



TESIS DE MAESTRIA

**PLATAFORMA UNIFICADA DE COMUNICACIONES MULTISERVICIO
“SMART GRID”
PARA EL MONITOREO Y CONTROL DE LOS PROCESOS DE SUMINISTRO
ELECTRICO EN LA REPUBLICA ARGENTINA**

por

Cristian Alejandro Bejarano Ordoñez

Ingeniero Electrónico

2015 Instituto Tecnológico de Buenos Aires

Presentado a la Escuela de Posgrado del ITBA

en cumplimiento parcial

de los requerimientos para la obtención del título de

Máster en Ingeniería de las Telecomunicaciones

En el Instituto Tecnológico de Buenos Aires

Fecha 08 / 2015 (MM y AAAA)

Firma del Autor _____
Instituto Tecnológico de Buenos Aires
Fecha 12 / 08 / 2015 (DD, MM y AAAA)

Certificado por _____
MSc. Ing. Claudio Muñoz, Profesor titular tiempo completo
Director de Tesis
Instituto Tecnológico de Buenos Aires

Aceptado por _____
MSc. Ing. Rubén Kustra, Director de Maestría en Ingeniería de las
Telecomunicaciones
Instituto Tecnológico de Buenos Aires

Aceptado por _____
Dr. Pablo Fierens, Co-Director de Maestría en Ingeniería de las
Telecomunicaciones
Instituto Tecnológico de Buenos Aires

PLATAFORMA UNIFICADA DE COMUNICACIONES MULTISERVICIO “SMART GRID” PARA EL MONITOREO Y CONTROL DE LOS PROCESOS DE SUMINISTRO ELECTRICO EN LA REPUBLICA ARGENTINA.

Miembros del jurado

MSc. Ing. Luis Valle

MSc. Ing. Pedro Mario Giuffrida

Lic. Enrique Eugenio Marzullo

AGRADECIMIENTOS

Me gustaría agradecer a Dios por direccionarme en el camino del conocimiento y la verdad mediante la interpretación del orden natural de las cosas y la concepción del conjunto de nuestra especie como única familia interdependiente con las otras especies de la Tierra.

También deseo dar las gracias a mis padres Alex Bejarano y Blanca Ordoñez por su inconmensurable confianza y apoyo incondicional. Igualmente, deseo agradecer a mi hermano José Carlos Bejarano Ordoñez, por su muy valiosa colaboración y brillantes sugerencias en el estado del arte que presenta este manuscrito.

Quisiera también expresar mi gratitud a mi Director de Tesis Claudio Muñoz, por su muy competente asistencia y su profundo compromiso, los cuales ayudaron a dar forma a la versión final del documento. De igual manera me gustaría agradecer a todo el plantel ejecutivo y académico del Instituto Tecnológico de Buenos Aires por la aceptación y la excelencia en la transmisión del conocimiento.

Asimismo, merece un agradecimiento especial Pedro Mario Giuffrida por su magistral equalización cognitiva de la presente obra.

También deseo dar las gracias a Enrique Eugenio Marzullo por sus sobresalientes enseñanzas en el campo de la fotónica que dieron pie a mis comienzos en la disciplina de las redes ópticas avanzadas orientadas a la industria de la energía de conducción.

Me gustaría extender mi agradecimiento y respeto a mi amigo y mentor Luis Valle por su incansable y excepcional labor académica dirigida a todos nosotros; los profesionales de la región que venimos en búsqueda de esperanza.

Escribir esta Tesis ha sido un placer y en esta tarea he volcado mi alma, espero que los lectores lo disfruten tanto como yo lo he disfrutado.

RESUMEN

Una de las características que definen al mundo actual es la demanda energética del suministro eléctrico y dada su importancia en la economía nacional el sector eléctrico constituye un indicador de desarrollo esencial que requiere de una planeación estratégica responsable, en donde los esfuerzos sectoriales se encuentren alineados hacia objetivos comunes que contribuyan al equilibrio del mercado y la sustentabilidad, mediante planes, programas y metas bien definidas en el mediano y largo plazo que promuevan la eficiencia, modernización y optimización del servicio eléctrico a nivel nacional.

El presente estudio de prospectiva, es un ejercicio de planeación y representa una visión de los posibles escenarios que el mercado eléctrico argentino puede adoptar y rol que juegan los sistemas de telecomunicaciones en el mismo. El estudio explica, analiza y propone de manera innovadora utilizar –con mínimo costo adicional– la Red Federal de Fibra Óptica extendida con tecnología GPON y el Sistema Satelital Geoestacionario Argentino de Telecomunicaciones para interconectar a la industria de la energía de conducción y así crear la plataforma unificada de comunicaciones multiservicio “Smart Grid” bajo la operación de ARSAT S.A. desde el NOC Máster de Benavidez, Provincia de Buenos Aires a través de tecnología SCADA para el monitoreo y control de los elementos activos y pasivos que participan en esta propuesta en sus distintos escenarios de aplicación descritos como AMI (Advanced Metering Infrastructure), HAN (Home Área Network), EVSE (Electric Vehicle Supply Equipment), almacenamiento y venta de energía distribuida entre otros, los cuales promueven la innovación permanente mediante economías de alcance y la transformación del mercado de las telecomunicaciones.

PLATAFORMA UNIFICADA DE COMUNICACIONES MULTISERVICIO “SMART GRID” PARA EL MONITOREO Y CONTROL DE LOS PROCESOS DE SUMINISTRO ELECTRICO EN LA REPUBLICA ARGENTINA.

INDICE GENERAL

CAPITULO I INTRODUCCION	15
1.1 Motivación	15
1.2 Objetivo General	16
1.3 Objetivos Específicos	17
1.4 Alcance	18
1.5 Estructura del Trabajo	19
CAPITULO II ESTADO DE LA TECNOLOGIA	20
2.1 Matriz Eléctrica de la República Argentina	20
2.1.1 Situación Anterior a la transformación (Ley 15.336/60)	20
2.1.2 La transformación (Ley 24.065)	22
2.1.3 El nuevo modelo	23
2.1.4 La crisis del 2001 y el nuevo escenario	23
2.2 Redes de Telecomunicaciones Ópticas y Satelitales del proyecto “Argentina Conectada”	25
2.2.1 Red Federal de Fibra Óptica (REFEFO)	25
2.2.2 Sistema Satelital Argentino Geoestacionario de Telecomunicaciones (SSGAT)	29
CAPITULO III – SOLUCION PROPUESTA	30
3.1 Descripción e integración general del sistema interconectado SCADA	30
3.2 Convergencia tecnológica entre infraestructuras de energía eléctrica y de telecomunicaciones	47
3.3 Metodología de análisis costo-beneficio para la Plataforma Unificada de Comunicaciones Multiservicio “Smart Grid”	55
CAPITULO IV CONCLUSIONES Y FUTURAS LINEAS DE INVESTIGACION	59
CAPITULO V BIBLIOGRAFIA Y REFERENCIAS	62
ANEXO I ESTADO ACTUAL DE LA MATRIZ ELECTRICA EN LA REPUBLICA ARGENTINA	67
1.1 Situación de la demanda	68
1.2 Demanda de energía y potencia	69
1.3 Demanda máxima de potencia	71
1.4 Potencia instalada	72

PLATAFORMA UNIFICADA DE COMUNICACIONES MULTISERVICIO “SMART GRID” PARA EL MONITOREO Y CONTROL DE LOS PROCESOS DE SUMINISTRO ELECTRICO EN LA REPUBLICA ARGENTINA.

I.5 Generación bruta nacional	73
I.6 Aporte de los principales ríos y generación hidráulica	74
I.7 Generación térmica y consumo de combustibles	76
I.8 Generación bruta nuclear	78
I.9 Evolución de precios de la energía en el MEM	80
I.10 Evolución de las exportaciones e importaciones	82
I.11 El sector del transporte eléctrico	83
I.12 Principales unidades y empresas de generación, transporte y distribución eléctrica por regiones y locación	89
ANEXO II EXTENSION DE LA RED FEDERAL DE FIBRA OPTICA	103
II.1 Primera Etapa: Adquisición e intercambio de infraestructura óptica existente	104
II.2 Segunda Etapa: Construcción de tramos troncales y provinciales	106
<i>II.2.1 Red Troncal Federal</i>	106
<i>II.2.1 Red Troncal Provincial</i>	113
II.3 Tercera Etapa: Iluminación de fibra oscura de la red eléctrica TRANSENER	117
ANEXO III LIST OF CYBERSECURITY FOR SMART GRID STANDARDS AND GUIDELINES	119
III.1 List of standards that include cybersecurity	120
<i>III.1.1 Cybersecurity standards / guides used in the smart grid</i>	121
<i>III.1.2 Smart grid standards that include or reference cibersecurity requirements</i>	124
<i>III.1.3 Organizations and programs addressing smart grid cibersecurity</i>	127
III.2 Matrix of cibersecurity standards associated with smart grid standards	129
III.3 Diagrams of smart grid standards	129
ANEXO IV GRIDLAB-D: AN AGENT-BASED SIMULATION FRAMEWORK FOR SMART GRIDS	133
IV.1 Introduction	135
IV.2 Fundamentals	138
IV.3 Solution Method	149
<i>IV.3.1 Convergence and synchronization</i>	152
<i>IV.3.2 Standard modules and solutions methods</i>	153

PLATAFORMA UNIFICADA DE COMUNICACIONES MULTISERVICIO “SMART GRID” PARA EL MONITOREO Y CONTROL DE LOS PROCESOS DE SUMINISTRO ELECTRICO EN LA REPUBLICA ARGENTINA.

IV.4 Aplications	154
<i>IV.4.1 Volt-Var Optimization</i>	154
<i>IV.4.2 Real-Time pricing demonstration</i>	156
<i>IV.4.3 Demand Response for renewable integration</i>	157
IV.5 Future Work	162
IV.6 Conclusions	162

INDICE DE ILUSTRACIONES Y TABLAS

Gráfico 1. Esquema general de la Red Federal de Fibra Óptica	27
Gráfico 2. Red Federal de Fibra Óptica	28
Gráfico 3. Sistema Satelital Geoestacionario de Telecomunicaciones	29
Gráfico 4. Smart Grid technology areas	31
Gráfico 5. RTU F650	33
Gráfico 6. F650 RTU, Distribución	34
Gráfico 7. ACE3600 RTU, Transporte	34
Gráfico 8. e-terra RTU 600, Generación	35
Gráfico 9. Powerlogic ION 8650	36
Gráfico 10. ION 8650, Water, Air, Gas, Electricity and Steam Meter Integration	36
Gráfico 11. Charging Station	37
Gráfico 12. Backbone Communication Solution for Power Transmission	38
Gráfico 13. Hybrid MSTP + IP Networking Model	38
Gráfico 14. OTN/WDM + IP Networking Model	39
Gráfico 15. GPON Solution for Automatic Power Distribution	40
Gráfico 16. eLTE Solution for Smart Grids	41
Gráfico 17. Satellite Solution for Smart Grids	43
Gráfico 18. Inmarsat Services	43
Gráfico 19. Wimax Solution for Smart Grids	44
Tabla 20. Número de estaciones instaladas por Provincia	50
Tabla 21. Distribución de tramos por anillos	51
Gráfico 22. Red Federal de Fibra Óptica y Matriz Eléctrica	52
Gráfico 23. Densidad poblacional por Departamento y Provincia	53
Gráfico 24. Plataforma Unificada de Comunicaciones Multiservicio “Smart Grid”	54
Tabla 25. Variación Demanda Neta	69
Gráfico 26. Promedio diario de Demanda de los Agentes	69
Tabla 27. Regiones y Provincias de la República Argentina	70

PLATAFORMA UNIFICADA DE COMUNICACIONES MULTISERVICIO “SMART GRID” PARA EL MONITOREO Y CONTROL DE LOS PROCESOS DE SUMINISTRO ELECTRICO EN LA REPUBLICA ARGENTINA.

Gráfico 28. Demanda de energía eléctrica (%) por Regiones a Marzo del 2015	69
Gráfico 29. Demanda de energía eléctrica (%) por Sectores a Marzo del 2015	71
Gráfico 30. Demanda Máxima de Potencia	71
Tabla 31. Capacidad de Generación	72
Gráfico 32. Generación Total Bruta	73
Gráfico 33. Generación Bruta del MEM: Marzo 2015 y Acumulado 2015	73
Tabla 34. Generación Hidráulica	74
Gráfico 35. Generación Bruta Hidráulica	75
Gráfico 36. Embalses de Comahue – Cotas – Caudales	75
Gráfico 37. Generación Bruta Térmica	76
Tabla 38. Generación Térmica	76
Gráfico 39. Consumo de Combustibles en el MEM 2015	77
Gráfico 40. Consumo de Combustibles Fósiles: Marzo 2015 y Acumulado 2015	77
Gráfico 41. Emisiones de CO2 en la Generación Eléctrica del Sistema Interconectado Nacional	78
Gráfico 42. Generación Bruta Nuclear	79
Gráfico 43. Precio de la Energía en el MEM	80
Gráfico 44. Items del precio Monomico	81
Gráfico 45. Evolución Importaciones/Exportaciones 2015	83
Tabla 46. Segmentos Diferenciados	84
Gráfico 47. Red antes del 2006	86
Gráfico 48. Red actual	87
Gráfico 49. Mapa de Transmisión de Energía	88
Tabla 50. Principales unidades de generación eléctrica por Región	90
Tabla 51. Principales empresas de transporte eléctrico por Región	92
Tabla 52. Principales empresas de distribución eléctrica por Región	94
Gráfico 53. Detalle de la ciudad de Mendoza	95
Gráfico 54. Detalle Zarate – Campana	95
Gráfico 55. Detalle San Nicolás – Ramallo	96

PLATAFORMA UNIFICADA DE COMUNICACIONES MULTISERVICIO “SMART GRID” PARA EL MONITOREO Y CONTROL DE LOS PROCESOS DE SUMINISTRO ELECTRICO EN LA REPUBLICA ARGENTINA.

Gráfico 56. Detalle Mar del Plata	96
Gráfico 57. Detalle ciudad de Córdoba	97
Gráfico 58. Detalle Gran Buenos Aires	98
Gráfico 59. Detalle ciudades Neuquén y Cipolletti	99
Gráfico 60. Detalle Bahía Blanca	99
Gráfico 61. Detalle ciudad de Santa Fe	100
Gráfico 62. Detalle ciudad de Tucumán	100
Gráfico 63. Detalle de Rosario	101
Gráfico 64. Detalle ciudades Corrientes y Resistencia	101
Gráfico 65. Detalle Capital Federal	102
Gráfico 66. IRU's (1/3)	105
Tabla 67. Contratos de derecho irrevocable de uso	106
Gráfico 68. Región Centro Este	108
Gráfico 69. Región Centro Oeste	108
Gráfico 70. Región Misiones	109
Gráfico 71. Región NOA Norte	109
Gráfico 72. Región NOA Sur	110
Gráfico 73. Región NEA Sur	110
Gráfico 74. Región NEA Norte	111
Gráfico 75. Región Patagonia Norte	111
Gráfico 76. Región Patagonia Sur	112
Gráfico 77. Cruce Estrecho de Magallanes	112
Tabla 78. Construcción en 9 regiones	113
Gráfico 79. Red Provincial Santa Cruz	114
Gráfico 80. Red Provincial San Juan	114
Gráfico 81. Red Provincial La Rioja	115
Gráfico 82. Red Provincial Formosa	115
Gráfico 83. Red Provincial Chaco	116

PLATAFORMA UNIFICADA DE COMUNICACIONES MULTISERVICIO “SMART GRID” PARA EL MONITOREO Y CONTROL DE LOS PROCESOS DE SUMINISTRO ELECTRICO EN LA REPUBLICA ARGENTINA.

Gráfico 84. Red Troncal Provincial (2/3)	117
Gráfico 85. Red de Fibra Óptica Transener (3/3)	118
Figure 86. IEC TC57 Smart Grid Standards	130
Figure 87. Core Smart Grid Standards for Utilities	130
Figure 88. Customer – Focused Smart Grid Standards	131
Figure 89. Mapping of IEC TC57 Communication Standards to IEC 62351 Cybersecurity Standards	131
Figure 90. Security Requirements and Standards used with IEC 61850 profiles for Distributed Energy Resources (DER)	132
Figure. 91. Cyber – Physical security – combined & coordinated physical security	132
Figure. 92. State Space trajectories of a Predator-Prey system	140
Figure. 93. State Integration error of a “Naïve” finite difference solution	141
Figure. 94A. Fluctuation behavior of agent-based simulation	143
Figure. 94B. Fluctuation behavior of agent-based simulation	144
Figure. 95A. Convergent behavior of agent-based simulation	144
Figure. 95B. Convergent behavior of agent-based simulation	145
Figure. 96. Three parallelized phases to compute	150
Figure. 97. GRIDLab Matlab modeling framework for a smart self regulating system	158
Figure. 98A. Effect of control on (top) load, and (bottom) real power ramp rate	159
Figure. 98B. Effect of control on (top) load, and (bottom) real power ramp rate	159
Figure. 99A. Controlled behavior of an individual house over 24h period in response to varying wind power. Bottom: variation of market clearing price and resulting turning off of loads as result of changes in wind power	160
Figure. 99B. Controlled behavior of an individual house over 24h period in response to varying wind power. Bottom: variation of market clearing price and resulting turning off of loads as result of changes in wind power	161

LISTA DE ACRONIMOS

ADEERA	Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica en la República Argentina
ADSS	All Dielectric Self Supporting
AGUERA	Asociación de Generadores de Energía Eléctrica en la República Argentina
AMI	Advanced Metering Infrastructure
ANSI	American National Standards Institute
ARSAT S.A	Empresa Argentina de Soluciones Satelitales Sociedad Anónima
ASON	Automatically Switched Optical Network
ATEERA	Asociación de Transportistas de Energía Eléctrica en la República Argentina
BER	Bit Error Ratio
BGAN	Broadband Global Area Network
CAMMESA	Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista
CFEE	Consejo Federal de Energía Eléctrica
CNEA	Comisión Nacional de Energía Atómica
CIP	Critical Infrastructure Protection
C3	Cybersecurity Credentials Collaborative
DA	Distribution Automation
DWDM	Dense Wavelength Division Multiplexing
DNP	Distributed Network Protocol
ESC2M2	Electricity Subsector Cybersecurity Capability Maturity Model
ENRE	Ente Nacional Regular de la Energía
EVSE	Electric Vehicle Supply Equipment
GPON	Gigabit Passive Optical Network
HIDRONOR	Hidroeléctrica Norpatagónica S.A.
HAN	Home Area Network
ICT	Information and Communications Technology
IEA	International Energy Agency
IED	Intelligent Electronic Device

PLATAFORMA UNIFICADA DE COMUNICACIONES MULTISERVICIO “SMART GRID” PARA EL MONITOREO Y CONTROL DE LOS PROCESOS DE SUMINISTRO ELECTRICO EN LA REPUBLICA ARGENTINA.

IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
IETF	Internet Engineering Task Force
IEC	International Electrotechnical Commission
IoT	Internet of Things
IT	Information Technology
ITU	Unión Internacional de Telecomunicaciones
IP	Internet Protocol
JRC	Joint Research Centre
LTE	Long Term Evolution
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista
MPLS	Multiprotocol Label Switching
MSTP	Multiservice Transport Platform
M2M	Machine to Machine
NAP	Network Access Point
NEMA	National Electrical Manufacturers Association
NERC	North American Electric Reliability Corporation
NIST	National Institute of Standards and Technology
NOC	Network Operations Center
OPGW	Optical Ground Wire
OTN	Optical Transport Network
O&M	Operations and Maintenance
REFEFO	Red Federal de Fibra Óptica
ROADM	Reconfigurable Optical Add Drop Multiplexer
RTU	Remote Terminal Unit
SADI	Sistema Argentino de Interconexión
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition
SEGBA	Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires
SSGAT	Sistema Satelital Geoestacionario Argentino de Telecomunicaciones

PLATAFORMA UNIFICADA DE COMUNICACIONES MULTISERVICIO “SMART GRID” PARA EL MONITOREO Y CONTROL DE LOS PROCESOS DE SUMINISTRO ELECTRICO EN LA REPUBLICA ARGENTINA.

TCP	Transmission Control Protocol
TIA	Telecommunications Industry Association
TRANSENER	Compañía de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión
T&T	Telecommunications and Technologies
VSAT	Very Small Aperture Terminal
V2G	Vehicle to Grid
WAGES	Water, Air, Gas, Electric, Steam
WAN	Wide Area Network
WAMPAC	Wide Area Monitoring, Protection, and Control

CAPITULO I

INTRODUCCION

1.1. Motivación.

El mundo se encuentra en un estado de transición energética para responder a los desafíos económicos del siglo XXI que representan una serie de importantes beneficios para una nación y países adyacentes. La red eléctrica es posiblemente el sistema interconectado más extenso del planeta y está trabajando entre otros aspectos al límite de su capacidad situación que se refleja en interrupciones sostenidas del suministro eléctrico a causa de ausencia de información de lo que está ocurriendo en la red, es más en muchos de los casos, son los usuarios los que informan a las compañías de que se ha producido un apagón eléctrico sectorizado o masivo en sus localidades.

Nuestra sociedad se ha vuelto totalmente dependiente de la disponibilidad continua de la energía eléctrica. La red debe abastecer necesidades básicas como la iluminación, calefacción, refrigeración, energización residencial, así como el abastecimiento crítico a comunidades gubernamentales, industriales, financieras, comerciales, médicas y sistemas de comunicaciones. Los proyectos de redes eléctricas inteligentes “Smart Grids” [01] desplegadas en el mundo como:

- OG&E Positive Energy Smart Grid Project (US)
- Leading Utility (US)
- Townsville Queensland Solar City (Australia)
- Smart Grid, Smart City (Australia)
- Yokohama Smart City Project (Japan)
- Búzios Smart City Project (Brazil)
- Celpe's Smart Grid Project (Brazil)

PLATAFORMA UNIFICADA DE COMUNICACIONES MULTISERVICIO “SMART GRID” PARA EL MONITOREO Y CONTROL DE LOS PROCESOS DE SUMINISTRO ELECTRICO EN LA REPUBLICA ARGENTINA.

- OneNet (China)
- The Big Picture (UE)
- Project Maturity (UE)
- Masdar (EAU)
- InovGrid (Portugal)
- Armstrong (Argentina)

Entre otros, demostraron un gran desempeño de respuesta frente a la demanda eléctrica y capacidad de control y monitoreo integral de todos los elementos activos y pasivos que participan en este tipo solución tecnológica en sus distintos escenarios de aplicación mediante tecnología SCADA que garantiza el funcionamiento estable y la resiliencia de la red.

En la República Argentina la migración tecnológica de la actual red eléctrica envejecida y deteriorada hacia una nueva superautopista de transporte inteligente de electrones resulta ser imprescindible para enfrentar con éxito los nuevos desafíos ambientales y de sustentabilidad energética adoptados por el mundo, los cuales alcanzan niveles de energía óptimos y logran mantener una economía sostenible de alto rendimiento.

1.2. Objetivo General.

Se propone interconectar las redes de telecomunicaciones del proyecto "Argentina Conectada" con la industria de la energía de conducción, para crear la plataforma unificada de comunicaciones multiservicio “Smart Grid” a través de tecnología SCADA y poder así enfrentar con éxito los nuevos desafíos antes mencionados adoptados por el mundo, los cuales generan fuerte impacto positivo hacia el resto de la actividad económica y empleo.

1.3. Objetivos Específicos.

Para contrastar la hipótesis general del trabajo se plantean los siguientes objetivos específicos:

- Descripción y evolución de la matriz eléctrica en la República Argentina.
- Utilizar la Red Federal de Fibra Óptica extendida con tecnología GPON y el Sistema Satelital Geoestacionario Argentino de Telecomunicaciones como infraestructuras fundamentales de interconexión para la gestión de todos los elementos activos y pasivos que participan en esta propuesta.
- Investigación y descripción del sistema interconectado SCADA como tecnología prioritaria para el monitoreo y control de variables múltiples en procesos de suministro eléctrico.
- Convergencia tecnológica entre infraestructuras de energía eléctrica y de telecomunicaciones.
- Estructuración de la plataforma unificada de comunicaciones multiservicio “Smart Grid”.
- Habilitación de nuevos mercados vinculados a distintos escenarios de aplicación como: AMI, HAN, EVSE, almacenamiento y venta de energía distribuida entre otros.
- Incrementar la participación de energías no convencionales de generación distribuida como la energía azul, eólica, geotérmica, hidráulica, mareomotriz, solar y undimotriz.
- Reducción de emisiones contaminantes al medio ambiente.
- Predisposición gubernamental para la formulación de nuevas estrategias energéticas de impacto positivo multilateral.

1.4. Alcance.

El siguiente documento técnico describe las principales características para la construcción de la plataforma unificada de comunicaciones multiservicio “Smart Grid” en forma general y hace foco en el despliegue integral de tecnología “SCADA” que requerirá desarrollo unificado específico para su prueba operativa y evaluación por parte de ARSAT S.A., por lo cual se fija limitaciones en los siguientes aspectos:

- Analizar y confirmar o no la factibilidad de emplear las redes de telecomunicaciones del proyecto “Argentina Conectada” con las redes existentes de la industria de la energía de conducción. No se evalúan costos de interconexión hasta no definir para cada empresa el modelo final de red integrada.
- Analizar, seleccionar y proponer los elementos activos y pasivos adecuados para su integración con la Red Federal de Fibra Óptica extendida GPON y el Sistema Satelital Geoestacionario Argentino de Telecomunicaciones. Las pruebas de campo exceden este primer estudio pero se recomendará en las futuras líneas de investigación.
- Generar propuesta abierta y modular para un posterior análisis crítico de cada actor y generación posterior de planes de trabajo concretos de hardware y software que analicen los requerimientos específicos del proyecto, etapas, costos, tiempos de ejecución. Los puntos anteriores descritos no son tratados por este motivo.

1.5. Estructura del Trabajo.

El estudio presenta la siguiente estructura:

- **Capítulo II “Estado de la Tecnología”** En este capítulo se describe la evolución de la matriz eléctrica en la República Argentina el cual incluye antecedentes históricos anexados al comportamiento estacional de la demanda, cifras históricas de capacidad instalada, fuentes de energía para la generación eléctrica con participación de energías no convencionales, evolución de precios, exportaciones e importaciones y esquema geográfico del sistema interconectado argentino y países adyacentes. Por otra parte, se describen las redes de telecomunicaciones del proyecto “Argentina Conectada”: Red Federal de Fibra Óptica extendida con tecnología GPON y el Sistema Satelital Geoestacionario Argentino de Telecomunicaciones operados por ARSAT S.A.
- **Capítulo III “Solución Propuesta”** En este capítulo se desarrolla la propuesta de integración en base a los elementos anteriormente descritos, para lo cual se describe el principio del funcionamiento y composición de la arquitectura SCADA como tecnología prioritaria para el monitoreo y control de las variables que involucran este proyecto como la generación, transporte y distribución de la energía eléctrica y como estos establecen una “Smart Grid” convergente entre infraestructuras de energía eléctrica y de telecomunicaciones como aplicación multilateral de despliegue recursivo en sus distintos escenarios de alcance.
- **Capítulo IV “Conclusiones y futuras líneas de investigación”** Finalmente, se incluye las conclusiones seguidas de las futuras líneas de investigación.

