position in the utility industry.  It has been explored the possibility to shift towards postgres because of its compatibility with other RDBMS (in particular with Oracle) and its ease of use.  While all the documentation retrieved in Internet is agree about this compatibility, there are many discussion about the performance of database in comparison with that of Oracle.  Due to the time-limits, the choice of Oracle has been preferred , having long experience on this DB.  In a second step, it will be possible to explore the using of Postgres in place of Oracle as Open source DBMS.  Furthermore in future it will be possible to explore the possibility to use a NoSQL DB like Cassandra: this solution could be particularly indicated to treat with “punctual” transaction and with little files in respect with a Distributed Filesystem.  A NoSQL Cassandra database has proven to have:  1. the ability to access and deliver data in near real-time. First and most importantly, Cassandra has proven itself capable of delivering near real-time performance to support interactive, Web-based applications at scale.  2. the ability to deploy across data centers. Cassandra can be deployed across multiple, geographically dispersed data centers to provide high-level redundancy, failover, and back-up & recovery capabilities.  In addition Cassandra is a better solution in treating a large number of little files rather than using a distributed file system. |
|  |  |  |

#### ID: INODU-107

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
|  | **ID: INODU-107**  **(21.StarBeat - First Level Support - v2.pdf)** | |
| N° | Página(s) | Extracto |
| 1 | Página |  |

# Anexos 2

## Anexo Seguridad

Graphical user interface, text

Description automatically generated

1. Se indica cumplimiento parcial debido a que, por su índice de protección, solamente puede ser instalado en interiores para cumplir el requerimiento. [↑](#footnote-ref-2)
2. Los requerimientos AT0049 y AT0051 se verifican también para el equipo de medida NEXY-M y la Unidad Concentradora, según sea el caso. [↑](#footnote-ref-3)
3. El artículo 6-11 de la NTD indica que “el sistema deberá permitir la conexión y desconexión y limitación de consumos o inyecciones de Clientes o Usuarios de manera remota”. Al respecto, según lo indicado en el desarrollo del requerimiento AT0024, esta exigencia no es aplicable para las UM que cuenten con TTMM. [↑](#footnote-ref-4)
4. Una mejor resolución del esquema se presenta en el anexo 17.1 [↑](#footnote-ref-5)
5. Si bien se indica en la documentación de los equipos de medida que es posible generar alarmas ante eventos de acceso fallido, se indica que estas deben ser programadas para que se cumpla tal funcionalidad. Al respecto, se debe desarrollar la documentación que indique cómo se cumplirá la generación de alarmas al SGO por intentos de acceso fallidos. Por este motivo, se clasifica como cumplimiento parcial. [↑](#footnote-ref-6)