CAPITULO II

ESTADO DE LA TECNOLOGIA

2.1. Matriz Eléctrica de la República Argentina.

2.1.1. Situación Anterior a la transformación (Ley 15.336/60).- En 1958 tras la promulgación de la ley 14772/58 el mercado eléctrico en la República Argentina comenzó una etapa de notoria preeminencia estatal en el que se pudo observar un periodo inicial favorable seguido de un progresivo declive que desembocaría en una crisis energética. La disposición de la ley 15.336/60 como primer marco regulatorio del sector eléctrico estableció a la generación y al transporte de la energía dentro de la jurisdicción federal y a la distribución (excepto el caso de SEGBA) como jurisdicción provincial. Durante este período surgieron también sociedades del estado para desarrollar proyectos hidroeléctricos, tales como Hidronor, la Comisión Técnica Mixta de Salto Grande y el Ente Binacional Yaciretá. El impulso del potencial hidroeléctrico y el crecimiento del sistema de transporte permitieron alcanzar un apropiado equilibrio entre oferta y demanda. Sin embargo, hacia finales de la década de los '70 se observa una sobreinversión en proyectos hidroeléctricos, producto de una incorrecta estimación del crecimiento esperado de la demanda, así como elevados costos de inversión debido a demoras en la ejecución de proyectos, deficiente renegociación de contratos y crecientes costos de financiamiento.

PLATAFORMA UNIFICADA DE COMUNICACIONES MULTISERVICIO “SMART GRID” PARA EL MONITOREO Y CONTROL DE LOS PROCESOS DE SUMINISTRO ELECTRICO EN LA REPUBLICA ARGENTINA.

En 1980 Agua y Energía transfiere las actividades de distribución a las provincias sin cargo y se inicia entonces un período de declive que desemboca en la crisis de abastecimiento de 1988/89 que reconoce una serie de factores deficientes en la estructura como:

- Tarifas finales que no respondían ni a criterios técnicos ni económicos y que no permitían a las empresas generar los recursos requeridos para la expansión.
- Inadecuado mantenimiento en las centrales de generación térmica lo cual, sumado a la caducidad de los equipos, llevo a la indisponibilidad de las mismas a valores superiores del 40% en 1988/89. Bastaron entonces un par de años de baja hidrología para desatar la crisis de abastecimiento antes mencionada.
- La transferencia de la distribución a las provincias generó una disminución en las inversiones, por la menor disponibilidad de fondos por parte de los gobiernos provinciales.
- Reducida productividad de las inversiones, debido al uso de tecnologías obsoletas, poco control de los contratos, demoras y mayores costos operativos y financieros.
- Tendencia creciente de las pérdidas por hurto de energía, que pasaron de valores cercanos al 17% en 1975 al 20% en 1987, al 22% en 1989-1990 y al 26% en 1991 (según balance SEGBA), incrementos que se acentuaban durante los procesos hiperinflacionarios posteriores.
- Síntomas endémicos de las empresas del Estado que eran percibidos por la opinión pública: exceso de empleados, burocracia, bajo nivel de profesionalización de la dirección, politización, incapacidad en la gestión, corrupción, pérdidas operativas con subsidios del Estado, etc.

2.1.2. La transformación (Ley 24.065).- A inicios de la década de los '90 y en medio de una crisis socioeconómica que repercutía en el sector energético, se produjo una importante transformación en el sector eléctrico argentino. En el primer período democrático de 1983 a 1989, ya se había intentado un cambio, pero finalmente fue ejecutado con otros lineamientos por el gobierno de turno que le sucedió; Los enfoques de privatización de uno y otro eran distintos, pero coincidían en la necesidad de salir de un modelo basado en un monopolio estatal vertical integrado con planificación centralizada por un modelo transparente, competitivo, formado mayormente por actores privados, con una planificación indicativa y segmentación vertical horizontal, así fue que el estado decidió privatizar parte de la prestación del servicio eléctrico y segmentó el funcionamiento de estos en tres etapas: *generación* (empresas que generan la energía eléctrica), *transporte* (empresas que transportan la energía desde el lugar en que se generan hasta los centros urbanos), y *distribución* (empresas que distribuyen la energía desde los centros urbanos hasta el usuario final).

En cuanto a la generación, se le permitió la libre competencia y, en consecuencia, la liberación del precio de la electricidad a nivel mayorista. Pero, por la característica natural del sistema, el transporte y la distribución quedaron monopolizados ya que, por una cuestión de infraestructura, en Argentina todavía no podían existir varias empresas para que el usuario pueda optar por una de ellas, entonces, para garantizar el equilibrio surgieron los Entes Reguladores. De este modo mediante la sanción de la ley 24.065 en diciembre de 1991, se estableció el marco normativo de ámbito nacional conocido como Marco Regulatorio Eléctrico que dio lugar a una fuerte corriente de inversiones permitiendo, en principio, salir de los cortes programados que a diario,

interrumpían el servicio y posteriormente las inversiones apuntaron a desarrollar el sistema en sí, mejorando la seguridad, la calidad y la potencia energética.

2.1.3. El nuevo modelo.- El modelo implementado a partir de 1992 se basa en la segmentación de las etapas eléctricas en tres componentes básicos: *generación, transporte y distribución*, estas actividades fueron encomendadas a empresas, en algunos casos privadas y en otros, públicas, tomando el Estado Nacional a su cargo el rol de fijar las políticas del mercado y condicionar el accionar de las empresas. Estos tres actores activos, como así también los grandes usuarios, son los únicos autorizados en participar del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) a través de su previa calificación como agentes del mercado.

El Sistema Argentino de Interconexión (SADI) asociado al MEM a principios del 2008 contó con 11.350 kilómetros de Líneas en Extra Alta Tensión (LEAT); que cubrió casi toda la extensión del territorio nacional incluyendo la Patagonia. Hoy en día la principal red del país cuenta con más de 14.000 kilómetros de líneas en LEAT que abastece al 99% de la demanda Argentina; mientras que el 1% restante es abastecido por cooperativas locales.

2.1.4. La crisis del 2001 y el nuevo escenario.- Después de la crisis del 2001, la economía Argentina se vio fuertemente resentida. Tras la promulgación de la ley de emergencia económica en el 2002, las tarifas de los servicios públicos se congelaron, se cubrieron incrementos de costos de producción de electricidad con fondos estatales para evitar que una industria tan indispensable como el de la energía eléctrica cayera arrastrando a toda una economía. En este nuevo escenario se separó al consumidor residencial del consumidor comercial e industrial y, mientras uno veía fijas sus tarifas, el otro sufría pequeños ajustes de tarifación para responder a incrementos de precio mayorista eléctrico, los cuales tuvieron una repercusión negativa para las arcas estatales y pronto fue necesario

PLATAFORMA UNIFICADA DE COMUNICACIONES MULTISERVICIO “SMART GRID” PARA EL MONITOREO Y CONTROL DE LOS PROCESOS DE SUMINISTRO ELECTRICO EN LA REPUBLICA ARGENTINA.

modificar esa decisión. No obstante, el primer cambio se vio recién en octubre del 2008, cuando se modificó el costo de la energía a nivel mayorista solo para aquellos consumidores residenciales que tenían altos consumos, aproximadamente el 15% de los usuarios, esto como era de esperar, no alcanzó y, más tarde, a finales del 2011, se anunció la cancelación de los subsidios para determinados sectores y para aquellos que voluntariamente quisieran renunciar a este beneficio, dicha acción alcanzo solo el 6% de los usuarios de la prestación.

Los grandes fondos destinados al subsidio del sector eléctrico por parte del Estado Nacional se verán reducidos progresivamente durante los próximos años y el usuario residencial soportará fuertes ajustes en la tarifación eléctrica que actualizara trece años de atraso tarifario. Para ampliar más el estudio y vislumbrar el horizonte del objetivo que se está tratando ver Anexo I y referencias bibliográficas [15], [19], [20] y [21], el cual exhibe las tablas, cuadros y gráficos necesarios para la correcta interpretación de la propuesta e integración de las mismas con redes de telecomunicaciones como las del proyecto “Argentina Conectada” orientadas a la industria de la energía de conducción.

2.2. Redes de Telecomunicaciones Ópticas y Satelitales del proyecto “Argentina Conectada”.

La banda ancha es la infraestructura indispensable del siglo XXI como lo fue la electricidad hace un siglo, es una plataforma de oportunidades que estimula el crecimiento económico, la innovación y la igualdad de oportunidades.

Con el fin de articular el desarrollo de las Tecnologías de la Información y la Comunicación en la República Argentina se crea, mediante el artículo 1º del Decreto N° 1552/2010 el plan nacional de telecomunicaciones “Argentina Conectada”, el cual tiene como ejes estratégicos: la inclusión digital; la optimización del uso del espectro radioeléctrico; el desarrollo del servicio universal; la producción nacional y generación de empleo en el sector de las telecomunicaciones; la capacitación e investigación en tecnologías de las comunicaciones; la infraestructura y conectividad; el fomento a la competencia; el diseño e implementación de estadísticas y monitoreo; y la seguridad [10].

Argentina Conectada define un rol destacado al Estado en el ámbito de las telecomunicaciones, impulsando la creación de un operador nacional de telecomunicaciones: ARSAT S.A. mediante Ley 26.092/2006 con la finalidad de transformar el mercado de las telecomunicaciones, generando valor agregado y contribuyendo al bienestar de los habitantes a lo largo de todo el territorio nacional.

2.2.1. Red Federal de Fibra Óptica (REFEFO).- La experiencia internacional y la necesidad de una política proactiva de Estado para garantizar la disponibilidad en todo el territorio nacional de una red avanzada de transmisión óptica de datos que soporte nuevos requerimientos de prestación de servicios convergentes fueron los indicadores de impulso para la creación de la Red Federal de Fibra Óptica, que es un proyecto de infraestructura complementaria a las redes de telecomunicaciones existentes a nivel nacional que tiene como finalidad cubrir el 97% del territorio (el

PLATAFORMA UNIFICADA DE COMUNICACIONES MULTISERVICIO “SMART GRID” PARA EL MONITOREO Y CONTROL DE LOS PROCESOS DE SUMINISTRO ELECTRICO EN LA REPUBLICA ARGENTINA.

3% restante será cubierto mediante servicio satelital) bajo la administración de ARSAT S.A. desde el NOC Máster de Benavidez, Provincia de Buenos Aires, donde serán coordinados y controlados todos los nodos primarios y secundarios de la red terrestre y satelital en forma remota.

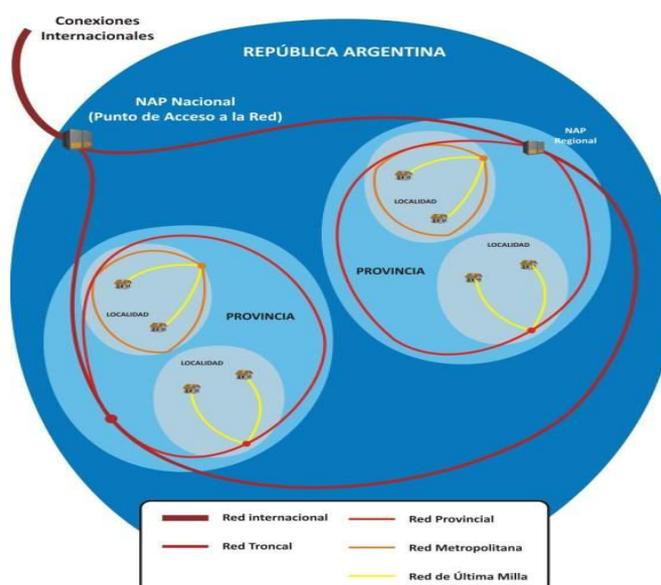
El backbone óptico nacional de Red Troncal establecido para la REFEFO está dividido en 11 regiones y totaliza 18.649 Km. de nuevas redes de transporte con una inversión inicial aproximada de AR\$2.500 millones (2011). La misma permite la interconexión de cada uno de los centros provinciales de operaciones y puntos provinciales de acceso a la red, con el centro nacional de operaciones (NOC Máster) y el punto nacional de acceso a la red (NAP) que albergan 2000m² de equipamiento informático de última generación y es el emprendimiento más moderno y complejo en su tipo y el más confiable entre una selecta lista de once data centers de Latinoamérica por su seguridad (TIER III, Uptime Institute), desde donde serán coordinados, controlados y alojados los datos, sistemas asociados, procesamiento y los nodos de la red. Este tendido se complementa con la ejecución de los contratos IRU`s de 12mil Km. aproximadamente, pertenecientes a operadores de telecomunicaciones existentes, que sumadas a las Redes Provinciales (22mil Km. aprox.) y a la iluminación de tramos existentes de fibra oscura de propiedad de la red eléctrica Transener (disponibilidad 9mil Km. aprox.), totalizan un objetivo final triplicando la capacidad instalada en la actualidad de más de 60mil Km. de red de alta capacidad de transporte (DWDM/ROADM/OTN) con alta calidad de servicio (baja latencia y mínimo BER 10E-12), alcanzando localidades que representan el 90% de la población Argentina, el cual sumados a los servicios satelitales también provistos por ARSAT S.A garantizan la inclusión y conectividad de todos los habitantes a lo largo de todo el territorio nacional.

PLATAFORMA UNIFICADA DE COMUNICACIONES MULTISERVICIO “SMART GRID” PARA EL MONITOREO Y CONTROL DE LOS PROCESOS DE SUMINISTRO ELECTRICO EN LA REPUBLICA ARGENTINA.

En base a las regiones geográficamente descritas en el Anexo II, su relación con la infraestructura existente y por construir se establece a la Red Federal de Fibra Óptica (Gráfico 1 y 2) como proyecto integral en el que se identifican:

- 54 tramos de red óptica federal (long. promedio 440km por tramo).
- 8 nodos principales (1 NOC Master, Benavidez) 485 nodos secundarios.
- 8 salidas internacionales (1 cable submarino y 7 salidas terrestres).

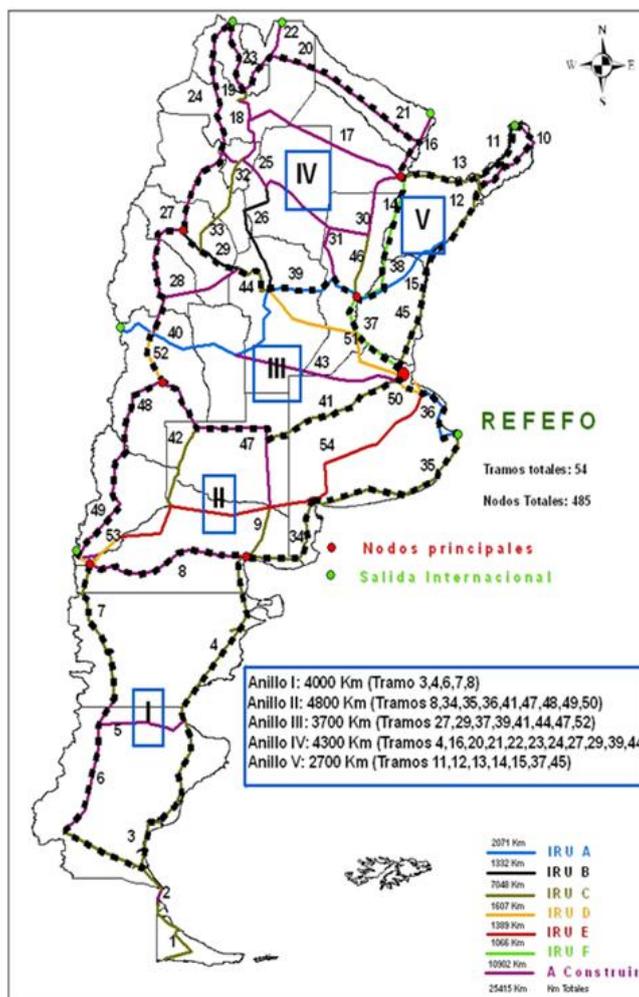
A su vez, los proyectos de red de acceso mediante tecnología GPON como extensión de la REFEF0 en escenarios de aplicación como radio bases 4G/LTE Advanced y WiMAX, subestaciones eléctricas, generadores de energía eléctrica, estaciones de carga eléctrica conductiva e inductiva V2G y de almacenamiento entre otros, reconoce a la infraestructura de telecomunicaciones como parte central para la integración de los elementos activos y pasivos que representan al ecosistema de la industria de la energía de conducción Argentina y países aledaños.



Fuente: ARSAT S.A.

GRAFICO 1. ESQUEMA GENERAL DE LA RED FEDERAL DE FIBRA OPTICA

PLATAFORMA UNIFICADA DE COMUNICACIONES MULTISERVICIO “SMART GRID” PARA EL MONITOREO Y CONTROL DE LOS PROCESOS DE SUMINISTRO ELECTRICO EN LA REPUBLICA ARGENTINA.



Fuente: ARSAT S.A.: Esquema de conexión de la Red Federal de Fibra Óptica en malla, con más de tres salidas ópticas en cada nodo principal.

GRAFICO 2. RED FEDERAL DE FIBRA OPTICA

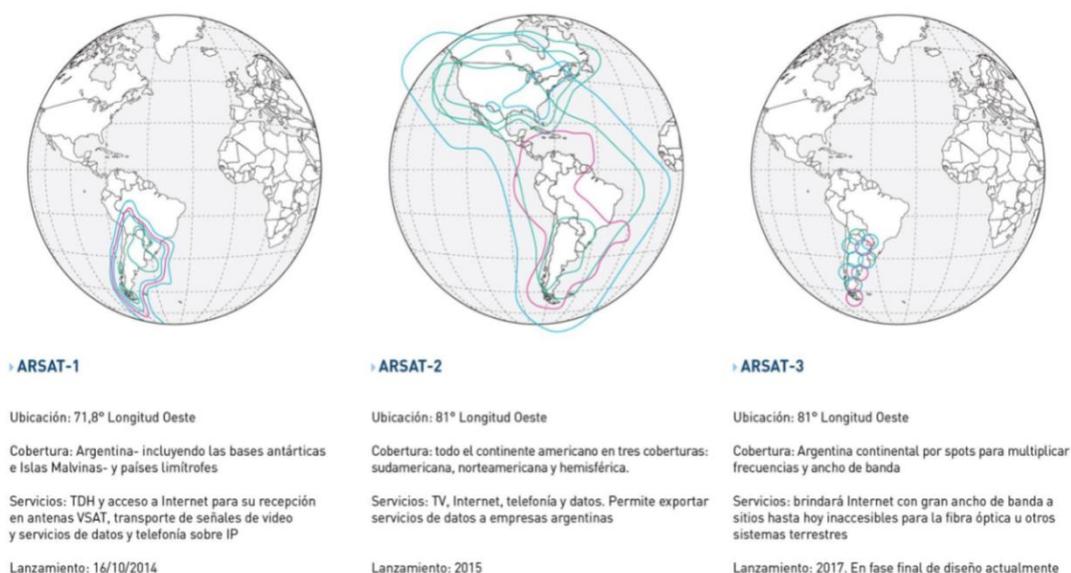
El Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios informo que, a cuatro años del anuncio del Plan Nacional de Telecomunicaciones Argentina Conectada, presentado por la Presidenta de la Nación, Dra. Cristina Fernández de Kirchner, se construyeron más de 30mil Km. de fibra óptica, se instalaron 174 Núcleos de Acceso al Conocimiento (NAC), se crearon 10 empresas provinciales de telecomunicaciones y se lanzó el programa “Cibersalud”, entre otros logros que permiten reducir la brecha digital y garantizan en todo el territorio nacional el acceso a internet¹.

¹ Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, *Argentina Conectada tendió mas de 30mil Km de fibra óptica*, 18 de Octubre del 2014, <http://www.minplan.gob.ar/>.

PLATAFORMA UNIFICADA DE COMUNICACIONES MULTISERVICIO “SMART GRID” PARA EL MONITOREO Y CONTROL DE LOS PROCESOS DE SUMINISTRO ELECTRICO EN LA REPUBLICA ARGENTINA.

2.2.2. Sistema Satelital Geoestacionario Argentino de Telecomunicaciones

(SGGAT).- El Sistema Satelital Geoestacionario Argentino de Telecomunicaciones se desarrolla bajo el marco del plan “Argentina Conectada” y la defensa de las posiciones orbitales asignadas por la Unión Internacional de Telecomunicaciones. El proyecto abarca la ingeniería, fabricación, integración y ensayos, lanzamiento y operación de red desde la estación terrena de control, ubicada en Benavidez, Provincia de Buenos Aires.



Fuente: ARSAT S.A.

GRAFICO 3. SISTEMA SATELITAL GEOESTACIONARIO ARGENTINO DE TELECOMUNICACIONES

El proyecto SSGAT es muy importante como avance en materia de soberanía de las telecomunicaciones, ya que la República Argentina no dependerá más de proveedores extranjeros de facilidades satelitales.

La convergencia tecnológica es un desafío asumido por la República Argentina, las aplicaciones satelitales orientadas a la gestión de la información de los procesos de suministro eléctrico al igual que los enlaces ópticos hacen factible la creación de la plataforma unificada de comunicaciones multiservicio “Smart Grid” y se presenta como innovación tecnológica múltiple de cohesión adaptativa.

CAPITULO III

SOLUCION PROPUESTA

Introducción.- La construcción de la red inteligente en la República Argentina es una tarea enorme y costosa. La red eléctrica Argentina ya se considera una de las maquinas más complejas jamás construidas y convertirla en una “Smart Grid” no será una tarea fácil.

A continuación se describe el principio del funcionamiento y la composición de la arquitectura SCADA como tecnología prioritaria para el monitoreo y control de variables múltiples que al ser integrados con la industria de la energía de conducción y los sistemas de telecomunicaciones del proyecto “Argentina Conectada” producen la propuesta de innovación.

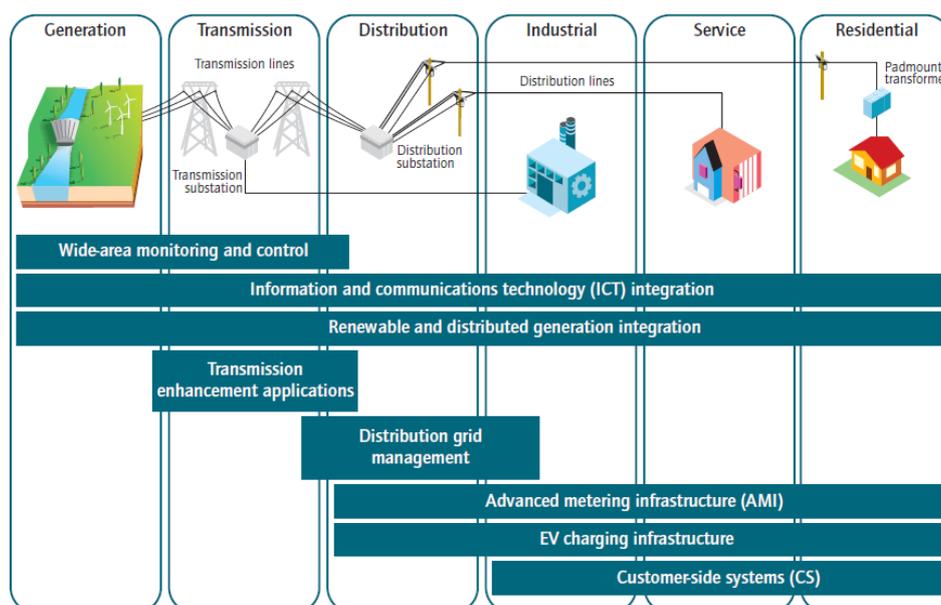
3.1. Descripción e integración general del sistema interconectado SCADA.

Cuando los primeros sistemas SCADA (*Supervisory Control And Data Acquisition*) fueron desarrollados (1960), el concepto general de computación se enfocaba en sistemas “mainframe”, las redes eran generalmente inexistentes y cada sistema centralizado permanecía independiente. Como resultado, los sistemas SCADA “early” fueron sistemas autónomos prácticamente sin conectividad con otros sistemas. Las redes WAN se diseñaron únicamente para comunicar RTUs (Remote Terminal Units) de campo, la redundancia se logró mediante el uso de dos sistemas mainframe idénticamente equipados, uno primario y otro secundario de contingencia conectado en topología bus. Los protocolos de comunicaciones utilizados en las redes SCADA fueron desarrollados por los proveedores de equipos RTU y eran a menudo soluciones propietarias limitadas no interoperables, que al igual que el software, el hardware SCADA de un vendedor era rara vez utilizable en el sistema SCADA de otro proveedor.

PLATAFORMA UNIFICADA DE COMUNICACIONES MULTISERVICIO “SMART GRID” PARA EL MONITOREO Y CONTROL DE LOS PROCESOS DE SUMINISTRO ELECTRICO EN LA REPUBLICA ARGENTINA.

Con la inserción de la tecnología LAN al mercado y los avances en los sistemas de red, los sistemas SCADA “distributed” fueron soluciones propietarias interconectadas que comunicaban dispositivos de campo (RTUs) con servidores de comunicaciones a través de la tecnología WAN. En la actualidad, los sistemas SCADA “networked” son aceptados globalmente como sistemas operativos de integración funcional en creciente demanda y desarrollo tecnológico que apoya la evolución orgánica y permite nuevas funcionalidades para la gestión de elementos activos y pasivos a través de unidades remotas de comunicación geográficamente dispersas a gran distancia en tiempo real mediante protocolos de comunicaciones interoperables.

La arquitectura SCADA se puede encontrar en infraestructuras públicas, privadas y de procesos industriales con diversas aplicaciones en el monitoreo de estructuras civiles, sistemas de vigilancia y control urbano, sistemas de alerta temprana para la reducción de desastres, tratamiento y distribución de agua, monitorización remota y control en la producción de petróleo y gas, sistemas de gestión general de la energía eléctrica (Gráfico 4) y ciudades inteligentes entre otros.



Fuente: Technology categories and descriptions adapted from NETL, 2010 and NIST, 2010.

GRAFICO 4. SMART GRID TECHNOLOGY AREAS

PLATAFORMA UNIFICADA DE COMUNICACIONES MULTISERVICIO “SMART GRID” PARA EL MONITOREO Y CONTROL DE LOS PROCESOS DE SUMINISTRO ELECTRICO EN LA REPUBLICA ARGENTINA.

La implementación y puesta en marcha de tecnología SCADA para el monitoreo y control de los procesos de suministro eléctrico que incluye a centros de generación de energía convencional y no convencional, flujos de potencia en líneas de transporte, sistemas de distribución, uso final de cargas, aplicaciones de mercado, etc. y modernización de todos los equipos que participan en la industria de la energía de conducción le permitirá a la República Argentina estimular su crecimiento socio económico, competitividad y productividad como mejora continua de la gestión gubernamental en todo el territorio nacional.

3.1.1. Arquitectura SCADA.- Las soluciones propuestas por General Electric, Alstom, Schneider Electric, ABB, Rockwell Automation, Motorola, Siemens, DNV-GL, Waterfall, Oracle, Inmarsat, Airspan y Huawei para los sistemas de monitoreo y control relacionados con los procesos de suministro eléctrico mediante redes de telecomunicaciones se enfocan en las tendencias tecnológicas de migración y modernización de todos los equipos que participan en este tipo de arquitectura unificada. Entre las distintas partes que conforman los sistemas propuestos encontramos:

a) Equipos de medición y adquisición de datos.- La naturaleza de la operación en tiempo real de los sistemas de monitoreo y control requiere que las mediciones de variables eléctricas se hagan con exactitud, de forma confiable y que se transmitan en tiempo real. Los equipos de medición de variables eléctricas deben cumplir con ciertos requerimientos tales como:

- **Exactitud en la medición.** Equipos con un grado de confiabilidad y exactitud del orden de 0.01%.
- **Multifuncionalidad.** Deben tener la capacidad de medir múltiples variables eléctricas.
- **Capacidad de procesamiento.** Alto grado de procesamiento de datos para

PLATAFORMA UNIFICADA DE COMUNICACIONES MULTISERVICIO “SMART GRID” PARA EL MONITOREO Y CONTROL DE LOS PROCESOS DE SUMINISTRO ELECTRICO EN LA REPUBLICA ARGENTINA.

realizar graficación, autodiagnósticos, autoajustes, autocalibración y administración remota del equipo vía red.

- **Capacidad de almacenamiento.** Capacidad de almacenamiento histórico de datos por meses y años.
- **Interoperabilidad.** Se requiere el intercambio de información entre diferentes sistemas.
- **Interconectividad.** Acceso a redes de comunicaciones para el enlace con concentradores de datos o centros de control, utilizando protocolos abiertos y normalizados.

a.1) RTU.- Una unidad terminal remota es un dispositivo electrónico de adquisición y control de datos (Gráfico 5), que tiene como función controlar el equipamiento de proceso en los sitios remotos, adquirir datos de los mismos, codificarlos y transmitirlos hacia una estación central maestra u otra terminal remota.

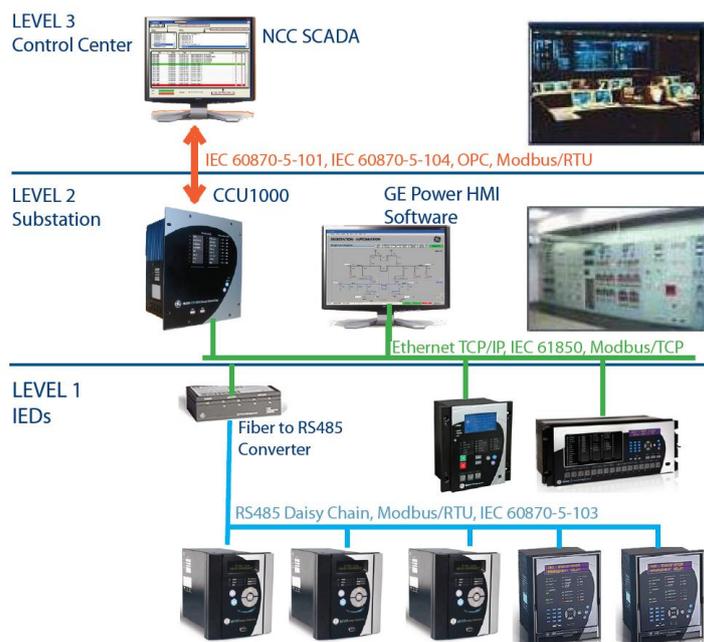


Fuente: GENERAL ELECTRIC.

GRAFICO 5. RTU F650

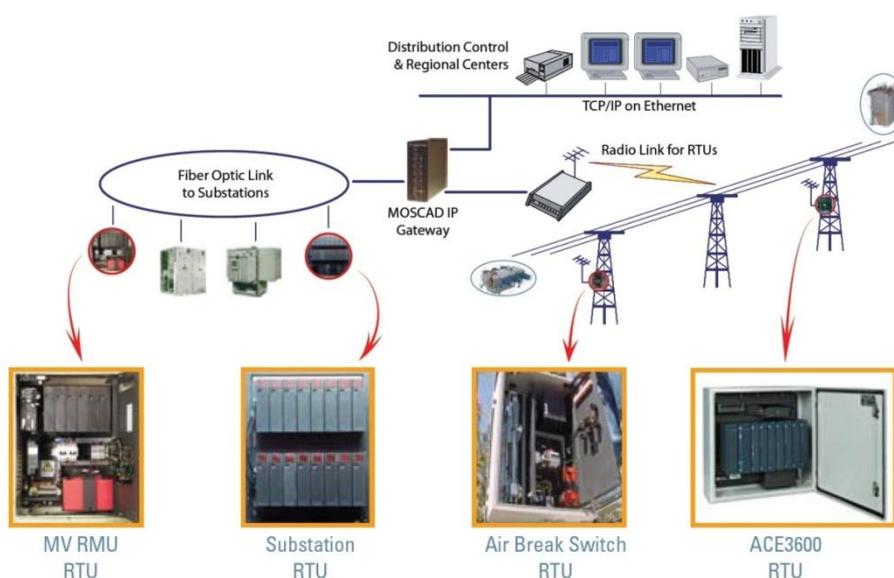
PLATAFORMA UNIFICADA DE COMUNICACIONES MULTISERVICIO “SMART GRID” PARA EL MONITOREO Y CONTROL DE LOS PROCESOS DE SUMINISTRO ELECTRICO EN LA REPUBLICA ARGENTINA.

Los protocolos de comunicación utilizados para este tipo de aplicación eléctrica entre equipos de control en la generación, distribución y transporte (Gráficos 6,7 y 8) son DNP 3 de gran difusión en Estados Unidos y Canadá y en menor presencia en EUROPA donde el uso de alternativas como IEC-60870 101 e IEC-60870 104 gozan de mayor popularidad.



Fuente: GENERAL ELECTRIC.

GRAFICO 6. F650 RTU, DISTRIBUCION



Fuente: MOTOROLA.

GRAFICO 7. ACE3600 RTU, TRANSPORTE

PLATAFORMA UNIFICADA DE COMUNICACIONES MULTISERVICIO “SMART GRID” PARA EL MONITOREO Y CONTROL DE LOS PROCESOS DE SUMINISTRO ELECTRICO EN LA REPUBLICA ARGENTINA.



Fuente: ALSTOM.

GRAFICO 8. e-terra RTU 600, GENERACION

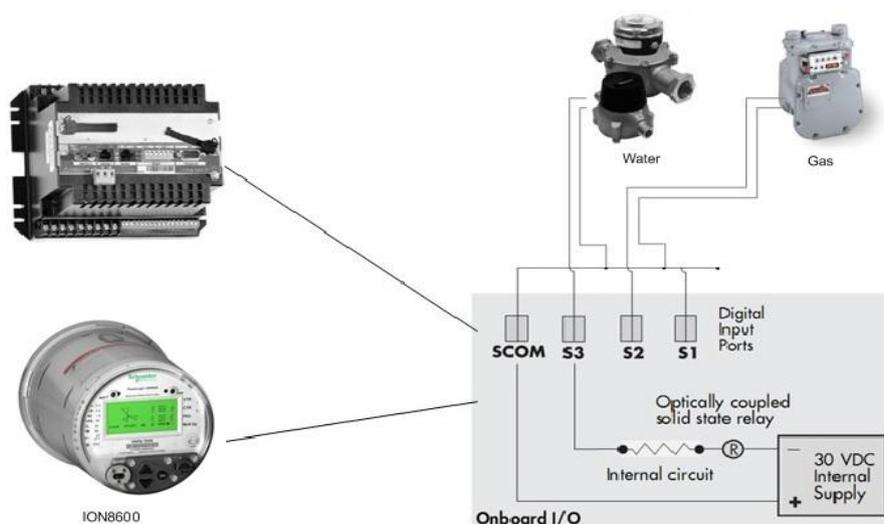
a.2) Smart Meters.- El despliegue y control omnipresente a gran escala de sistemas avanzados end-to-end con tecnología AMI (Advanced Metering Infrastructure) en procesos de suministro eléctrico (Gráficos 9 y 10) aporta gestión operacional automatizada, almacenamiento de datos e integración a plataformas de comunicaciones unificadas multiservicio. La solución integral AMI [51], [52] como se muestra en los gráficos proporcionan lecturas instantáneas de datos de alta y baja densidad, notificaciones de alarmas y diagramas gráficos de interfaz hombre maquina en la gestión de los servicios públicos (WAGES; Water, Air, Gas, Electric, Steam) mediante multiprotocolos de comunicaciones (Itron, MV-90, Modbus, DNP, IEC 61850).

PLATAFORMA UNIFICADA DE COMUNICACIONES MULTISERVICIO “SMART GRID” PARA EL MONITOREO Y CONTROL DE LOS PROCESOS DE SUMINISTRO ELECTRICO EN LA REPUBLICA ARGENTINA.



Fuente: SCHNEIDER ELECTRIC.

GRAFICO 9. POWERLOGIC ION 8650



Fuente: SCHNEIDER ELECTRIC.

GRAFICO 10. ION 8650, WATER, AIR, GAS, ELECTRICITY AND STEAM METER INTEGRATION

a.3) Electric Vehicle Supply Equipment (EVSE).- La transición de la actual flota de transporte hacia vehículos eléctricos con alimentación en red V2G (Gráfico 11) propicia un cambio significativo en el sector energético y de transporte. Soluciones tecnológicas como BMW i8 (hybrid/carga conductiva) y Tesla Model S

PLATAFORMA UNIFICADA DE COMUNICACIONES MULTISERVICIO “SMART GRID” PARA EL MONITOREO Y CONTROL DE LOS PROCESOS DE SUMINISTRO ELECTRICO EN LA REPUBLICA ARGENTINA.

(electric/ carga conductiva/inductiva) desempeñan un papel importante en el desarrollo del transporte sostenible actual en el mundo.



Fuente: GENERAL ELECTRIC.

GRAFICO 11. CHARGING STATION

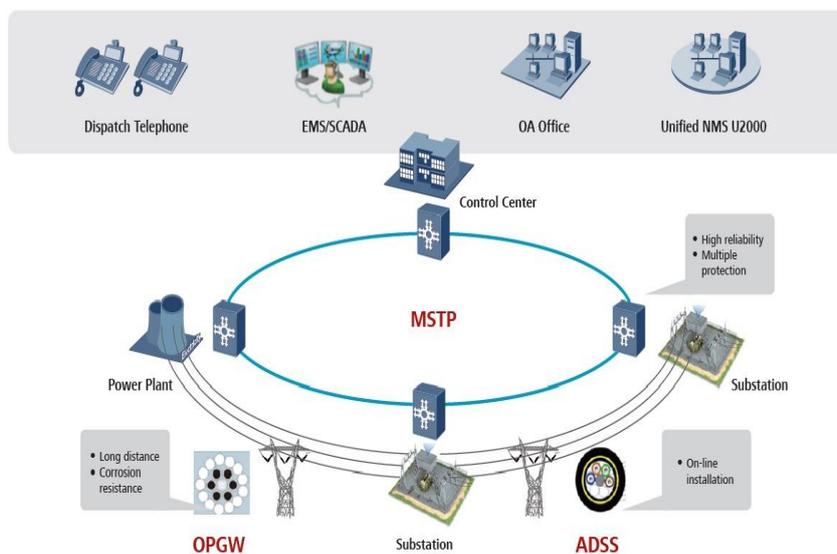
El despliegue masivo de estaciones de carga interconectadas [22], [23] para la administración del suministro eléctrico en vehículos de transporte sostenibles proporcionan a la red capacidades de monitoreo y gestión de servicios públicos flexibles de integración plena.

b) Medios de Comunicación.- El medio de comunicación es el camino físico entre el transmisor y el receptor en un sistema de comunicaciones que al igual que cualquier solución propuesta de migración tecnológica depende del estado y la disponibilidad de los elementos asociados a este tipo a implementación.

Las soluciones de comunicaciones T&T (Telecommunications & Technologies) [31] como se observa en el Gráfico 12 para la interconexión de los procesos de suministro eléctrico (generación, transporte & distribución) mediante cableado más rentable OPGW/ADSS, equipos MSTP (Multiservice Transport Platform) Hybrid + IP y OTN/WDM + IP ambos modelos compatibles con redes ASONs, permiten a

PLATAFORMA UNIFICADA DE COMUNICACIONES MULTISERVICIO “SMART GRID” PARA EL MONITOREO Y CONTROL DE LOS PROCESOS DE SUMINISTRO ELECTRICO EN LA REPUBLICA ARGENTINA.

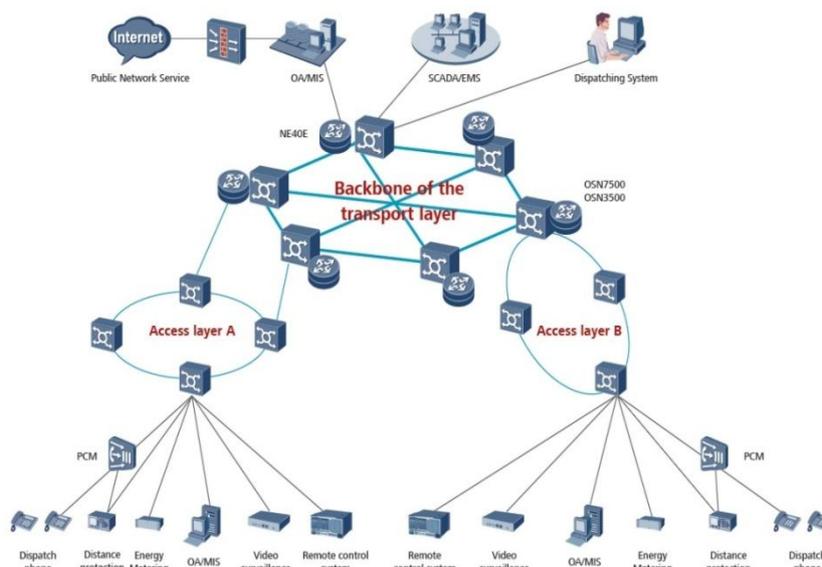
las empresas de energía eléctrica unificar su gestión en la red, optimizando su producción y su distribución de energía eléctrica.



Fuente: HUAWEI.

GRAFICO 12. BACKBONE COMMUNICATION SOLUTION FOR POWER TRANSMISSION

La solución propuesta MSTP Hybrid + IP (Gráfico 13) utiliza una arquitectura de conmutación unificada que se adapta tanto a la transmisión MSTP tradicional y la transmisión de paquetes basada en MPLS / MPLS-TP.

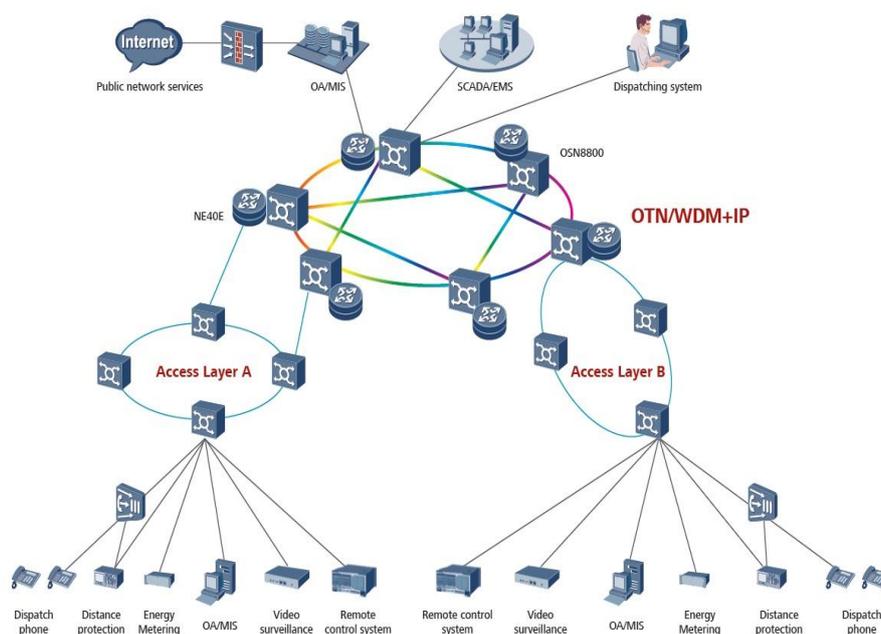


Fuente: HUAWEI.

GRAFICO 13. HYBRID MSTP + IP NETWORKING MODEL

PLATAFORMA UNIFICADA DE COMUNICACIONES MULTISERVICIO “SMART GRID” PARA EL MONITOREO Y CONTROL DE LOS PROCESOS DE SUMINISTRO ELECTRICO EN LA REPUBLICA ARGENTINA.

La solución propuesta OTN/WDM MSTP + IP como se observa en el Gráfico 14 no sólo puede ahorrar una gran cantidad de cables ópticos, sino que también proporciona una gran capacidad de ancho de banda, lo que satisface las necesidades de desarrollo de los servicios a largo plazo y mejora enormemente la seguridad en la redes de energía eléctrica, evitando fallas de energía en toda la zona.



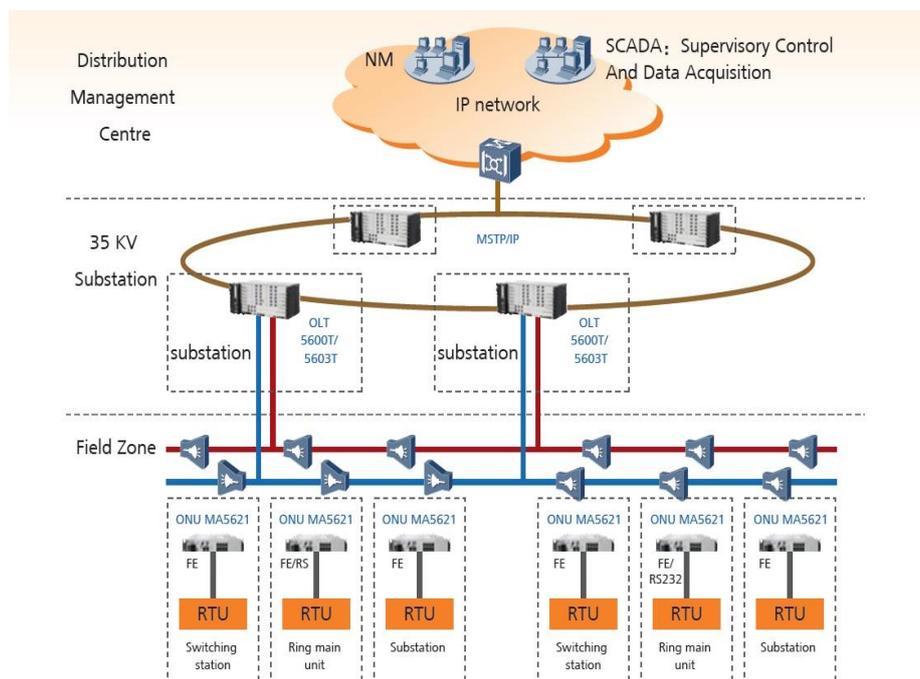
Fuente: HUAWEI.

GRAFICO 14. OTN/WDM + IP NETWORKING MODEL

GPON (Gigabit Passive Óptical Network) se describe como una red flexible de acceso con fibra óptica, capaz de soportar requisitos de amplitud de servicios comerciales y corporativos [30] como se observa en el Gráfico 15, con tasas nominales de dirección downstream de 2.488 Gbit/s y upstream de 1,244 Gbit/s. GPON tiene costo efectivo menor que las redes punto a punto, en el acceso óptico de última milla esto implica mucho más que un costo atractivo, permitiendo satisfacer una mayor cantidad de demandas por servicios y atender potenciales

PLATAFORMA UNIFICADA DE COMUNICACIONES MULTISERVICIO “SMART GRID” PARA EL MONITOREO Y CONTROL DE LOS PROCESOS DE SUMINISTRO ELECTRICO EN LA REPUBLICA ARGENTINA.

demandas hasta entonces no atendidas en vista de sus necesidades por banda ancha.

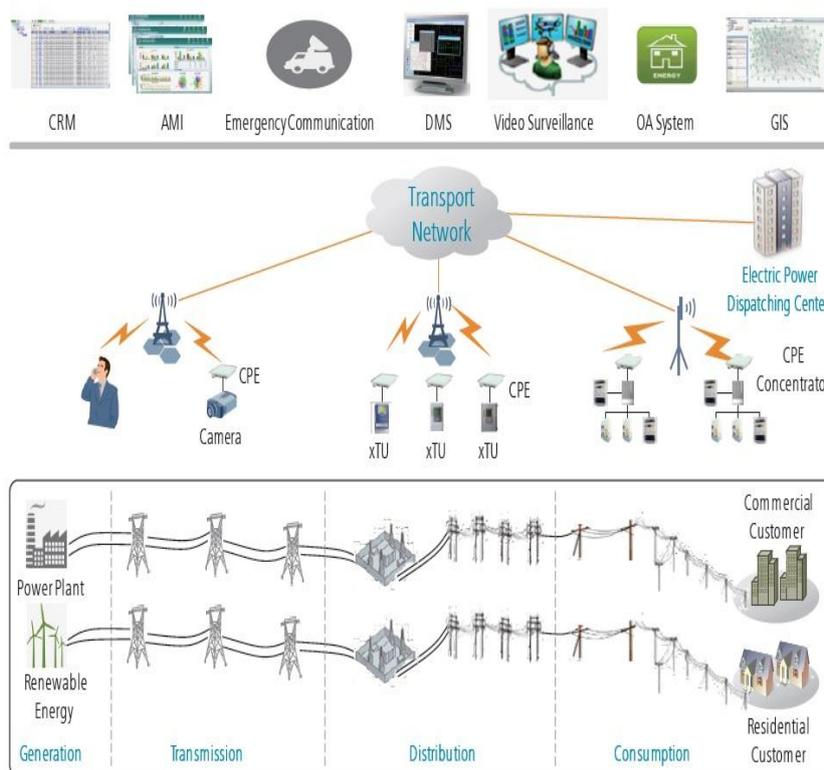


Fuente: HUAWEI.

GRAFICO 15. GPON SOLUTION FOR AUTOMATIC POWER DISTRIBUTION

La comunicación eficiente es indispensable para una red de distribución de energía, especialmente en áreas de alta densidad como ciudades y baja densidad como zonas rurales. El despliegue masivo de infraestructura AMI es importante en el área de consumo de la energía, ya que reduce significativamente costos de O&M y satisface las necesidades de los usuarios finales. La solución eLTE [28] del Gráfico 16 se basa en tecnología de comunicación inalámbrica 4G del cual hereda su extraordinario rendimiento, así como 100 Mbit/s de downlink y 50 Mbit/s de uplink.

PLATAFORMA UNIFICADA DE COMUNICACIONES MULTISERVICIO “SMART GRID” PARA EL MONITOREO Y CONTROL DE LOS PROCESOS DE SUMINISTRO ELECTRICO EN LA REPUBLICA ARGENTINA.



Fuente: HUAWEI.

GRAFICO 16. eLTE SOLUTION FOR SMART GRIDS

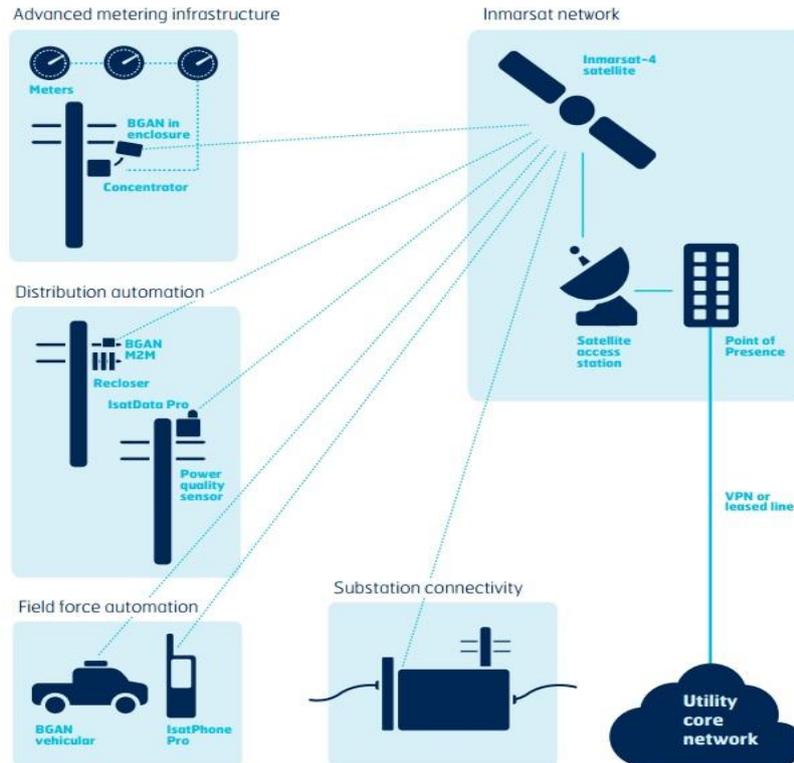
La soluciones satelitales para Smart Grids (I4 network) [35] como se describen en los Gráficos 17 y 18 están orientadas a complementar los servicios de comunicaciones existentes y a satisfacer las distintas necesidades de comunicación de los servicios públicos de energía que incluye:

- **Advanced metering infraestructure (AMI).** Estos dispositivos suelen estar conectados a puntos de acceso remoto o concentradores a través de una WLAN con capacidad de conectar hasta más de 100.000 smart meters.
- **Distribution automation.** Los servicios de Inmarsat BGAN (Broadband Global Area Network) o BGAN M2M pueden implementarse a lo largo de todas las líneas de distribución de energía eléctrica en todo un territorio, como enlaces primarios o secundarios de comunicación de datos IP que proporcionan supervisión automatizada, control de re conectadores,

interruptores y otros dispositivos de distribución.

- **Substation connectivity.** En locaciones que son dificultosas y caras para llegar con líneas fijas o comunicaciones celulares la conectividad de las subestaciones eléctricas SCADA/VSAT se establece mediante BGAN a velocidades de datos de hasta más 492 Kbps simétrico en banda L flexible frente a tráfico low-volume/high-frequency y high-volume/low-frequency. BGAN también podría ser utilizado para proporcionar backup automático de comunicaciones en cualquier subestación cuando el enlace principal falle.
- **Field force automation.** Para trabajar de manera más eficiente, los ingenieros y el personal de mantenimiento en campo necesitan cobertura móvil, ancho de banda e interactividad para recibir instrucciones de trabajo e información técnica, las redes celulares a menudo cumplen con este requisito, pero no se puede confiar en zonas rurales y remotas debido a que se necesita el intercambio de archivos de datos de gran tamaño y el ancho de banda está limitado en algunos sectores.

PLATAFORMA UNIFICADA DE COMUNICACIONES MULTISERVICIO “SMART GRID” PARA EL MONITOREO Y CONTROL DE LOS PROCESOS DE SUMINISTRO ELECTRICO EN LA REPUBLICA ARGENTINA.



Fuente: INMARSAT.

GRAFICO 17. SATELLITE SOLUTION FOR SMART GRIDS

Application requirements	Smart metering	Recloser control	Fault detection & response	Workforce mobility	
Transport Protocol	TCP/IP	TCP/IP or DNP-3	DNP-3 or Modbus or serial	TCP/IP	BGAN Inmarsat Broadband Global Area Network (BGAN) service offers simultaneous voice and IP data up to 492kbps. The service is accessed via a range of portable, fixed and vehicular terminals making BGAN ideal for utilities requiring a broadband link for: > Transmitting bursts of high volumes of data in a fixed environment > Workforce in-the-field who require immediate, real-time access to information
Bandwidth/Payload ¹	Medium	High	Low to Medium	High	
Latency ²	Medium	Tight	Medium to Tight	Medium	
Reliability ³	Medium	High	High	High	
Security ⁴	Medium	High	High	Medium	BGAN M2M Provides ubiquitous two-way IP data connectivity for low volume, high frequency bursts of data and supports SCADA applications.
Power	Mains	Solar or battery	Solar or battery	Engine or battery	
Devices per satellite terminal	250	1	1	1	BGAN PTT A rugged voice dispatch and communication system that extends traditional push-to-talk (PTT) capabilities over hybrid data networks, that is then supplemented by the Inmarsat BGAN satellite network where no terrestrial network coverage is present.
Typical daily transactions per satellite terminal	8	24	24	1	
Typical transaction size (KBs)	312.50	1.74	0.08	166.67	IsatData Pro IsatData Pro provides a global, low data rate service, providing a two-way packet data service for machine-to-machine communications, for both fixed and mobile assets.
Typical monthly data per satellite terminal (KBs)	75,000	15,000	58	5,000	
Inmarsat Service*	BGAN	BGAN M2M	IsatData Pro	BGAN vehicular	

Key

1 Bandwidth:
 Low -< 10kbps
 Medium 10 - 100kbps
 High >100kbps

2 Latency:
 Loose: Can tolerate high latency in absolute terms and high variability in the latency
 Medium: Has some relative limits to the absolute amount and/or the variability of end-to-end latency
 Tight: Strict requirements for the absolute amount and/or the variability of the end-to-end latency

3 Reliability:
 Low: No significant operational harm would result if connectivity were lost for a significant (minutes to a few hours) amount of time
 Medium: Operations would be impacted, but unlikely to result in loss of service or similar impact if connectivity were lost for a significant (minutes to a few hours) amount of time
 High: Significant harm might occur if connectivity were lost for a significant period of time

4 Security:
 Low: No significant operational harm would result if link were intentionally compromised
 Medium: Significant but limited harm would result if link were intentionally compromised
 High: Highly visible and widespread harm could result if link were intentionally compromised

* Suggested service only as actual data volume and consumption may vary depending on location and configuration of application

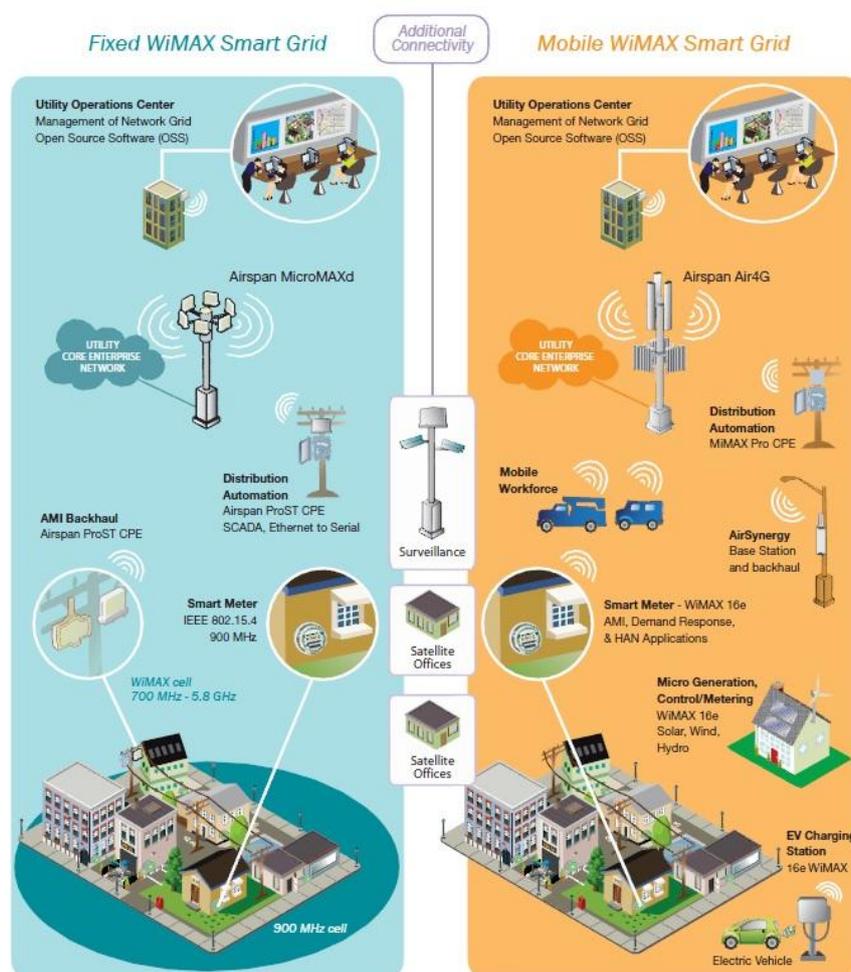
IsatPhone Pro
 A global satellite phone, purpose-built for the Inmarsat-4 network offering clear voice telephony, voicemail, SMS and short email messaging for remote communications.

Fuente: INMARSAT.

GRAFICO 18. INMARSAT SERVICES

PLATAFORMA UNIFICADA DE COMUNICACIONES MULTISERVICIO “SMART GRID” PARA EL MONITOREO Y CONTROL DE LOS PROCESOS DE SUMINISTRO ELECTRICO EN LA REPUBLICA ARGENTINA.

La solución WiMax para Smart Grids [04] (Gráfico 19) ofrece conectividad inalámbrica fija y móvil de alta calidad con latencia muy baja, robusta y segura ideal para la gestión de la red gracias a sus equipos estandarizados 4G que trabajan en bandas de frecuencia licenciadas y no licenciadas a partir de los 700 MHz a 6,0 GHz. Además los equipos operan en escenarios de baja y alta densidad poblacional bajo condiciones climáticas extremas.



Fuente: AIRSPAN.

GRAFICO 19. WIMAX SOLUTION FOR SMART GRIDS

c) Data Center.- Los Data Centers son soluciones de distribución tecnológica modular acondicionada en edificaciones de control y mando que garantizan alta disponibilidad y seguridad en la continuidad de las operaciones. Las certificaciones de nivel y sostenibilidad operativa que satisfacen este grado de criticidad

infoenergético son las otorgadas por el Instituto Uptime. Características esenciales de un Data Center Tier IV:

Disponibilidad. La disponibilidad de un Data Center Tier IV es del 99.995%; lo que indica que no está garantizada su disponibilidad durante 26 minutos al año. En el escalón inferior tenemos al Data Center Tier III con una disponibilidad del 99.982%; lo que indica una indisponibilidad durante 95 minutos. La disponibilidad de un Data Center Tier IV se calcula con la probabilidad de un accidente importante cada 5 años. Sin embargo la disponibilidad de un Data Center Tier IV no refleja necesariamente la disponibilidad de una aplicación o de un servicio alojado que puede variar según la plataforma utilizada. Cuando hablamos de disponibilidad del Data Center Tier IV nos referimos a los servicios típicos de un Data Center: comunicaciones, almacenamiento, fuente de alimentación, refrigeración, etc.

Redundancia. Un Data Center Tier IV está básicamente pensado para que cada servidor de una sala IT tenga una doble fuente de alimentación eléctrica independiente y activa a la vez. Se basa en un sistema de suministro eléctrico que se calcula con la base instalada de servidores y que se replica enteramente con un margen adicional (10%) para nunca tener el sistema eléctrico a pleno uso de su capacidad total. Se replican también los medios de acceso de las comunicaciones con una doble cometido de fibra que enlaza con 2 centrales de comunicación distintas. No se comparten nunca los recursos de respaldo como en un Data Center Tier III dónde instalamos solamente una capacidad adicional que se puede compartir en caso de falla.

Escalabilidad. Un Data Center Tier IV tiene que ser modular; lo que permite la escalabilidad. Cada módulo con una o varias salas IT funciona de manera independiente. Se puede añadir módulos al Data Center sin interrupción de

servicio y sin que afecten a los módulos existentes. Un Data Center Tier IV debe también tener la capacidad de aumentar la capacidad eléctrica de las salas IT en función del consumo.

Refrigeración. La refrigeración de las salas IT de un Data Center se realiza a través de la circulación de aire en el entre-suelo dónde se instala el cableado eléctrico para conseguir ahorro de energía.

Eficiencia. La eficiencia de un Data Center se mide con la relación que existe entre la energía que recibe el Data Center y la energía que se emplea realmente en la sala IT. Teóricamente esa relación debería igualarse a 1. En la realidad un Data Center Tier IV alcanza unos niveles próximos a 1,2 - 1,4.

Precio. La eficiencia de un Data Center en la utilización de la energía es una manera de contener el gasto de operación y mantenimiento que se puede transferir al usuario final en caso de explotación comercial.

d) Seguridad Cibernética.- Al igual que su antecesor los sistemas SCADA “end2end” utilizan estándares abiertos en la comunicación operacional de sus elementos extremo a extremo, el cual se convirtió en un indicador de criticidad importante que hizo que se desarrollaran las soluciones de seguridad cibernética en los sistemas de gestión de infraestructura crítica a nivel mundial. Las normas de seguridad cibernética establecidas entre otras para este tipo de aplicación son NERC CIP, NIST Framework, C3 y ESC2M2 (ver Anexo III), los cuales se basan en un enfoque de seguridad de defensa profunda que incluye el control de todos los elementos de los procesos de suministro eléctrico incumbentes.

3.2. Convergencia tecnológica entre infraestructuras de energía eléctrica y de telecomunicaciones.

La convergencia tecnológica entre infraestructuras de energía eléctrica y de telecomunicaciones dará forma al internet de las cosas (IoT) y hará factible la creación de la plataforma unificada de comunicaciones multiservicio “Smart Grid” como modelo de integración propuesto en sus distintos escenarios de aplicación en la distribución a continuación descritas:

- **Advanced Metering Infrastructure.** El despliegue masivo de equipos smart meters montados sobre redes eLTE, WiMax y GPON orientados a mercados residenciales y corporativos habilita nuevas prestaciones como la gestión de servicios públicos WAGES, gestión de la demanda, conexión y desconexión remota, generación de nuevos patrones de uso, desarrollo de nuevos modelos de precios entre otros. Las principales ventajas de la infraestructura AMI para la red de distribución de la energía se asocian a la eficiencia y a la sustentabilidad energética. Por otra parte los usuarios se convierten en participantes activos, el acceso a toda esta información debe permitirles ser más eficientes y ahorrar en su facturación.
- **Home Area Networks.** Una HAN es una red dedicada que interconecta a dispositivos electrónicos periféricos en el hogar, tales como ONU/GPON, home gateway, smart TVs, estaciones de carga eléctrica, vehicle to grid (V2G), smart meter, VCRs. telefonía fija/móvil, sistemas de seguridad, etc. La mayor parte del elevado consumo de energía de hoy viene de la calefacción, refrigeración, iluminación, lavado y secado, estos electrodomésticos están empezando a convertirse masivamente en dispositivos electrónicos inteligentes con funciones de conectividad como WiFi, ZigBee y Bluetooth los cuales les permiten ser automatizados con el

fin de obtener beneficios como la sustentabilidad del hogar, gestión de la demanda y balanceo de carga más eficiente.

- **Electric Vehicle Supply Equipment.** La industria de la automoción es uno de los sectores estratégicos para la reducción de emisiones contaminantes al medio ambiente. Por esta razón, los vehículos eléctricos e híbridos tendrán un crecimiento importante en los próximos años, aunque no será hasta el 2020 cuando sus ventas tendrán un crecimiento acelerado. Según las previsiones de la International Energy Agency (IEA) las ventas de éstos se concentrarán en los países más desarrollados de Europa, América y zona del Pacífico. Además, una de las ventajas, aparte de la reducción de emisiones contaminantes y ruidos, es que los vehículos eléctricos se convierten en elementos activos de interconexión V2G mediante estaciones de carga para la autogestión de su demanda. El desarrollo de infraestructura de carga y baterías para vehículos eléctricos acelerarán el crecimiento de este sector, es necesario que para los próximos años se mejore la tecnología de baterías actuales disminuyendo sus costos de fabricación. Respecto a la infraestructura eléctrica se tienen que destacar la importancia de la normativa y la estandarización.
- **Energy Sales Network.** La creación de un régimen de compra y venta interconectado de energía convencional y no convencional alimentando desde plantas de generación eléctrica nacionales e internacionales, edificaciones residenciales, parques industriales, prosumidores, generación distribuida, etc. crea nuevas oportunidades para las relaciones intersectoriales y disuelve sociedades comerciales tradicionales.

- **Distributed Generation.** La generación distribuida, a diferencia de la generación convencional, permite que la producción de energía eléctrica se realice en los mismos puntos de consumo o en puntos cercanos a las cargas, reduciendo las pérdidas por el transporte de energía y mejorando la eficiencia del sistema. La generación distribuida facilita la integración de las fuentes de energía no convencionales, contribuyendo a la reducción de las emisiones de CO₂. Por otra parte, la calidad del suministro eléctrico, la seguridad y la integración de la generación distribuida requiere de la adopción de tecnologías Smart Grid para sustituir al sistema convencional.
- **Electrical Energy Storage.** El almacenamiento eléctrico a gran escala representa un gran reto, por sobre todo para la integración de las unidades de generación de potencia distribuida como parques eólicos, centrales fotovoltaicas e hidroeléctricas entre otros atreves de almacenamiento a baterías o parcialmente en forma de hidrogeno. Hasta ahora, no ha sido posible almacenar la electricidad en cantidades significativas a costos aceptables.

La solución propone, la integración de **gestores de sistema** (generación convencional y no convencional, transporte, distribución), **usuarios** (clientes residenciales, clientes corporativos, energía de exportación, prosumidor, clientes con generación de emergencia) y **proveedores** (energía de importación) mediante tecnología SCADA e interconexión de las mismas con el Sistema Satelital Geoestacionario Argentino de Telecomunicaciones y la Red Federal de Fibra Óptica como infraestructura fundamental del sistema extendida con tecnología GPON. A continuación se realiza una comparación entre las principales unidades de generación eléctrica y estaciones transformadoras de AT con la REFEOF con el fin de establecer los puntos de interconexión para la unificación de la solución

propuesta.

3.2.1. Comparación de la matriz de generación eléctrica y estaciones transformadoras de AT con la Red Federal de Fibra Óptica.- Según la Secretaria de Energía (SENER) en la actualidad las principales unidades de generación eléctrica y estaciones transformadoras de AT instaladas por provincia como se observa en la Tabla 20 totalizan 738 puntos de interconexión.

AREA/TIPO	GENERACION						TRANSPORTE ESTACIONES TRANSFORMADORAS DE AT	PUNTOS DE INTERCONEXION TOTAL
	ENERGIA CONVENCIONAL		ENERGIA NO CONVENCIONAL					
	TE	NU	FT	HID	EOL	BIO		
BUENOS AIRES	44	2	-	-	8	-	112	166
CATAMARCA	10	-	-	-	-	-	12	22
CHACO	9	-	-	-	-	-	7	16
CHUBUT	4	-	-	2	9	-	20	35
CORDOBA	13	1	-	10	-	1	5	30
CORRIENTES	26	-	-	1	-	-	9	36
ENTRE RIOS	3	-	-	1	-	-	2	6
FORMOSA	15	-	-	-	-	-	5	20
JUJUY	33	-	14	9	3	-	9	68
LA PAMPA	11	-	-	1	1	-	2	15
MENDOZA	16	-	-	14	-	-	13	43
MISIONES	9	-	-	2	-	1	1	13
NEUQUEN	23	-	-	11	1	-	17	52
RIO NEGRO	14	-	-	9	-	-	7	30
SALTA	28	-	-	6	-	1	20	55
LA RIOJA	4	-	-	-	1	-	5	10
SAN JUAN	-	-	4	8	-	-	2	14
SAN LUIS	-	-	-	1	-	-	1	2
SANTA CRUZ	16	-	-	-	1	-	11	28
SANTA FE	9	-	-	-	-	-	4	13
SANTIAGO DEL ESTERO	12	-	-	2	-	-	12	26
TIERRA DEL FUEGO, ANTARTIDA E ISLAS DEL ATLANTICO SUR	5	-	-	-	-	-	-	5
TUCUMAN	6	-	-	4	-	2	21	33
TOTAL	310	3	18	81	24	5	297	738

Fuente: ELABORACION PROPIA, de acuerdo a datos de: <http://siq.se.gob.ar/>.

TABLA 20. NUMERO DE ESTACIONES INSTALADAS POR PROVINCIA

PLATAFORMA UNIFICADA DE COMUNICACIONES MULTISERVICIO “SMART GRID” PARA EL MONITOREO Y CONTROL DE LOS PROCESOS DE SUMINISTRO ELECTRICO EN LA REPUBLICA ARGENTINA.

Los cuales establecen un vínculo directo con la REFEOF (Tabla 21 y Anexo II) mediante tramos opticos y nodos distribuidos a lo largo de todo el territorio nacional.

ANILLO	NUMERO DE TRAMO	PROVINCIA	PUNTOS DE INTERCONEXION
I	1,2	TIERRA DE FUEGO	5
	3,4,5,6	SANTA CRUZ	28
	4,7,8	CHUBUT - PARTE DE RIO NEGRO	50
II	8,9,34,49,53	RIO NEGRO - NEUQUEN	82
	34, 35, 36,41,42,,47,50,54	PARTE DE LA PAMPA - PARTE DE BUENOS AIRES	156
	40,42,48,52	PARTE DE MENDOZA	43
III	27,28,35,36,37,38	PARTE DE LA PAMPA - PARTE DE BUENOS AIRES	28
	39,40,41,43,44,47	PARTE DE MENDOZA - SAN LUIS - CORDOBA - PARTE DE SAN JUAN	89
	50,51,52,54	PARTE DE LA RIOJA - PARTE DE SANTA FE	12
IV	26,27,29,33,39,44	PARTE DE CORDOBA - PARTE DE LA RIOJA - PARTE DE CATAMARCA	36
	17,18,19,20,23,24,25,26,32	SANTIAGO DEL ESTERO - PARTE DE SALTA - PARTE DE JUJUY	149
	14,17,21,30,31,39,46	PARTE DE SANTA FE - PARTE DE CHACO - PARTE DE FORMOSA	42
V	10,11,13	MISIONES	13
	12,13,14	CORRIENTES	36
	15,37,38,45	ENTRE RIOS	6

Fuente: ELABORACION PROPIA, de acuerdo a datos de ARSAT S.A. y SENER

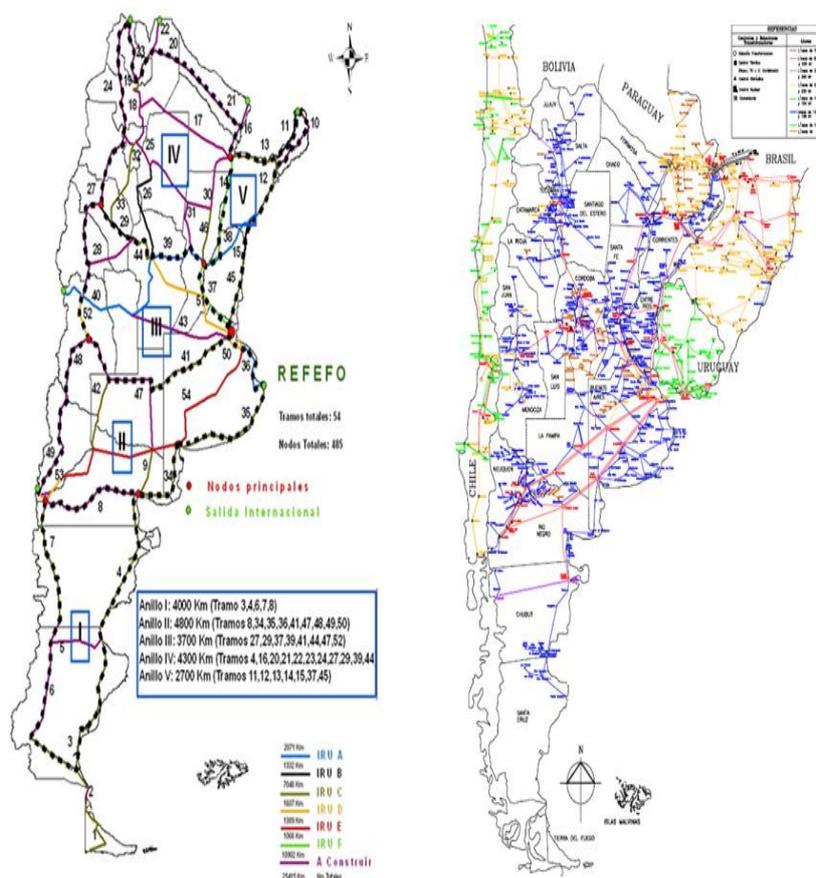
TABLA 21. DISTRIBUCION DE TRAMOS POR ANILLOS

Sumado al concepto anterior y conformando una unica infraestructura integrada entre la REFEOF y la matriz electrica (Gráfico 21), la plataforma unificada de comunicaciones multiservicio “Smart Grid” cuenta con:

- 54 tramos de red óptica federal (long. promedio 440km por tramo agrupados en cinco (V) anillos).
- 8 nodos principales (1 NOC Master, Benavidez) 485 nodos secundarios.
- 8 salidas internacionales (1 cable submarino y 7 salidas terrestres).
- Aproximadamente 9mil Km de tramos de fibra oscura disponible (Gráfico 81) perteneciente a TRANSENER, del cual el Estado participa como accionista.
- Cobertura nacional y regional mediante el SSGAT para la interconexión de puntos remotos en todo el territorio nacional y países aledaños (Gráfico 3).

PLATAFORMA UNIFICADA DE COMUNICACIONES MULTISERVICIO “SMART GRID” PARA EL MONITOREO Y CONTROL DE LOS PROCESOS DE SUMINISTRO ELECTRICO EN LA REPUBLICA ARGENTINA.

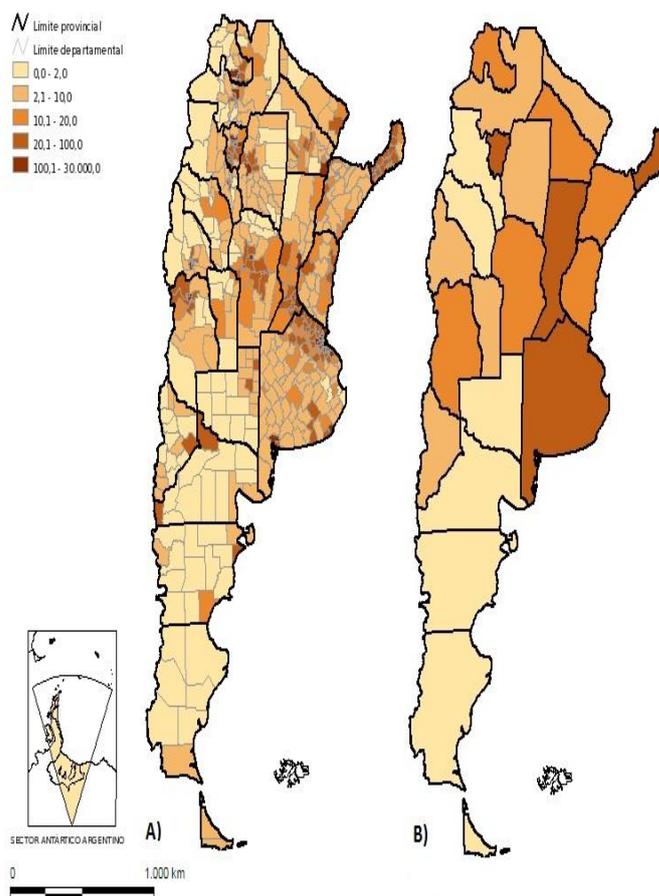
- 493 nodos para la instalación de equipos OLT’s (Optical Line Terminals) que interconectan a la red ODN (Optical Distribution Network) con la red MPLS/IP de la REFEFO. En el contexto GPON, la red ODN corresponde al anillo de fibra óptica, o cable Feeder, que conecta la puerta principal y la de respaldo con splitters primarios 2xn; y si el nivel de atenuación lo permite, a través de cables de Distribución se conectan splitters secundarios del tipo 1xn, para llegar a las ONT’s (Optical Network Terminals) a través de cajas de distribución y cables Drop o de acometida. En relación a la longitud de los anillos de cable Feeder, se debe tener en cuenta que mientras mayor sea la longitud del anillo, se reduce el rango de acción de los splitters primarios, con un tope máximo de 40Km.



Fuente: ARSAT S.A. y CAMMESA.

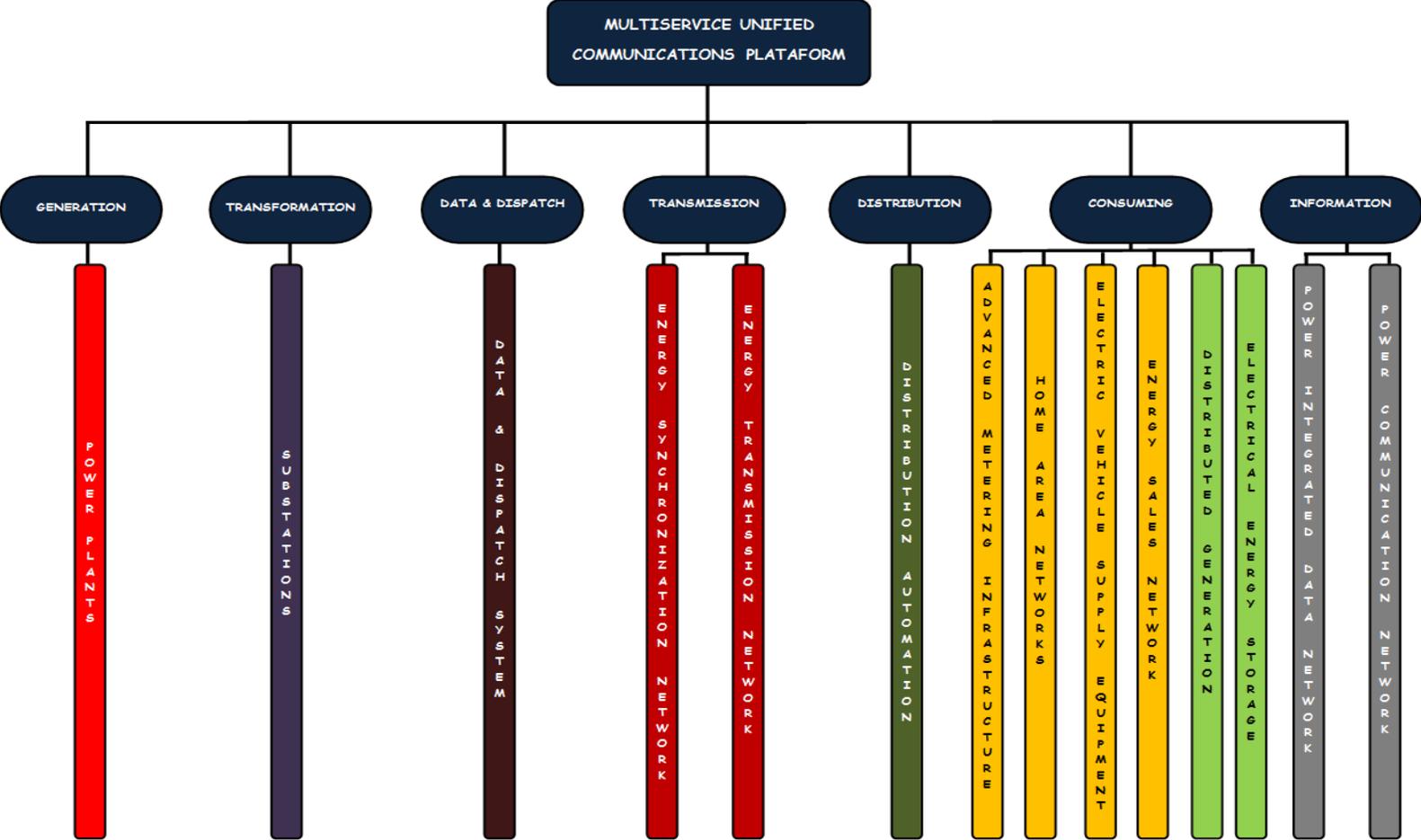
GRAFICO 22. RED FEDERAL DE FIBRA OPTICA Y MATRIZ ELECTRICA

3.2.2. Modelo de convergencia “Smart Grid” propuesto.- La formulación estratégica para la ejecución y puesta en marcha de la plataforma unificada de comunicaciones multiservicio (Gráfico 24) es de tipo segmentada el cual plantea el despliegue masivo de módulos aislados entre áreas de alta densidad como ciudades y baja densidad como zonas rurales (Gráfico 23) en sus distintos escenarios de operación los cuales progresivamente se vincularan entre si hasta alcanzar la integración total de todos los procesos de suministro eléctrico. La adopción de esta estrategia dependerá de la predisposición gubernamental para adaptar sus procesos a las características requeridas de la infraestructura.



Fuente: INDEC, de acuerdo a datos de: <http://www.sig.indec.gov.ar/censo2010/>.
GRAFICO 23. DENSIDAD POBLACIONAL POR A) DEPARTAMENTO Y B) PROVINCIA

PLATAFORMA UNIFICADA DE COMUNICACIONES MULTISERVICIO “SMART GRID” PARA EL MONITOREO Y CONTROL DE LOS PROCESOS DE SUMINISTRO ELECTRICO EN LA REPUBLICA ARGENTINA.



Fuente: ELABORACION PROPIA.

GRAFICO 24. PLATAFORMA UNIFICADA DE COMUNICACIONES MULTISERVICIO “SMART GRID”

El avance de la tecnología de semiconductores y la reducción de sus precios hacen que tecnologías Smart Grid para sistemas de transporte eléctrico montadas sobre redes ópticas o satelitales como HVDC y FACTS se conviertan en pocos años en elementos fundamentales en la operación normal del sistema de potencia. Mientras que la tecnología HVDC consiste en la construcción de nuevas líneas en DC para evacuar energía eólica marina o de transporte a largas distancias entre otros, los FACTS permiten aumentar la capacidad de las redes de transporte existentes, al tiempo que mejoran su seguridad de red y flexibilidad. En resumen, el mercado de las Smart Grids es un mercado muy atractivo que crecerá un 26% anualmente hasta 2020, y será un mercado dominado por empresas que dediquen una parte importante de sus recursos a actividades de I+D+i.

3.3. Metodología de análisis costo-beneficio para la Plataforma Unificada de Comunicaciones Multiservicio “Smart Grid”.

Según la Agencia Internacional de la Energía (IEA), Europa necesita una inversión de €1.5trillones para modernizar su infraestructura eléctrica que incluye a los sistemas de generación, transporte y distribución entre los años 2007-2030. La Comisión Joint Research Centre de la Unión Europea en el año 2012 publicó una guía para ejecutar análisis de costo-beneficio en proyectos Smart Grid [36] en el que se describe que, dado el importante potencial económico de las Smart Grids y la magnitud de las inversiones necesarias, es indispensable establecer una metodología para estimar los costos y beneficios de estas redes, basadas tanto como sea posible en datos reales, medibles y comparables obtenidos a partir de proyectos piloto. Sin embargo, es importante destacar que es necesario adaptar dichas recomendaciones a las circunstancias particulares de cada país.

Los proyectos Smart Grid generalmente se caracterizan por:

- Fuertes esfuerzos de inversión.

PLATAFORMA UNIFICADA DE COMUNICACIONES MULTISERVICIO “SMART GRID” PARA EL MONITOREO Y CONTROL DE LOS PROCESOS DE SUMINISTRO ELECTRICO EN LA REPUBLICA ARGENTINA.

- Beneficios a mediano y largo plazo, inciertos y frecuentemente influidos por factores difícilmente cuantificables, como políticas energéticas, y medioambientales.
- La incorporación de consumidores activos mediante esquemas de eficiencia energética, para ello es necesario:
 - Que los precios de la energía eléctrica reflejen su verdadero costo.
 - Implementación de modelos de negocio que permitan la habilitación de nuevos mercados de valor agregado en la gestión de la demanda, almacenamiento y venta de la energía distribuida, EVSE, AMI, HAN entre otros.

Es importante destacar que los análisis de costo-beneficio en proyectos Smart Grid deben tener en cuenta el impacto cualitativo y cuantitativo que generan las mismas, no solo desde la perspectiva de las actividades reguladas, sino del sistema sociedad en su conjunto. En este sentido, es fundamental analizar que el beneficio social, medioambiental y económico derivado del desarrollo de las Smart Grid se obtendrá en gran medida de las actividades en libre competencia, por lo que será necesario estudiar nuevos mecanismos de ajuste para garantizar el adecuado retorno de las inversiones.

En base a todo lo anterior descrito, se considera importante señalar que los nuevos costos y beneficios derivados del desarrollo de tecnologías Smart Grid requieren un nuevo modelo retributivo y deben tenerse en cuenta:

- Las nuevas infraestructuras asociadas al desarrollo de estas redes.
- El impacto de estas tecnologías en los costos de Operación y Mantenimiento.

PLATAFORMA UNIFICADA DE COMUNICACIONES MULTISERVICIO “SMART GRID” PARA EL MONITOREO Y CONTROL DE LOS PROCESOS DE SUMINISTRO ELECTRICO EN LA REPUBLICA ARGENTINA.

- La necesidad de adaptar las diferentes herramientas regulatorias (planes de inversión, información regulatoria de costos, etc.) a las características de estas nuevas inversiones.

En este sentido, es imprescindible distinguir dos tipos de inversiones:

- Aquellas realizadas por agentes que actúan en libre competencia, para los que no es necesario definir un modelo retributivo, sino establecer las medidas necesarias para fomentar un plan de negocio viable, de tal forma que se incentive a estos agentes para que realicen libremente sus inversiones.
- Inversiones de agentes en actividades reguladas, para los cuales sería necesario:
 - Realizar un análisis de costo-beneficio conveniente que permita definir las funcionalidades específicas que se requieran ejecutar, y las inversiones necesarias para su ejecución.
 - Definir qué tipos de inversión van a considerarse características de la Smart Grid, puesto que en algunos casos puede ser difícil diferenciar este tipo de inversión de las tradicionales.
 - Aprobación ex ante de planes de inversión Smart Grid por empresa, sujeto a las condiciones y al cumplimiento de los requisitos que se establezcan a tal efecto.
 - Posibilidad de establecer una tasa de retribución superior a las inversiones convencionales, al tratarse de inversiones con mayor riesgo y vida útil más corta.
 - En los casos en que sean claramente diferenciables de las inversiones tradicionales, podría ser adecuada la definición de valores estándares.

PLATAFORMA UNIFICADA DE COMUNICACIONES MULTISERVICIO “SMART GRID” PARA EL MONITOREO Y CONTROL DE LOS PROCESOS DE SUMINISTRO ELECTRICO EN LA REPUBLICA ARGENTINA.

- Tratamiento contable diferenciado para este tipo de inversiones.
- Establecimiento de incentivos para agilizar un despliegue masivo eficiente.

CAPITULO IV

CONCLUSIONES GENERALES Y FUTURAS LINEAS DE INVESTIGACION

El sector eléctrico en la República Argentina constituye el tercer mercado energético de América Latina. La industrialización, despliegue y operación de los elementos activos y pasivos que participan en la solución tecnológica Smart Grid montada y controlada desde redes de telecomunicaciones nacionales supone un gran reto y oportunidades de negocio que se deben aprovechar y liderar desde Argentina.

El Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios tiene un papel importante en la financiación y co-financiación de proyectos piloto Smart Grid que demuestren la aplicabilidad multiservicio de la tecnología a gran escala y promueva medidas hacia la sustentabilidad energética y la reducción de emisiones contaminantes al medio ambiente.

A vista del despliegue nacional de tecnología Smart Grid se prevé una alta demanda de personal técnico que deberá realizar tareas de proyecto, construcción, mediciones y aceptación, operación y mantenimiento (altas/bajas y modificaciones de usuarios), compras/logística, etc. La capacitación nacional y normalización del esquema de capacitación se debe consensuar con las diferentes universidades e institutos especializados del país y el despliegue de la misma deberá ser de manera homogénea, normalizada y simultánea con el despliegue de la plataforma unificada de comunicaciones multiservicio “Smart Grid”, de tal manera de asegurar contar con una masa crítica de técnicos que consoliden el cambio tecnológico en telecomunicaciones para el país que este proyecto generara.

PLATAFORMA UNIFICADA DE COMUNICACIONES MULTISERVICIO “SMART GRID” PARA EL MONITOREO Y CONTROL DE LOS PROCESOS DE SUMINISTRO ELECTRICO EN LA REPUBLICA ARGENTINA.

A nivel de generación, es crítico llevar a cabo una adecuada integración y desarrollo de la generación distribuida, con un apoyo incremental a la estabilidad del sistema.

A nivel de transporte y distribución, es preciso desarrollar una mayor capacidad de interconexión con países adyacentes y desplegar la monitorización y automatización a lo largo de toda la red, especialmente en la media y baja tensión.

A nivel de consumidor, deben desarrollarse herramientas y mecanismos que permitan la integración de los clientes finales al mercado eléctrico de una forma sencilla, eficiente y dinámica. La puesta en marcha a gran escala de tecnología AMI es el primer paso para desarrollar programas de gestión de la demanda que permitan la optimización del sector en su conjunto, mejorando la calidad del suministro. La primera ventaja es una mejor información del consumo de electricidad en tiempo real, lo que favorecerá la adopción de medidas de ahorro energético.

El despliegue masivo de estaciones de carga en red para el suministro eléctrico V2G y la posibilidad de que los consumidores se conviertan en prosumidores, también suponen grandes oportunidades para facilitar y acelerar la implementación de tecnologías Smart Grid en el país.

Una de las mayores restricciones que frecuentemente se relacionan con el despliegue de tecnologías Smart Grid es la falta de políticas energéticas adecuadas a los nuevos paradigmas que sufren las redes eléctricas actuales en el mundo, para avanzar en ese tema es necesario elaborar una política integrada y flexible orientada a objetivos relevantes y medibles los cuales promuevan un cambio de mentalidad inclusiva y abierta que construya los pilares del desarrollo energético sostenible y ambiental desde la sociedad hacia la ciencia y la tecnología como cadena de valor integral de apropiación social de la tecnología.

PLATAFORMA UNIFICADA DE COMUNICACIONES MULTISERVICIO “SMART GRID” PARA EL MONITOREO Y CONTROL DE LOS PROCESOS DE SUMINISTRO ELECTRICO EN LA REPUBLICA ARGENTINA.

Entre las posibles futuras líneas de investigación de este trabajo se destacan los siguientes proyectos:

- Desarrollar un entorno de simulación flexible de código abierto análogo a GridLAB-D (ver Anexo IV), el cual ofrece las capacidades de análisis necesarias para estudiar las fuerzas de cambio en la industria de la energía de conducción.
- Elaborar un plan de desarrollo científico-industrial asociado al Plan Estratégico Industrial 2020 para la construcción de los elementos activos y pasivos que representan a la plataforma unificada de comunicaciones multiservicio “Smart Grid”, el cual genera fuerte impacto positivo hacia el resto de la actividad económica y empleo, como cadena global de valor y cohesión tecnológica múltiple adaptativa.
- Aplicación de redes ópticas T/DWDM PON y tecnología SCADA para el monitoreo de estructuras civiles, sistemas de vigilancia y control urbano, sistemas de alerta temprana para la reducción de desastres, tratamiento y distribución de agua, monitorización remota y control en la producción de petróleo y gas, etc.
- Integración de energías no convencionales y redes de almacenamiento energético en las Smart Grids.
- Mercado y modelos de negocio para vehículos eléctricos, smart buildings, smart industry, smart home, smart meters y autoconsumo en las Smart Grids.
- Seguridad, privacidad, interoperabilidad y telecomunicaciones en las Smart Grids.
- Retos, políticas, estándares, financiación y aspectos regulatorios en las Smart Grids.

6. BIBLIOGRAFIA Y REFERENCIAS

- [01] ABB Company, a Ventyx White Paper [2013]. Smart Grid Global Report.
- [02] ABB Company, a Ventyx White Paper [2012]. Convergence of Information and Operation Technologies (IT&OT) to Build a Successful Smart Grid.
- [03] ABB Company, a Ventyx White Paper [2011]. Utility Asset Management Strategy in the Smart Grid Era.
- [04] AIRSPAN, White Paper [2013]. Airspan for Utilities Communication and Smart Grids.
- [05] ALSTOM, Brochure [2014]. Network Management Solutions: Flexible and scalable SCADA for the power industry.
- ° En Línea] www.grid.alstom.com
- [06] ALSTOM, Brochure [2011]. Making a Smart Grid a reality.
- [07] ANSI/NFPA 75 [2003]: Standard for the protection of information technology equipment.
- [08] VANSI/NFPA 70 [2002]: National Electrical Code.
- [09] ANSI/IEEE C2 [1997]: National Electrical Safety Code.
- [10] Argentina Conectada. Inclusión Digital, Red Federal, Plan de Acción [2010-2015].
- ° [En Línea] www.argentinaconectada.gob.ar
- [11] Bailey, David [2003]. IDC Technologies: Practical SCADA for Industry. Great Britain: British Library.
- [12] BP, British Petroleum, [2014]. Statistical review of world energy full report.
- [13] BP, British Petroleum, [2014]. Energy outlook 2035.
- [14] CLICeT, Centro Latinoamericano de Investigaciones Científicas y Técnicas, [2013]. Avances del plan Energético Nacional [2004-2019].

[15] CNEA, Comité Nacional de Energía Atómica, [2014]. Síntesis del Mercado Eléctrico Mayorista de la República Argentina.

[16] Comisión Europea 20, 20 by [2020]. Europe's climate change opportunity [2008].

[17] EPRI, Electric Power Research Institute [2010], Methodological Approach for Estimating the Benefits and Costs of Smart Grid.

[18] Davidson, Charles M.; Santorelli, Michael J. [2003]. Understanding the debate over Government Owned Broadband Networks. New York Law School.

° [En Línea] www.nyls.edu

[19] FUNDELEC, Fundación para el Desarrollo Eléctrico, [2011]. El Transporte Eléctrico en Argentina.

[20] FUNDELEC, Fundación para el Desarrollo Eléctrico, [2007]. El Crecimiento de Transporte Eléctrico Argentino.

[21] Fernando Gabriel Stabile, [2011]. Evolución del Mercado Eléctrico Mayorista Argentino, Impacto en los subsidios en la gestión y en los resultados (Tesis de Maestría). Facultad de Ciencias Económicas de la Universidad de la Plata.

[22] GE ENERGY, DuraStation [2012]. EV Charging Station Maintenance Manual.

[23] GE ENERGY, WattStation [2012]. Wall Mount user Manual.

[24] HUAWEI in Energy & Power, White Paper [2014]. Building a Robust Smart Grid Bearer Network: Optical Transport Network (OTN) Solution Upgrades the Backbone Network for Shandong Electric Power.

[25] HUAWEI in Energy & Power, White Paper [2014]. World's First LTE Based Wireless Broadband Network for Power Distribution Automation: China Southern Power Grid Chooses.

[26] HUAWEI in Energy & Power, White Paper [2014]. Construction of a Reliable Optical Network for the World’s Largest Hydroelectric Enterprise: China Three Gorges Project Corporation (CTGPC) Fiber Ring Communication Network Project.

[27] HUAWEI in Energy & Power, White Paper [2014]. AR530 Series Industrial Switching Routers.

[28] HUAWEI in Energy & Power, White Paper [2013]. eLTE Solutions for Smart Grids.

[29] HUAWEI Technologies CO Ltd, Press Release [2013]. Showcases Intelligent Energy ICT Solutions at World Energy Congress (WEC).

[30] HUAWEI Technologies CO Ltd, White Paper [2013]. The First Aggregation OLT for Vertical Industry.

[31] HUAWEI Technologies CO Ltd, White Paper [2012]. Power Transmission and Transformation Communication Solution.

[32] IEA, International Energy Agency, [2035-2050]. Technology Roadmap for Smart Grids.

[33] IEA, International Energy Agency, [2011-2014]. World Energy Outlook.

[34] IAE, Instituto Argentino de la Energía, [2012]. Informe de Tendencias del Sector Energético Argentino.

[35] INMARSAT, White Paper [2013]. Utilities Satellite Services: Flexible Solutions for Smart Grid Communications.

[36] Joint Research Center, White Paper [2012]. Guidelines for conducting a cost-benefit analysis of Smart Grid projects.

[37] MarketsandMarkets, SCADA market [2013], by Components (PLC, RTU, HMI, Communication Systems), Architecture (Hardware, Software, Services), Application (Oil & Gas, Power, Water & Wastewater, Transport, Manufacturing, Chemicals), and Geography - Analysis & Forecast [2013-2020]: SE 2439.

° [En Línea] www.marketsandmarkets.com

[38] MASDAR, Advancing Sustainability [2013]. Sustainability Report.

° [En Línea] www.masdar.ae

[39] MOTOROLA, Inc. White Paper [2014]. SCADA systems.

° [En Línea] www.motorolasolutions.com

[40] MOTOROLA, Inc. White Paper [2014]. ACE3600 Motorola Solutions for Electricity DA/DMS Systems.

[41] OLADE, Organización Latinoamericana de Energía, [2011]. Manual de estadísticas energéticas.

[42] PNNL, Pacific Northwest National Laboratory, [2013]. GridLAB-D: An agent-based simulation framework for Smart Grids. Last revised: 13 May 2014. Academic Editor: Hongjie Jia, School of Electrical Engineering and Automation, Tianjin University, Tianjin, China Copyright © 2013 David P. Chassin et al.

[43] Rifkin, Jeremy [2014]. La Sociedad del coste marginal cero: El internet de las cosas, el procomún colaborativo y el eclipse del capitalismo. España: Paidós.

[44] Rifkin, Jeremy [2011]. La Tercera Revolución Industrial: Como el poder lateral está transformando la energía, la economía y el mundo. España: Paidós.

[45] STGroup, Sigma Telecom Group [2013]. Plan Nacional de Telecomunicaciones Argentina Conectada.

[46] European Smart Grids Technology Platform, White Paper [2006]. Vision and Strategy for Europe’s Electricity Networks of the Future.

° [En Línea] www.smartgrids.eu

[47] SENER, Secretaria de Energía de México, [2012]. Prospectiva del sector eléctrico [2012-2026].

[48] SENER, Secretaria de Energía de México, [2013]. Estrategia Nacional de Energía [2013-2027].

- [49] SEL, Schweitzer Engineering Laboratories White Paper [2014]. Engineering Services for Intelligent Substations.
- [50] SEL, Schweitzer Engineering Laboratories White Paper [2011]. Journal of Reliable Power, Volume 2: Distribution Automation.
- [51] SCHNEIDER ELECTRIC, White Paper [2014]. NAVFAC Southeast Advanced Metering Infrastructure (AMI) Program.
- [52] SCHNEIDER ELECTRIC, User Guide [2009]. PowerLogic ION8600. Energy and power quality meter.
- [53] SIEMENS, for Industry Brochure [2013]. The One Stop Shop for RTUs.
- [54] TESLA MOTORS, Tesla Battery Report [2014]. Battery Technology, Analysis of the Gigafactory, and the Automakers’ Perspectives.
- [55] TESLA MOTORS, Annual report pursuant to section 13 or 15(d) of the securities exchange act of 1934.US securities and exchange commission: Washington, D.C. 20549. Form 10-K.
- [56] TIA 942 [2005]: Telecommunications Infrastructure Standard for Data Centers.
- [57] UPTIME INSTITUTE, LLC White Paper [2013]. Data Center Site Infrastructure Tier Standard: Operational Sustainability.
- [58] UPTIME INSTITUTE, LLC White Paper [2013]. Industry Standard Tier Classifications Define Site Infrastructure Performance.
- [59] US Department of Energy, [2014]. The Year of Concentrating Solar Power.
- [60] US Department of Energy, [2014]. Smart Grid System Report to Congress.
- [61] US Department of Energy, [2013]. Smart Grid Investment Grant Report. Economic Impact of Recovery Act Investments in the Smart Grid.
- [62] UN, United Nations, Department of Economic and Social Affairs Population Division, [2004]. World Urbanization Prospects. The 2003 Revision.

ANEXO I

ESTADO ACTUAL DE LA MATRIZ ELECTRICA EN LA REPUBLICA ARGENTINA

1. SITUACIÓN DE LA DEMANDA.- A principios de siglo el incremento de la demanda eléctrica y el funcionamiento mismo de esta infraestructura energética requería de una precisa planificación y de un calendario de obras de expansión e integración acorde a las necesidades energéticas del país. No había margen para atrasos puesto que la demanda crecía a pasos desmesurados y se corría el riesgo de quedarse sin abastecimiento, esto ocurría en parte, ya que el subsector de generación de energía eléctrica había crecido demasiado durante los '90 para luego consumirse en los años siguientes.

A pesar de estos avances, el sector eléctrico sigue teniendo limitaciones derivadas del importante aumento operado en los últimos años y de la menor inversión en los sectores de generación y distribución, a primera vista, y de cumplirse el cronograma oficial, el sistema eléctrico argentino podrá ofrecer alguna dificultad acotada en determinados momentos pero si se cumple con los plazos fijados todos los esfuerzos de inversión en el segmento de transporte podrán ser plenamente aprovechados, de otra manera el transporte no será el problema pero si la generación ya que es importante lograr un equilibrio en la inversión de los sectores y para ello es muy importante impulsar nuevos proyectos de generación distribuida considerando las dificultades actuales para el abastecimiento de gas.

En cuanto a la distribución, el problema pasa por readecuar un cuadro tarifario y hacerlo más uniforme en todo el país, contemplando indiscutiblemente una tarifa social para los usuarios de menos recursos de manera tal que permita restaurar los ingresos de las empresas (de capitales tanto públicos como privados) para que

estas puedan hacer frente al constante aumento de sus costos y al explosivo crecimiento de la demanda eléctrica.

2. DEMANDA DE ENERGÍA Y POTENCIA.- A continuación se presenta la variación de la “demanda neta”.

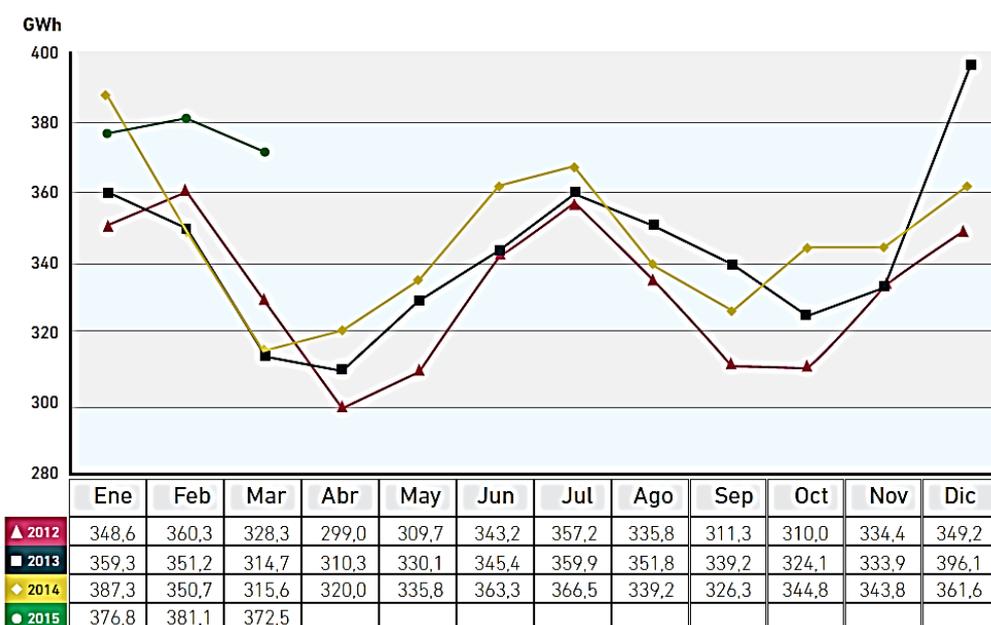
Mensual (%).	Año Móvil (%)	Acumulado 2015 (%)
+17,9	+2,0	+7,2

Fuente: CNEA.

TABLA 25. VARIACION DEMANDA NETA

La variación “mensual” se calcula computando la demanda neta de los agentes, sin considerar las pérdidas en la red, respecto del mismo valor del año anterior. El “año móvil” compara la demanda de los últimos 12 meses respecto de los 12 anteriores. El “acumulado anual”, en cambio, computa los meses corridos del año en curso, respecto de los mismos meses del año pasado. En el caso particular de marzo, el acumulado anual es coincidente con el año móvil.

En cuanto al promedio diario de la demanda agentes, este mes se registró un crecimiento del 17,9%, en comparación con los datos de marzo de 2014. Este es el mayor valor de los últimos cuatro años para el mes de marzo.



Fuente: CAMMESA.

GRAFICO 26. PROMEDIO DIARIO DE DEMANDA DE LOS AGENTES

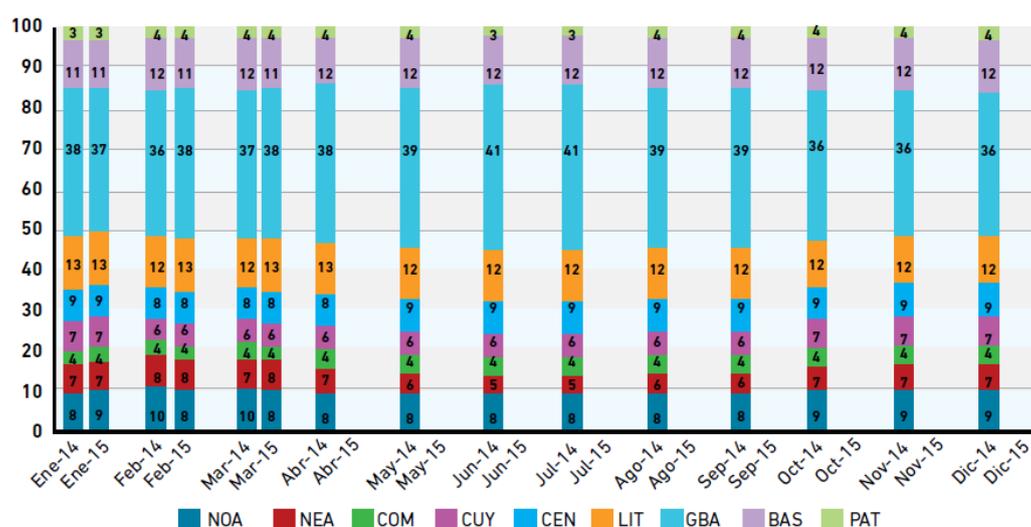
PLATAFORMA UNIFICADA DE COMUNICACIONES MULTISERVICIO “SMART GRID” PARA EL MONITOREO Y CONTROL DE LOS PROCESOS DE SUMINISTRO ELECTRICO EN LA REPUBLICA ARGENTINA.

A continuación, se muestra la demanda de energía eléctrica, analizada tanto por región como por tipo de usuarios (sectores) expresada como porcentaje de la energía total demandada.

Región	Provincias
Gran Buenos Aires (GBA)	C.A.B.A y Gran Buenos Aires
Buenos Aires (BA)	Buenos Aires sin GBA
Centro (CEN)	Córdoba, San Luis
Comahue (COM)	La Pampa, Neuquén, Río Negro
Cuyo (CUY)	Mendoza, San Juan
Litoral (LIT)	Entre Ríos, Santa Fe
Noreste Argentino (NEA)	Chaco, Corrientes, Formosa, Misiones
Noroeste Argentino (NOA)	Catamarca, Jujuy, La Rioja, Salta, Santiago del Estero, Tucumán
Patagonia (PAT)	Chubut, Santa Cruz

Fuente: CAMMESA.

TABLA 27. REGIONES Y PROVINCIAS DE LA REPUBLICA ARGENTINA

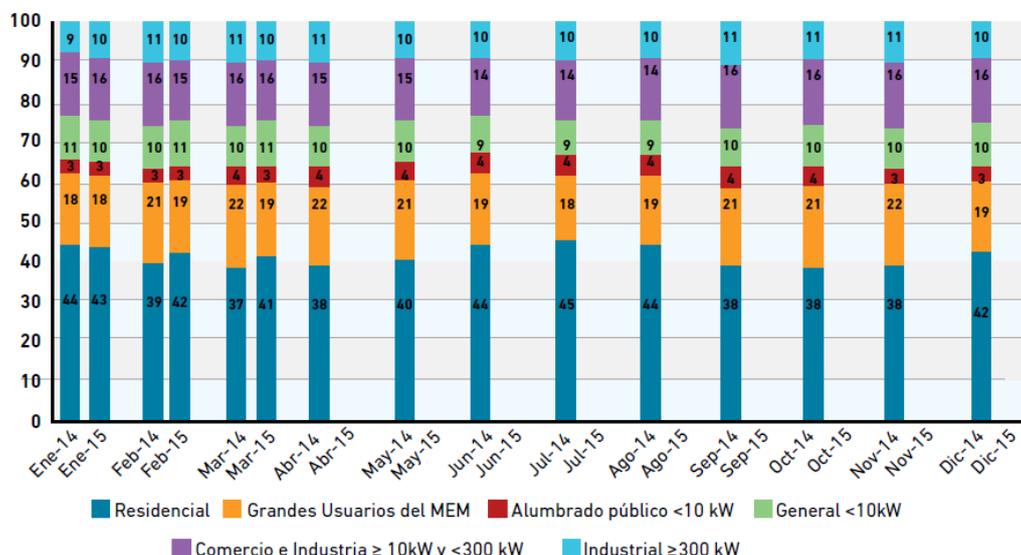


Fuente: ADEERA.

GRAFICO 28. DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA (%) POR REGIONES A MARZO DEL 2015

PLATAFORMA UNIFICADA DE COMUNICACIONES MULTISERVICIO “SMART GRID” PARA EL MONITOREO Y CONTROL DE LOS PROCESOS DE SUMINISTRO ELECTRICO EN LA REPUBLICA ARGENTINA.

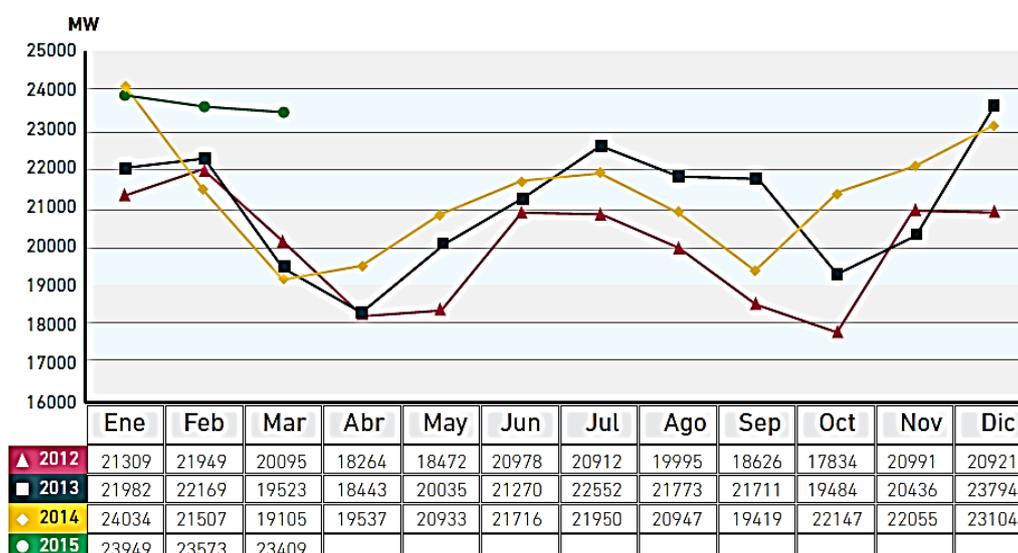
En el gráfico anterior pueden observarse pequeñas diferencias provocadas por las distintas incidencias regionales de los factores climáticos.



Fuente: ADEERA.

GRAFICO 29. DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA (%) POR SECTORES A MARZO DEL 2015

3. DEMANDA MAXIMA DE POTENCIA.- Como se muestra a continuación, la demanda máxima de potencia creció en un 22,5%, tomando como referencia el mismo mes del 2014. Este valor es el mayor de los últimos cuatro años para el mes de marzo.



Fuente: CAMMESA.

GRAFICO 30. DEMANDA MAXIMA DE POTENCIA (NO INCLUYE EXPORTACIONES)

4. POTENCIA INSTALADA.- Los equipos instalados en el Sistema Argentino de Interconexión se pueden separar en tres grandes grupos, de acuerdo al recurso natural y a la tecnología que utilizan: Térmico fósil (TER), Nuclear (NU) o Hidráulico (HID). Los térmicos a combustible fósil, a su vez, se pueden subdividir en cuatro clases, de acuerdo al tipo de ciclo térmico que utilizan para aprovechar la energía: Turbina de Vapor (TV), Turbina de Gas (TG), Ciclo Combinado (CC), y Motores Diésel (DI). Existen en el país otras tecnologías de generación no convencionales, las cuales se están conectando al SADI progresivamente, como la Eólica (EOL) y la Fotovoltaica (FT), sin embargo, ésta última aún tiene baja incidencia en cuanto a capacidad instalada.

La generación móvil no se encuentra localizada en un lugar fijo, sino que puede desplazarse de acuerdo a las necesidades regionales, la siguiente tabla muestra la capacidad instalada por regiones y tecnologías en el MEM.

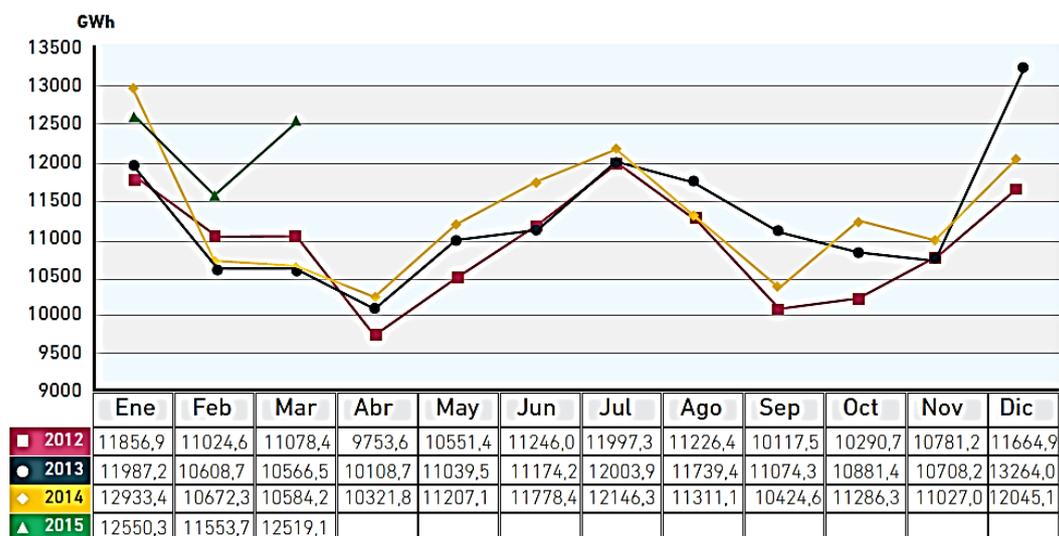
Area	TV	TG	CC	DI	BG	TER	NUC	FT	EOL	HID	TOTAL MW
CUYO	120	90	374			584		8		1072	1664
COM		209	1282	73		1564				4692	6256
NOA	261	1008	829	277		2375			50	217	2642
CENTRO	200	511	534	76		1321	648			918	2887
GB-LI-BA	3870	2555	6020	413	17	12876	1107			945	14928
NEA		46		247		293				2745	3048
PAT		160	188			348			137	519	1004
GENERACION MOVIL				329		329					329
SIN	4451	4579	9227	1413	17	19690	1755	8	187	11108	32748
Porcentaje						60.12	5.36	0.03	0.60	33.92	

Fuente: CAMMESA.

TABLA 31. CAPACIDAD DE GENERACION

Este mes se dio la habilitación precaria de 1,3 MW adicionales de la central térmica Itatí, en la región del NEA, totalizando una potencia de 6 MW.

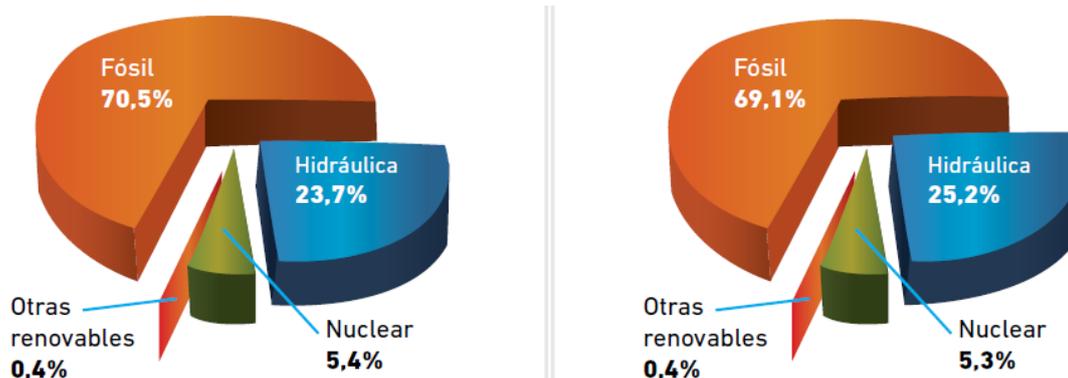
5. GENERACION BRUTA NACIONAL.-La generación total bruta nacional vinculada al SADI (nuclear, hidráulica, térmica, eólica y fotovoltaica) fue un 18,3% superior a la de marzo del 2014. Este valor es el mayor de los últimos cuatro años para el mes de marzo.



Fuente: CAMMESA.

GRAFICO 32. GENERACION TOTAL BRUTA

A continuación, se presenta la relación entre las distintas fuentes de generación:



Fuente: CAMMESA.

GRAFICO 33. GENERACION BRUTA DEL MEM: Marzo 2015 y Acumulado 2015

La generación de “otras renovables”, que surge de las gráficas precedentes, comprende la generación eólica y fotovoltaica incorporada hasta el momento.

Cabe destacar que el mayor porcentaje de dicho valor corresponde a la generación eólica.

Corresponde aclarar que, dentro de la generación de “otras renovables”, no se toma en cuenta a la efectuada con biocombustibles ni a la de las hidráulicas menores a 30 MW, ya que se incluyen en generación fósil y en hidráulica respectivamente.

6. APOORTE DE LOS PRINCIPALES RIOS Y GENERACION HIDRAULICA.-

Como puede verse en la siguiente tabla, durante este mes la mayoría de los ríos presentaron aportes inferiores a los históricos del mes, salvo el río Uruguay que presentó aportes levemente superiores.

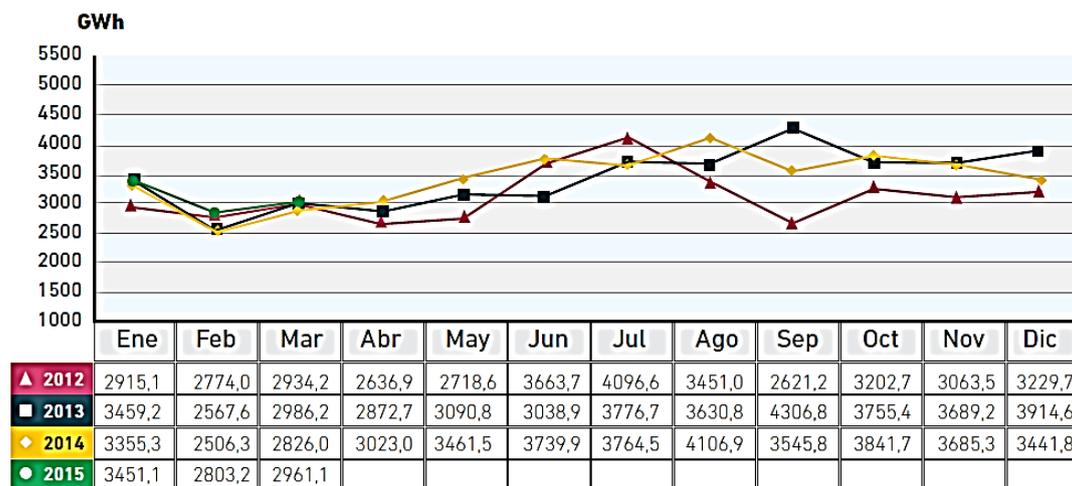
Ríos	Medios del mes (m3/seg)	Medio histórico (m3/seg)	DIF%
Uruguay	3622	3231	12,1
Paraná	13744	14973	-8,2
Futaleufu	85	165	-48,5
Limay	54	124	-56,5
Collon Cura	37	87	-57,5
Neuquén	48	90	-46,7

Fuente: CAMMESA.

TABLA 34. GENERACION HIDRAULICA

A pesar de ello, la generación hidráulica aumentó un 4,8 %, respecto del mismo mes del año 2014. A continuación se muestra su evolución durante los últimos 4 años.

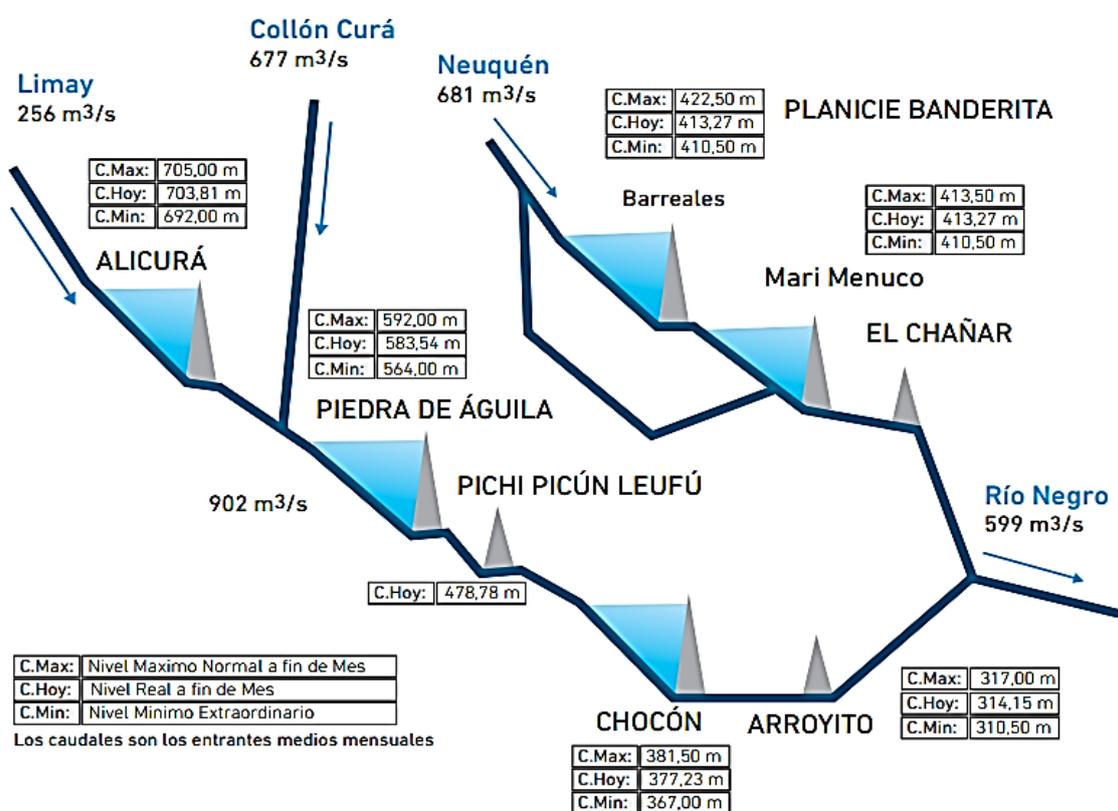
PLATAFORMA UNIFICADA DE COMUNICACIONES MULTISERVICIO “SMART GRID” PARA EL MONITOREO Y CONTROL DE LOS PROCESOS DE SUMINISTRO ELECTRICO EN LA REPUBLICA ARGENTINA.



Fuente: CAMMESA.

GRAFICO 35. GENERACION BRUTA HIDRAULICA

En el siguiente cuadro se puede apreciar la situación a fin de mes en todos los embalses de la región del Comahue (y los caudales promedios del mes).

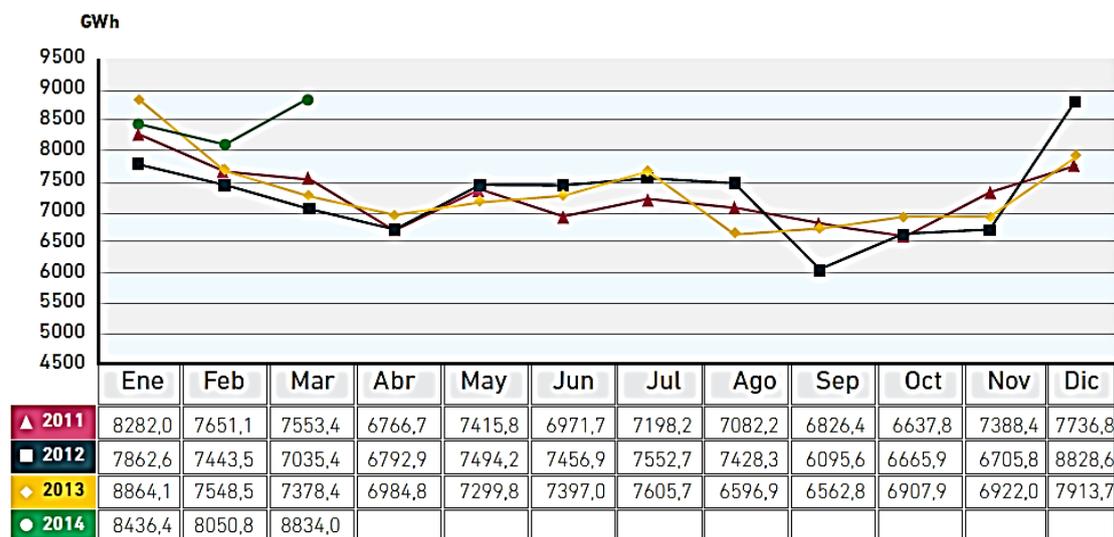


Fuente: CAMMESA.

GRAFICO 36. EMBALSES DEL COMAHUE - COTAS – CAUDALES

7. GENERACION TERMICA Y CONSUMO DE COMBUSTIBLES.-La generación térmica de origen fósil resultó un 19,7% superior a la del mismo mes del año 2014.

El valor registrado fue el mayor de los últimos cuatro años para el mes de marzo y el mayor valor en lo que va del año.



Fuente: CAMMESA.

GRAFICO 37. GENERACION BRUTA TERMICA

Dicha situación provocó que el consumo energético proveniente de combustibles fósiles en el MEM, durante el mes de marzo de 2015, resultase un 24,4% superior al del mismo mes del año anterior. En este mes se registró un marcado aumento del consumo de gas oíl de 526,9%, del fuel oíl en un 153,8%, de carbón en un 14,9% y la oferta de gas natural aumentó aunque levemente (7,4% superior).

En la tabla a continuación se presentan los consumos de estos combustibles, para marzo de los años 2014 y 2015.

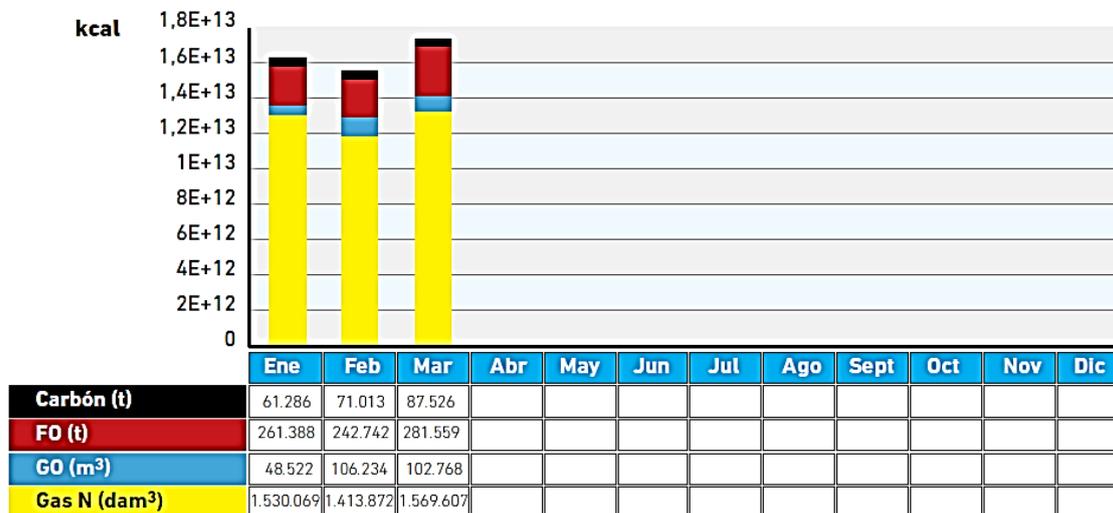
Combustible	Marzo 2014	Marzo 2015
Fuel Oil [t]	110.943	281.559
Gas Oil [m3]	16.394	102.768
Carbón [t]	76.188	87.526
Gas Natural [dam3]	1.460.971	1.569.607

Fuente: CAMMESA.

TABLA 38. GENERACION TERMICA

PLATAFORMA UNIFICADA DE COMUNICACIONES MULTISERVICIO “SMART GRID” PARA EL MONITOREO Y CONTROL DE LOS PROCESOS DE SUMINISTRO ELECTRICO EN LA REPUBLICA ARGENTINA.

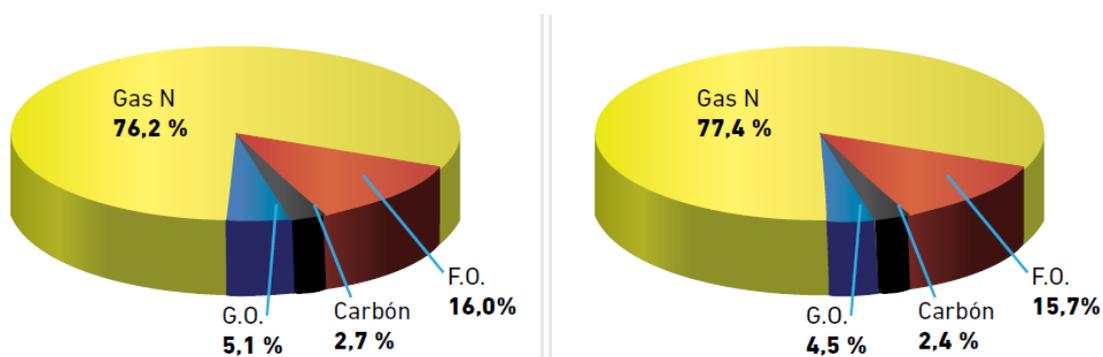
En el siguiente gráfico, se puede observar la evolución mensual de cada combustible en unidades equivalentes de energía. Por otra parte, la tabla inferior muestra la misma evolución, pero en unidades físicas (masa y volumen).



Fuente: CAMMESA.

GRAFICO 39. CONSUMO DE COMBUSTIBLES EN EL MEM 2014

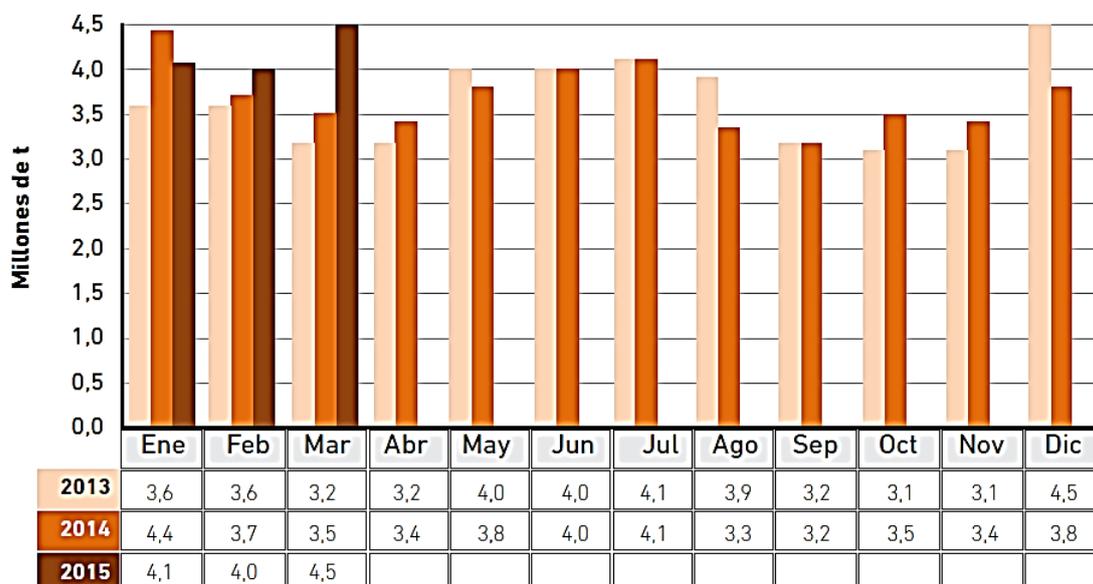
La relación entre los distintos tipos de combustibles fósiles consumidos en marzo, en unidades calóricas, ha sido:



Fuente: CAMMESA.

GRAFICO 40. CONSUMO DE COMBUSTIBLES FOSILES: Marzo 2015 y Acumulado 2015

El siguiente gráfico muestra las emisiones de CO2, derivadas de la quema de combustibles fósiles en los equipos generadores vinculados al MEM durante 2015, en millones de toneladas.



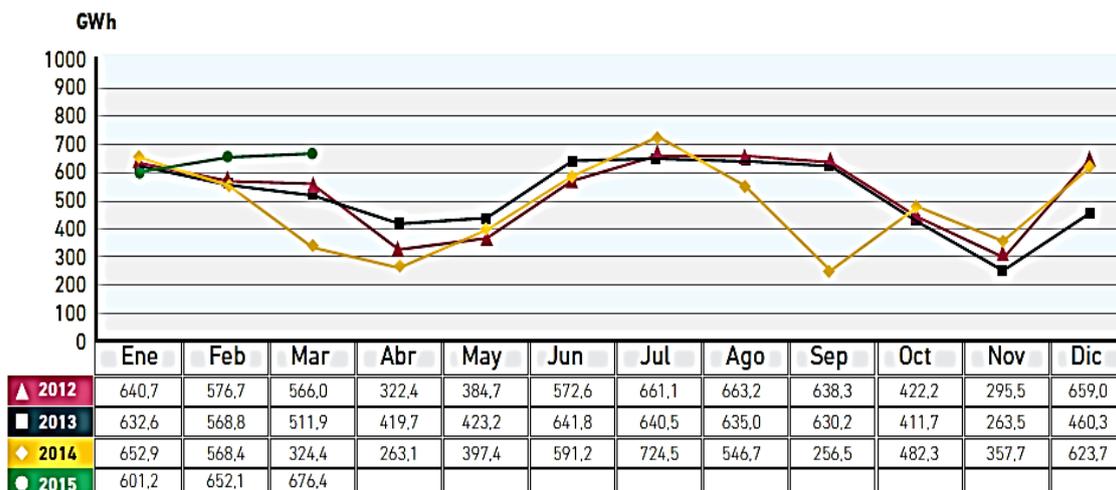
Fuente: CAMMESA.

GRAFICO 41. EMISIONES DE CO2 EN LA GENERACION ELECTRICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

Marzo evidenció un incremento del 28,8% en las emisiones de gases de efecto invernadero, en comparación con los valores del 2014. Esto se debió al crecimiento de la generación térmica registrada este mes que ha provocado un mayor uso de combustibles fósiles.

8. GENERACION BRUTA NUCLEAR.-En la gráfica siguiente se pueden observar, mes a mes, los valores de generación nuclear obtenidos desde el año 2012 hasta el 2015, en GWh.

PLATAFORMA UNIFICADA DE COMUNICACIONES MULTISERVICIO “SMART GRID” PARA EL MONITOREO Y CONTROL DE LOS PROCESOS DE SUMINISTRO ELECTRICO EN LA REPUBLICA ARGENTINA.



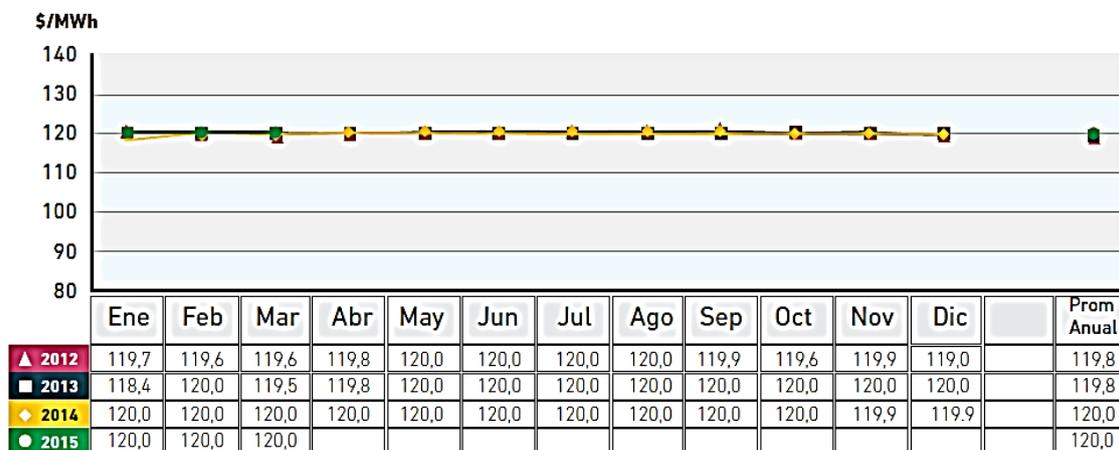
Fuente: CAMMESA.

GRAFICO 42. GENERACION BRUTA NUCLEAR

Se puede apreciar que en los meses de mayor requerimiento eléctrico (invierno y verano), su generación es siempre cercana al máximo que su potencia instalada le permite, realizando sus mantenimientos programados en los meses de menor demanda. De igual forma, se puede observar el descenso experimentado en la generación nuclear, desde el año 2012 hasta este año, está relacionado con los trabajos de extensión de vida útil de la central nuclear Embalse, por los que venía operando al 80% de su capacidad instalada y se ha detenido para preservar horas para el periodo de bajas temperaturas durante el invierno.

Particularmente este mes, la generación nucleoelectrónica registró un aumento del 108,5% comparado con el mismo mes del año anterior. Dicho aumento se debió a la entrada en servicio de la Central Nuclear Atucha II, “Presidente Dr. Néstor Carlos Kirchner”, la cual operó a plena potencia durante el mes y a que en marzo del año pasado la central nuclear Embalse se encontró la mayor parte del mes en mantenimiento estacional. La central nuclear Atucha I, “Presidente Juan Domingo Perón”, en cambio operó sin inconvenientes durante el mes hasta el día 26/03/2015 donde comenzó un mantenimiento programado hasta el 03/07/2015 para modificar los equipos generadores auxiliares.

9. EVOLUCION DE PRECIOS DE LA ENERGIA EN EL MEM.- A continuación se muestran la evolución del valor mensual de la energía eléctrica y el promedio anual en el mercado Spot en los últimos cuatro años.



Fuente: CAMMESA.

GRAFICO 43. PRECIO DE LA ENERGIA EN EL MEM

Cabe aclarar que desde enero de 2015 se comenzó a presentar, no solo el precio monómico mensual de los grandes usuarios, sino también el ítem que contempla los contratos de abastecimiento, la demanda de Brasil y la cobertura de la demanda excedente.

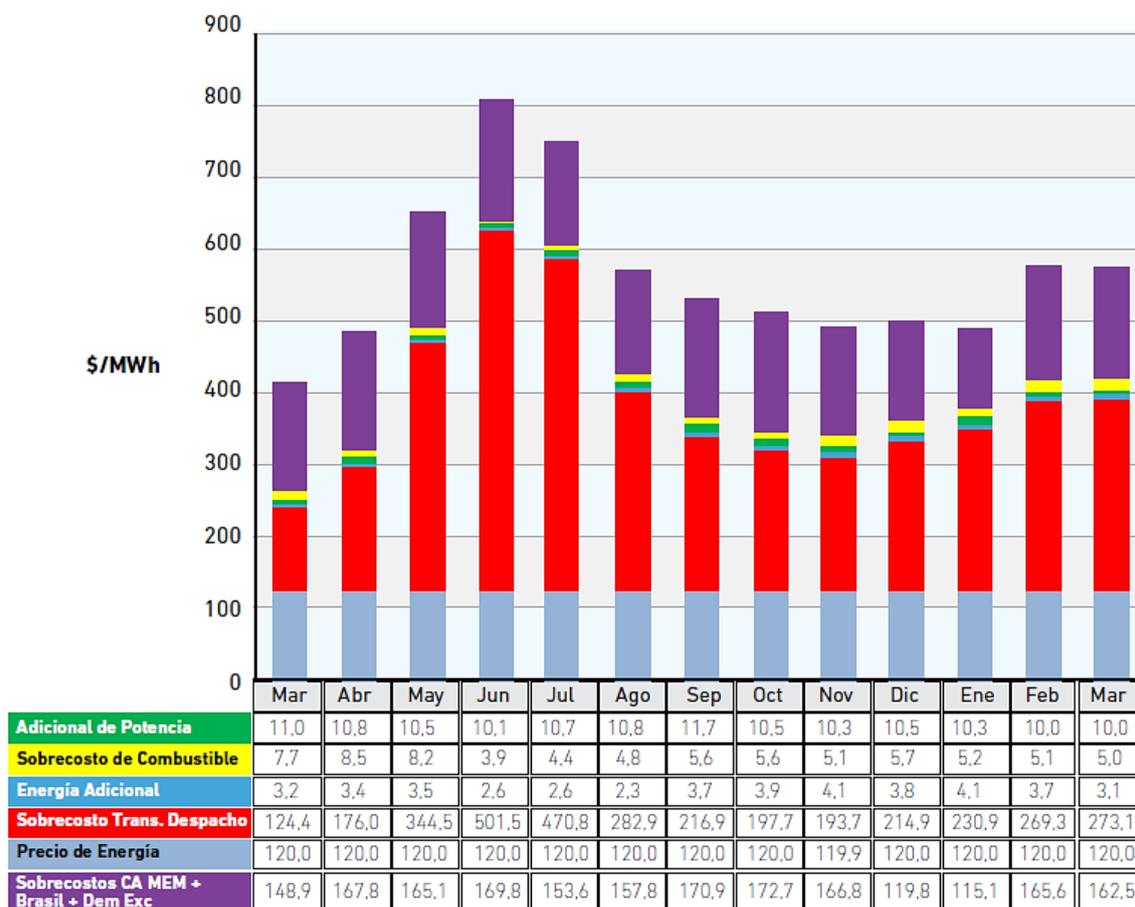
Los contratos de abastecimiento, a su vez, contemplan el prorrateo de toda la energía generada en el MEM con la diferencia entre el precio de la energía establecido por CAMMESA y lo abonado por medio de contratos especiales con nuevos generadores, (como los contratos de energías renovables establecidos por el GENREN y resoluciones posteriores).

Por su parte, los valores de los “sobrecostos transitorios de despacho” y el “sobrecosto de combustible” representan la incidencia en ese promedio ponderado de lo que perciben exclusivamente los que consumen combustibles líquidos, dado que en la tarifa se considera que todo el sistema térmico consume únicamente gas natural.

PLATAFORMA UNIFICADA DE COMUNICACIONES MULTISERVICIO “SMART GRID” PARA EL MONITOREO Y CONTROL DE LOS PROCESOS DE SUMINISTRO ELECTRICO EN LA REPUBLICA ARGENTINA.

Estos conceptos junto con el de “energía adicional” están asociados al valor de la energía y con el valor de la potencia puesta a disposición (“Adicional de potencia”) componen el “precio monómico”.

En el siguiente gráfico se muestra como fue la evolución de los ítems que componen el precio monómico durante los últimos trece meses.



Fuente: CAMMESA.

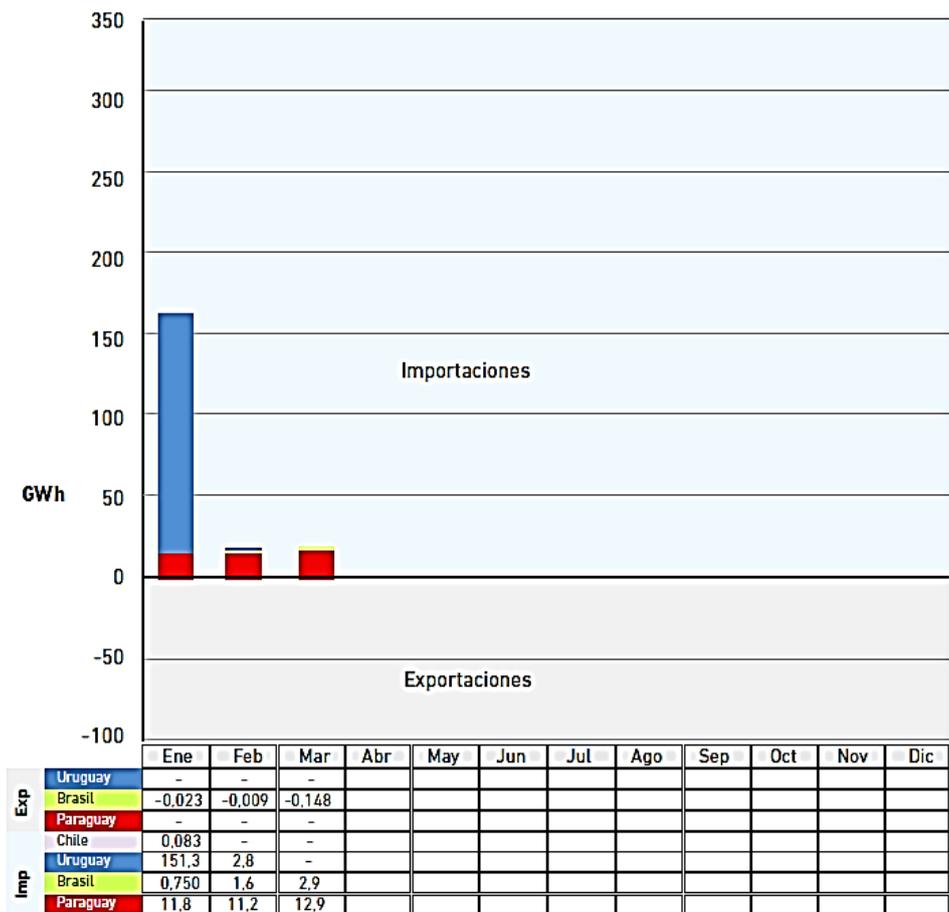
GRAFICO 44.ITEMS DEL PRECIO MONOMICO

10. EVOLUCION DE LAS EXPORTACIONES E IMPORTACIONES.- Si bien puede resultar una paradoja importar y exportar al mismo tiempo, a veces se trata solo de una situación temporal, donde en un momento se importa y en otro se exporta, (según las necesidades internas o las de los países vecinos), mientras que en otros casos se trata de energía en tránsito. Se habla de energía en tránsito cuando Argentina, a través de los convenios de integración energética del MERCOSUR, facilita sus redes eléctricas para que Brasil le exporte electricidad a Uruguay. De ese modo el ingreso de energía a la red está incluido en las importaciones y, a su vez, la salida hacia Uruguay está incluida en las exportaciones.

Cuando Argentina requiere energía de Brasil, esta ingresa al país mediante dos modalidades: como préstamo (si es de origen hidráulico), o como venta (si es de origen térmico). Si se realiza como préstamo, debe devolverse antes de que comience el verano, coincidiendo con los requerimientos eléctricos de Brasil.

En el caso de Uruguay, cuando la central hidráulica binacional Salto Grande presenta riesgo de vertimiento (por exceso de aportes del río Uruguay), en lugar de descartarlo, se aprovecha ese recurso hidráulico para generar electricidad, aunque dicho país no pueda absorber la totalidad de lo que le corresponde, este excedente es importado por Argentina a un valor equivalente al 50% del costo marginal del MEM de Argentina, como solución de compromiso entre ambos países, justificado por razones de productividad, este tipo de importación representa un caso habitual en el comercio de electricidad entre ambos países, el mes de Julio en particular se presentó esta situación. A continuación se presenta la evolución de las importaciones y exportaciones con Brasil, Paraguay, Chile y Uruguay, en GWh durante los meses corridos del año 2015.

PLATAFORMA UNIFICADA DE COMUNICACIONES MULTISERVICIO “SMART GRID” PARA EL MONITOREO Y CONTROL DE LOS PROCESOS DE SUMINISTRO ELECTRICO EN LA REPUBLICA ARGENTINA.



Fuente: CAMMESA.

GRAFICO 45. EVOLUCION IMPORTACIONES/EXPORTACIONES 2014

11. EL SECTOR DEL TRANSPORTE ELECTRICO.- Cuando se decidió la transformación eléctrica en segmentos diferenciados (Tabla 46), el transporte quedó separado y catalogado como el enlace necesario entre generación y distribución, en ese nuevo panorama el cambio estructural permitió la llegada de inversiones privadas que impulsaron una importante renovación de las redes de distribución y una gran incorporación de la generación.

PLATAFORMA UNIFICADA DE COMUNICACIONES MULTISERVICIO “SMART GRID” PARA EL MONITOREO Y CONTROL DE LOS PROCESOS DE SUMINISTRO ELECTRICO EN LA REPUBLICA ARGENTINA.

ATEERA	Asociación de Transportistas de Energía Eléctrica en la República Argentina
ADEERA	Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica en la República Argentina
AGUERA	Asociación de Generadores de Energía Eléctrica en la República Argentina
CFEE	Consejo Federal de Energía Eléctrica
CAMMESA	Compañía Administradora del Mercado Mayorista Argentino
TRANSENER	Compañía de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión
ENRE	Ente Nacional Regular de la Energía

Fuente: ELABORACION PROPIA.

TABLA 46. SEGMENTOS DIFERENCIADOS

En los primeros diez años y según datos de CAMMESA, la capacidad instalada del país verificó un crecimiento de casi 75%, asimismo, varias provincias renovaron parcialmente sus redes o aumentaron la extensión modificando más del 50% su capacidad anterior, sin embargo, en ese mismo lapso el crecimiento no fue similar en el tendido de las redes de transporte, de hecho, su incremento no alcanzó al 30%.

Puntualmente las líneas más importantes que se pusieron en servicio fueron: Yacyretá (Rincón de Santa María) – Salto Grande, complementado más tarde con el tramo Colonia Elía – Campana y la cuarta línea Comahue – Buenos Aires (Abasto), pero además la red seguía exhibiendo una forma radial con centro en la ciudad capital del país, diseño que no favorecía la integración eléctrica, así hacia el año 2002, la primera década de aplicación de la ley 24.065 de regulación eléctrica, mostraba sus primeros errores al pasar de la teoría a la práctica: según estaba estipulado en la ley las inversiones en el sector de transporte se darían gracias a las necesidades del mercado, por este motivo el diseño mostraba un formato que evidenciaba sólo las grandes necesidades de recursos, en privilegio de las zonas metropolitanas, fundamentalmente, el de Capital Federal y Gran Buenos Aires e ignorando regiones de menor consumo.

PLATAFORMA UNIFICADA DE COMUNICACIONES MULTISERVICIO “SMART GRID” PARA EL MONITOREO Y CONTROL DE LOS PROCESOS DE SUMINISTRO ELECTRICO EN LA REPUBLICA ARGENTINA.

Es claro que una decisión tan trascendente como el diseño del tendido eléctrico nacional no debería haber quedado nunca en manos del mercado, siempre debió ser parte de una planificada política energética de integración nacional.

Desde otra óptica y por otros factores, la segunda década de aplicación de la Ley 24.065 mostró otra cara: desde 2002 a esta parte, se instalaron casi 4.500 kilómetros de Líneas de Extra Alta Tensión (LEAT) y alrededor de 5.000 Km. de Alta Tensión (AT) y Media Tensión (MT), estas obras significaron un crecimiento del 45% y del 40% en la longitud de ambas redes respectivamente.

Hasta el año 2003 la red Argentina tenía un esquema en el que estaba separado en dos sistemas, el nacional (SADI) y el patagónico, asimismo el diseño mostraba que muchas regiones contaban con una única vía para recibir o entregar energía con el riesgo de que un imprevisto pudiera desvincular esas líneas y dejar sin servicio a muchos usuarios. Esto ocurrió en el año 2002 cuando una falla del sistema desconectó las líneas que venían del Comahue y durante más de una hora el sistema no pudo contar con la producción de las hidroeléctricas de esa región provocando un corte que por las necesidades técnicas pudo reponerse al usuario final recién de cuatro a ocho horas más tarde.

PLATAFORMA UNIFICADA DE COMUNICACIONES MULTISERVICIO "SMART GRID" PARA EL MONITOREO Y CONTROL DE LOS PROCESOS DE SUMINISTRO ELECTRICO EN LA REPUBLICA ARGENTINA.

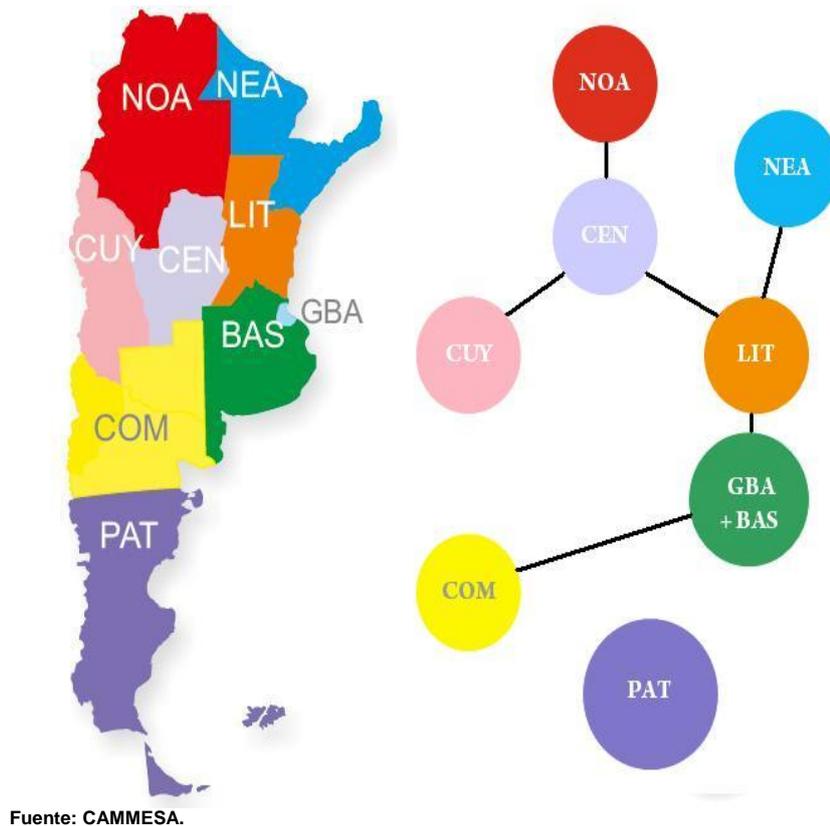
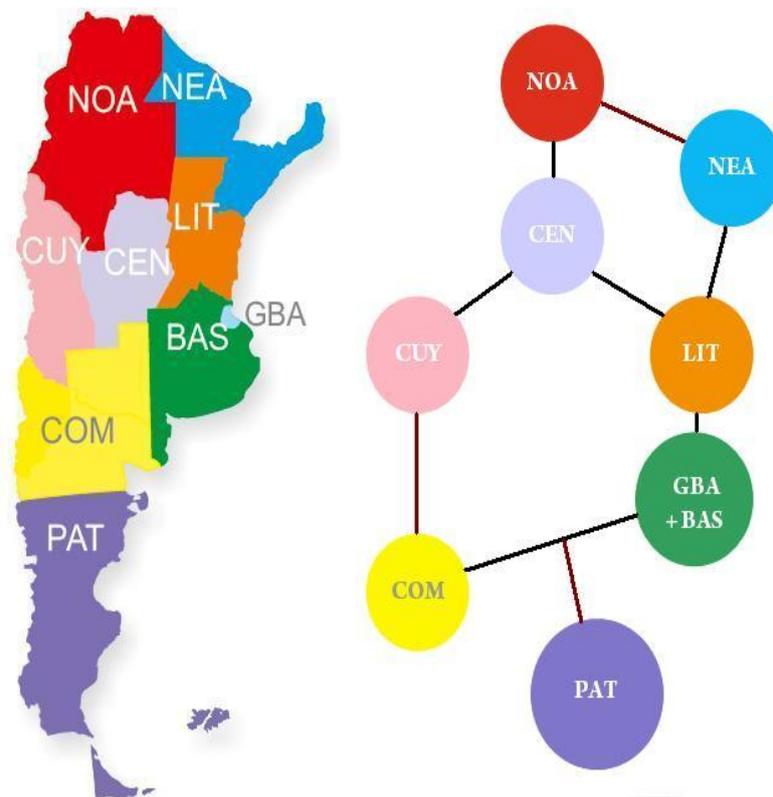


GRAFICO 47. RED ANTES DEL 2006

Sin embargo, la Red cambió sustancialmente su diseño a partir del 2006. En primer lugar, el Sistema Patagónico se incorporó al SADI; luego, se construyó el tercer tramo: Línea Yacretá – Buenos Aires lo que permitió utilizar la mayor generación de Yacretá; más tarde, se realizó la Interconexión NEA-NOA, logrando el cierre norte, posteriormente se sumó la construcción de la Interconexión Comahue – Cuyo muy bien llamada "la quinta línea".

PLATAFORMA UNIFICADA DE COMUNICACIONES MULTISERVICIO “SMART GRID” PARA EL MONITOREO Y CONTROL DE LOS PROCESOS DE SUMINISTRO ELECTRICO EN LA REPUBLICA ARGENTINA.



Fuente: CAMMESA.

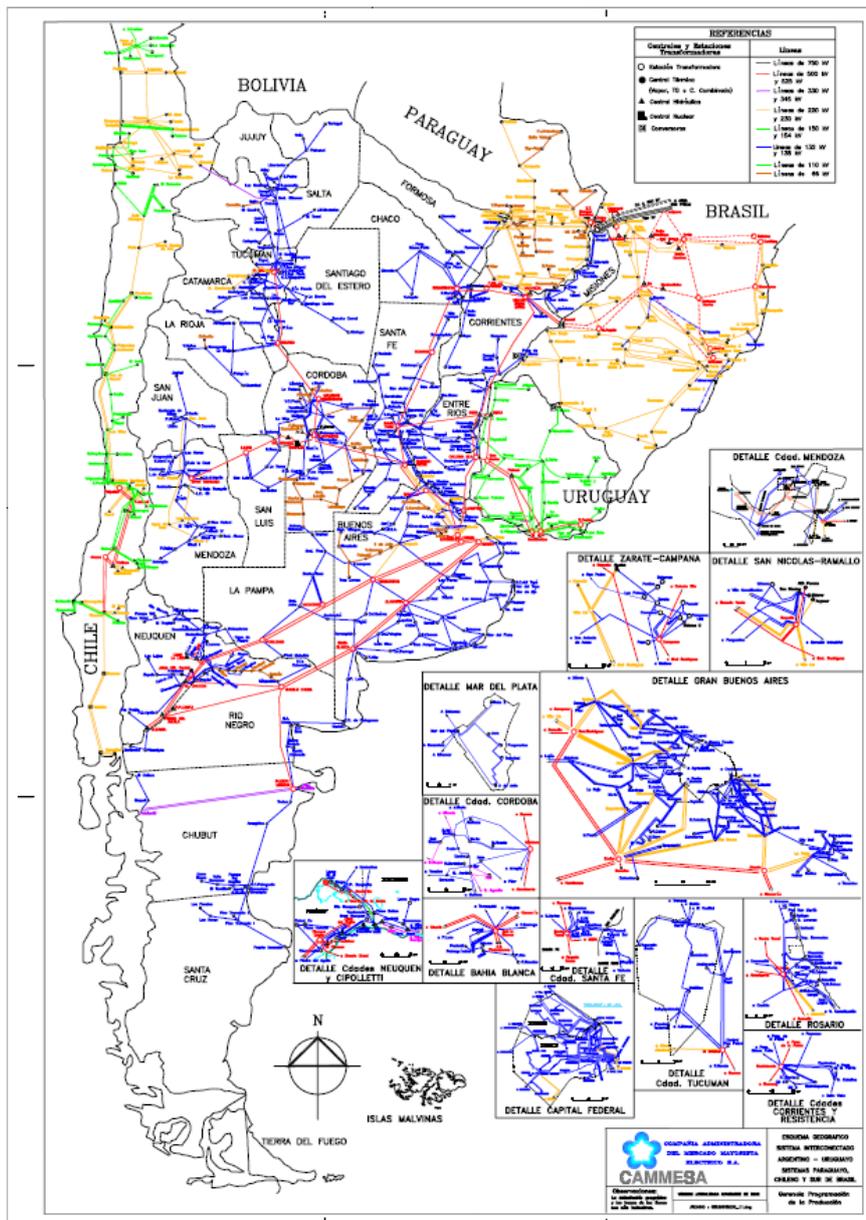
GRAFICO 48. RED ACTUAL

La incorporación del Sistema Patagónico se concretó con la Línea ET Choele Choe – ET Puerto Madryn, luego se avanzó hacia el sur con la LEAT Puerto Madryn-Santa Cruz Norte que se encuentra en funcionamiento. Actualmente, está en construcción el sistema Sur – Sur que se conectara con el Sistema Argentino de Interconexión y permitirá el aprovechamiento hidráulico del río Santa Cruz que es el más importante de la Argentina y la CT río Turbio, las obras son las siguientes:

- ET Santa Cruz Norte (Ampliación)-ET Río Santa Cruz y la LEAT de interconexión entre ambas EE.TT.
- ET Río Santa Cruz- ET Esperanza y la LEAT entre dichas EE.TT.
- ET Esperanza- ET Río Gallegos y la Línea de 220kV de interconexión entre las EE.TT.
- ET Esperanza- CT Río Turbio y Línea de 220kV entre la ET y la CT.

PLATAFORMA UNIFICADA DE COMUNICACIONES MULTISERVICIO “SMART GRID” PARA EL MONITOREO Y CONTROL DE LOS PROCESOS DE SUMINISTRO ELECTRICO EN LA REPUBLICA ARGENTINA.

De acuerdo a los datos publicados por CAMMESA, Argentina varió la extensión de sus líneas, yendo de un total de 17.331 Km. en 1993, entre líneas de Extra Alta Tensión y líneas de Distribución Troncal, a los actuales 31.527 Km., en septiembre de 2011, de este modo el incremento fue de 14.196 Km., no obstante, es importante destacar que el mayor crecimiento se dio en los últimos diez años, período en el que se agregaron casi 9.000 Km. de líneas.



Fuente: CAMMESA.

GRAFICO 49. MAPA DE TRANSMISION DE ENERGIA

12. PRINCIPALES UNIDADES Y EMPRESAS DE GENERACION, TRANSPORTE

Y DISTRIBUCION ELECTRICA POR REGIONES Y LOCACION.-

A continuación se describe el estado actual de las principales unidades y empresas de generación, transporte y distribución eléctrica por regiones y locación.

UNIDAD	TIPO	UBICACIÓN	CAPACIDAD INSTALADA (MW)
ENTIDAD BINACIONAL YACYRETÁ	HID	Provincia de Corrientes	3.200
CENTRAL TERMICA COSTANERA	CC y TV	CABA	2.324
CENTRAL HIDROELECTRICA BINACIONAL SALTO GRANDE	HID	Concordia, Provincia de Entre Rios	1.890
COMPLEJO HIDROELECTRICO LA BARRANCOSA - CONDOR CLIFF	HID	Provincia de Santa Cruz	(635 La Barrancosa, 1182 C. Cliff) 1817
CENTRAL PUERTO	CC y TV	CABA	1.795
EMBALSE DE PIEDRA DEL ÁGUILA	HID	Provincias de Rio Negro y Neuquén	1.424
HIDROELECTRICA EL CHOCÓN	HID	Provincias de Rio Negro y Neuquén	(128 Arroyito, 1200 Chocon) 1328
EMBALSE DE ALICURÁ	HID	Provincias de Rio Negro y Neuquén	1.050
CENTRAL AES PARANA	CC	Partido de Parana, Provincia de Buenos Aires	900
CENTRAL DOCK SUD	CC	CABA	870
TERMOELECTRICA MANUEL BELGRANO	CC	Partido de Campana, Provincia de Buenos Aires	840
CENTRAL TERMOELECTRICA GENELBA	CC y CA	Marcos Paz, Provincia de Buenos Aires	825
TERMOELECTRICA JOSE DE SAN MARTIN S.A.	CC	Timbúes, Provincia de Santa Fe	825
COMPLEJO HIDROELECTRICO RIO GRANDE	HID	Valle de Calamuchita, Provincia de Cordoba	750
ATUCHA II	NUC	Lima, Provincia de Buenos Aires	692
CENTRAL TERMICA SAN NICOLAS	CC	San Nicolás, Provincia de Buenos Aires	675
EMBALSE	NUC	Embalse de Río Tercero, Provincia de Cordoba	648
CENTRAL TERMOELECTRICA AGUA DEL CAJON	CC	Provincia de Neuquén	643
CENTRAL TERMICA LUIS PIEDRA BUENA	TV	Ingeniero White, Provincia de Buenos Aires	640
CENTRAL ELECTRICA ENSENADA DE BARRAGAN	CA	Ensenada, Provincia de Buenos Aires	560
CENTRAL TERMOELECTRICA PILAR	CC	Pilar, Provincia de Cordoba	556
CENTRAL TERMICA LOMA DE LA LATA	CC	Provincia de Neuquén	553
COMPLEJO HIDROELECTRICO CERROS COLORADOS	HID	Provincia de Neuquén	479
COMPLEJO HIDROELECTRICO FUTALEUFU	HID	Provincia de Chubut	472

PLATAFORMA UNIFICADA DE COMUNICACIONES MULTISERVICIO “SMART GRID” PARA EL MONITOREO Y CONTROL DE LOS PROCESOS DE SUMINISTRO ELECTRICO EN LA REPUBLICA ARGENTINA.

UNIDAD	TIPO	UBICACIÓN	CAPACIDAD INSTALADA (MW)
CENTRAL HIDROELECTRICA PLANICIE BANDERITA	HID	Provincia de Neuquén	450
CENTRAL TERMICA TUCUMAN	CC	El Bracho, Provincia de Tucuman	440
CENTRAL TERMICA LUJAN DE CUYO	CC	Provincia de Mendoza	431
HIDROELECTRICA DIAMANTE S.A.	HID	Provincia de Mendoza	388,4
CENTRAL TERMICA PEDRO MENDOZA	CS	Provincia de Buenos Aires	383
CENTRAL TERMICA GUEMES	CA y TG	Gral. Guemes, Provincia de Salta	361
ATUCHA I	NUC	Lima, Provincia de Buenos Aires	357
CENTRAL TERMICA SAN MIGUEL DE TUCUMAN	CC	El Bracho, Provincia de Tucuman	350
COMPLEJO HIDROELECTRICO LOS NIHUILES	HID	Provincia de Mendoza	265,2
CENTRAL TERMOELECTRICA PILAR	CC	Pilar, Provincia de Cordoba	556
COMPLEJO HIDROELECTRICO CERROS COLORADOS	HID	Provincia de Neuquén	479
CENTRAL HIDROELECTRICA PICHICUÁN LEUFÚ	HID	Provincia de Río Negro y Neuquén	261
CENTRAL TERMICA PLUSPETROL NORTE	CS	El Bracho, Provincia de Tucuman	246
HIDROELECTRICA LOS REYUNOS	HID	Provincia de Mendoza	224
CENTRAL TERMOELECTRICA GRAL. SAVIO	CC	Provincia de Buenos Aires	180
CENTRAL TERMOELECTRICA AVE FENIX	CC	Provincia de Tucuman	166
CENTRAL TERMICA SORRENTO	CC	Rosario, Provincia de Santa Fe	160
CENTRAL TERMOELECTRICA PUERTO MADRYN-ALUAR	CC	Provincia de Chubut	156
EMBALSE AGUA DEL TORO	HID	San Rafael, Provincia de Mendoza	150
CENTRAL ELECTRICA BUENOS AIRES	CC	Provincia de Buenos Aires	150
CENTRAL HIDROELECTRICA LOS CARACOLES	HID	Quebrada de los Caracoles, Provincia de San Juan	132
CENTRAL HIDROELECTRICA ARROYITO	HID	Provincia de Río Negro y Neuquén	120
CENTRAL HIDROELECTRICA CACHEUTA	HID	Provincia de Mendoza	109,6
CENTRAL HIDRO ELECTRICA CABRA CORRAL	HID	Provincia de Salta	102
PARQUE EOLICO RAWSON	EOL	Provincia de Chubut	(50 PER I, 30 PER II) 80
PARQUE EOLICO ARAUCO	EOL	Valle de la Puerta, Provincia de la Rioja	50,4
CENTRAL FOTOVOLTAICA SAN JUAN	EOL	Provincia de San Juan	8

Fuente: ELABORACION PROPIA, AGEERA (2015).

TABLA 50. PRINCIPALES UNIDADES DE GENERACION ELECTRICA POR REGION

PLATAFORMA UNIFICADA DE COMUNICACIONES MULTISERVICIO “SMART GRID” PARA EL MONITOREO Y CONTROL DE LOS PROCESOS DE SUMINISTRO ELECTRICO EN LA REPUBLICA ARGENTINA.

EMPRESA	DOTACION ACTUAL
TRANSENER S.A.	<p>La dotacion actual atiende las siguientes instalaciones:</p> <p>Logintud de lineas: 6982 Km de lineas en 500 kV, 568 Km de lineas en 220 kV, 1291 Km en IV Linea - 500 kV, 354 Km en interconexion 500 kV Choele Choel-Puerto Madryn, 542 Km en interconexion 500 kV Puerto Madryn-Santa Cruz Norte, 242 Km en 3er tramo Yacyreta-Sutramo Sur, 150 Km en interconexion 500 Kv Recreo-La Rioja, 178 Km en interconexion 500kV Mendoza-San Juan;</p> <p>Estaciones transformadoras: 31 propias, 2 de terceros (OyM por concesion), 6 de terceros (OyM por contrato), 4 del plan federal (OyM);</p> <p>Puntos de conexión: 33 en 500 kV, 3 en 220 kV y 90 en 132 kV;</p> <p>12050 MVA de capacidad de transformacion instalada;</p> <p>7810 MVAR de capacidad de reactores, 1470 MVAR de capacidad de reactores, 420 MVAR de capacidad de capacitores Shunt y 2715 MVAR de capacidad de capacitores series;</p> <p>Equipamiento propiedad de transportistas independientes supervisado por TRANSENER S.A.: 1535,12 Km en 500 kV, 5 estaciones transformadoras;</p> <p>Puntos de conexión: 5 en 500 kV, 29 en 132 kV; 3150 MVA de capacidad de transformacion; 1270 MVAR de capacidad de compensacion reactiva; 175 MVAR de capacidad capacitiva de Shunt.</p>
TRANSBA S.A.	<p>TRANSBA S.A. es la concesionaria ddel servicio de transporte de energia electrica de la prov. de Buenos Aires y en tal carácter tiene a su cargo la operación y mantenimiento de la red de 132kV de la provincia, con excepcion de las instalaciones ubicadas dentro de la jurisdiccion de EDENOR S.A., EDESUR S.A. y EDELAP S.A.; Adicionalmente, opera y mantiene las estaciones transformadoras de 500kV de Olavarria, Bahia Blanca y Campana, en caracter de transportista independiente de TRANSENER S.A. (TIBA), y algunas instalaciones de 66kV;</p> <p>Las instalaciones que la componen son las siguientes:</p> <p>6108,71 Km de lineas de 220, 132 y 66 kV;</p> <p>90 estaciones transformadoras;</p> <p>5273,50 MVA de capacidad de transformacion instalada;</p> <p>Se vincula con el SADI en Olavarria (500kV), Bahia Blanca (500kV), Campana (500kV), Henderson (220kV y 132kV), Villa Lia (220kV), Atucha (132kV), Ramallo (132kV), San Nicolas (132kV), Matheu (220kV), Moron (132kV), Veronica (132kV), Patagones (132kV), Guatrache (132kV), Gral. Pico (132kV);</p> <p>En el area de cobertura de la red de TRANSBA S.A. se encuentran los siguientes generadores: Central Termoelectrica Luis Piedrabuena S.A. (620MVA), Central Necochea (206MVA), Central Mar del Plata (155MVA), Centrales Villa Gesell y Mar de Ajo (75MVA) y Central San Nicolas (300MVA);</p> <p>Directamente vinculadas a los niveles de tension de 132kV e inferiores de las estaciones transformadoras, utilizan la red de TRANSBA S.A. 8 empresas distribuidoras, 26 cooperativas y 21 Grandes Usuarios.</p>

PLATAFORMA UNIFICADA DE COMUNICACIONES MULTISERVICIO “SMART GRID” PARA EL MONITOREO Y CONTROL DE LOS PROCESOS DE SUMINISTRO ELECTRICO EN LA REPUBLICA ARGENTINA.

EMPRESA	DOTACION ACTUAL
TRANSNOA S.A.	La dotacion actual es de 336 agentes que atienden las siguientes instalaciones:
	4426,40 Km de líneas de 132 kV,
	72 estaciones transformadoras, 121 estaciones transformadoras de potencia,
	2568,1 MVA de capacidad de transformacion,
	445 puntos de conexión de usuarios directos: 6 distribuidoras de energia electrica con jurisdicciones en cada provincia del NOA controladas por sus respectivos ERP;
	Generadores (HID, TV, CC, TG y DI); Grandes Clientes (mayores y menores) y la transportista en AT Transener S.A., asimismo, mediante contrato con EDELAR S.A.m TRANSNOA S.A. opera y mantiene las siguientes instalaciones, cuya incorporacion al Sistema de Transporte de Energia Electrica por Distribucion Troncal del Noroeste Argentino se encuentra en tramite con el ENRE.
	437 Km de lineas de 132 kV,
	5 estaciones transformadoras,
	12 transformadores de potencia,
	313 MVA de capacidad de transformacion,
28 puntos de conexión de usuarios directos.	
TRANSNEA S.A	La dotacion actual es de 100 agentes que en forma directa y/o administrando contratos atienden las siguientes instalaciones:
	1559 Km de líneas de transporte; 30Km en 220kV, 1505 Km en 132kV, 24 Km en 33kV
	16 estaciones transformadoras,
	1095 MVA de capacidad de transformacion,
	266 campos de operación,
	124 puntos de conexión a usuarios de la red,
	Ademas de ellos, se desarrollan gestiones, tanto operativas como regulatorias, con los siguientes agentes del MEM y entes provinciales y nacionales: Secretaria de Energia de la Nacion, CAMMESA, TRANSENER S.A., CTNEA S.A., REF S.A., SECHEEP, DPEC, ENERSA, CTMSG, ANDE, ONS, DPEC, ENECOR S.A., ELECTROINGENIERIA S.A., y participa activamente en ATEERA.
TRANSPA S.A.	La dotacion actual atiende las siguientes instalaciones:
	2519,1 Km de lineas de transporte;
	26 estaciones transformadoras;
	1794 MVA de capacidad de transformacion;
126 puntos de conexión a usuarios de la red.	
DISTROCUYO S.A.	La dotacion actual atiende las siguientes instalaciones:
	1257 Km de líneas de transporte;
	12 estaciones transformadoras;
1335 MVA de capacidad de transformacion.	
TRANSCOMAHUE	La dotacion actual atiende las siguientes instalaciones:
	448,15 Km de lineas de transporte;
8 estaciones transformadoras	

Fuente: ELABORACION PROPIA, ATEERA (2015).

TABLA 51. PRINCIPALES EMPRESAS DE TRANSPORTE ELECTRICO POR REGION

PLATAFORMA UNIFICADA DE COMUNICACIONES MULTISERVICIO “SMART GRID” PARA EL MONITOREO Y CONTROL DE LOS PROCESOS DE SUMINISTRO ELECTRICO EN LA REPUBLICA ARGENTINA.

EMPRESA	CANT. DE USUARIOS	AREA DE CONCESION
EDENOR S.A. (2015)	2.800.000	Zona Norte de CF. y catorce partidos de la Pcia. de Bs .As.: Escobar, Tigre, San Martin, San Fernando, San Isidro, Vicente Lopez, Gral. Las Heras, Gral. Rodriguez, Hurlingham, Ituzaingo, Jose C. Paz, La Matanza, Malvinas Argentinas.
EDESUR S.A. (2015)	2.464.107	Zona Sur de CF. y doce partidos de la Pcia. de Bs. As.: Alte. Brown, Avellaneda, Berazategui, Cañuelas, Ezeiza, E. Echevarria, Florencio Varela, Lanus, Lomas de Zamora, Presidente Peron, Quilmes y San Vicente.
EPESF	1.222.764	PROVINCIA DE SANTA FE
EPEC (2015)	916.000	PROVINCIA DE CORDOBA
EDEA S.A. (2014)	500.798	PROVINCIA DE BUENOS AIRES
EDET S. A. (2015)	424.404	PROVINCIA DE TUCUMÁN
EDEMSA (2015)	412.242	PROVINCIA DE MENDOZA
SECHEEP (2015)	358.889	PROVINCIA DE CHACO
EDEN S.A.	349.523	PROVINCIA DE BUENOS AIRES
EDELAP S.A.	342.707	La Plata, Berisso, Ensenada, Brandsen, Magdalena y Punta Indio
ENERSA S.A.	336.705	PROVINCIA DE ENTRE RÍOS
EDESA S.A. (2015)	277.815	PROVINCIA DE SALTA
EPEN (2014)	220.000	PROVINCIA DE NEUQUÉN
EDESE S.A. (2015)	219.673	PROVINCIA DE SANTIAGO DEL ESTERO
DPEC (2006)	211.023	PROVINCIA DE CORRIENTES
EDERSA (2015)	200.273	PROVINCIA DE RIO NEGRO
EJE S.A. (2014)	187.949	PROVINCIA DE SAN SALVADOR DE JUJUY
REF S.A.	175.697	PROVINCIA DE FORMOSA
EDES S.A. (2015)	169.636	PROVINCIA DE BUENOS AIRES

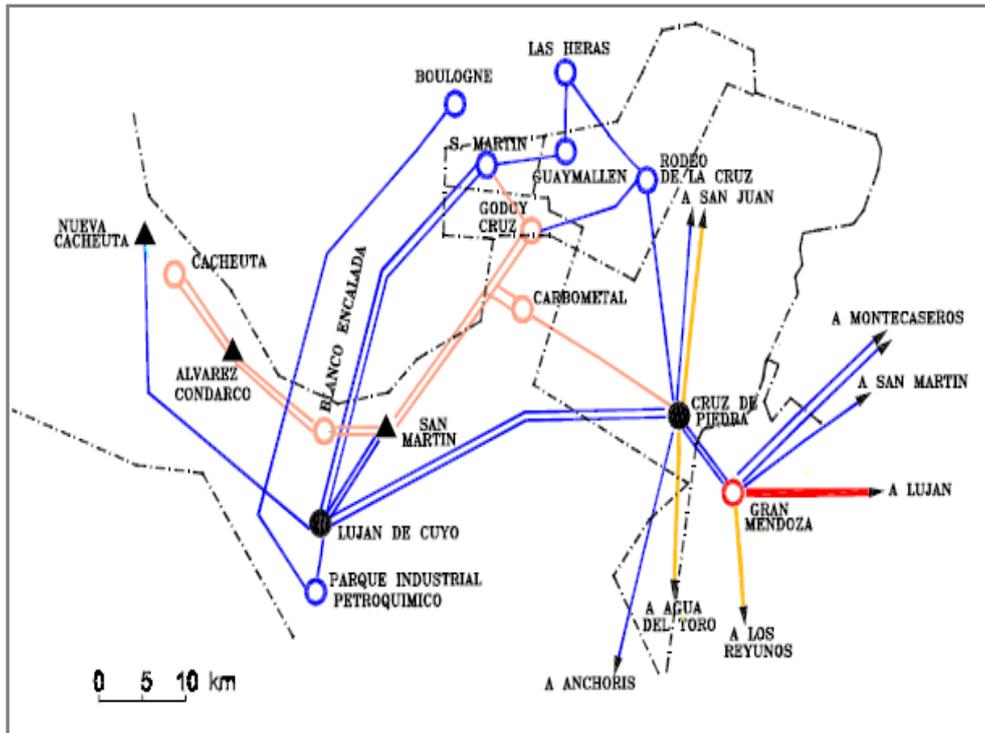
PLATAFORMA UNIFICADA DE COMUNICACIONES MULTISERVICIO “SMART GRID” PARA EL MONITOREO Y CONTROL DE LOS PROCESOS DE SUMINISTRO ELECTRICO EN LA REPUBLICA ARGENTINA.

EMPRESA	CANT. DE USUARIOS	AREA DE CONCESION
EDESAL S.A. (2015)	132.475	PROVINCIA DE SAN LUIS
EC. SAPEM (2015)	122.430	PROVINCIA DE CATAMARCA
EDELAR S.A. (2015)	95.037	PROVINCIA DE LA RIOJA
CALF (2011)	77.932	PROVINCIA DE NEUQUÉN
CEGC	67.630	PROVINCIA DE MENDOZA
S.E.M. (2015)	57.543	PROVINCIA DE BUENOS AIRES
COOPELEC	50.629	PROVINCIA DE ENTRE RIOS
EDER S.A.	45.996	PROVINCIA DE BUENOS AIRES
CEP LTDA.	44.944	PROVINCIA DE RIO NEGRO
EDESTE S.A. (2015)	43.180	PROVINCIA DE MENDOZA
CESPLL	40.355	PROVINCIA DE BUENOS AIRES
CELP (2012)	37.884	PROVINCIA DE BUENOS AIRES
CEZARATE (2010)	32.600	PROVINCIA DE BUENOS AIRES
CEG LTDA.	28.426	PROVINCIA DE ENTRE RIOS
CEAL (2011)	26.555	PROVINCIA DE BUENOS AIRES
CECH (2011)	23.777	PROVINCIA DE BUENOS AIRES
COOPSE (2010)	22.746	PROVINCIA DE BUENOS AIRES
DPE USHUAIA	21.179	PROVINCIA DE TIERRA DE FUEGO
CESOP LTDA. (2012)	21.162	PROVINCIA DE BUENOS AIRES
CEyS LTDA. (2008)	16.825	PROVINCIA DE BUENOS AIRES
CES (2012)	11.646	PROVINCIA DE BUENOS AIRES
CEC (2012)	10.264	PROVINCIA DE ENTRE RIOS
APELP (2012)	2.762	PROVINCIA DE LA PAMPA

Fuente: ELABORACION PROPIA, ADEERA (2013).

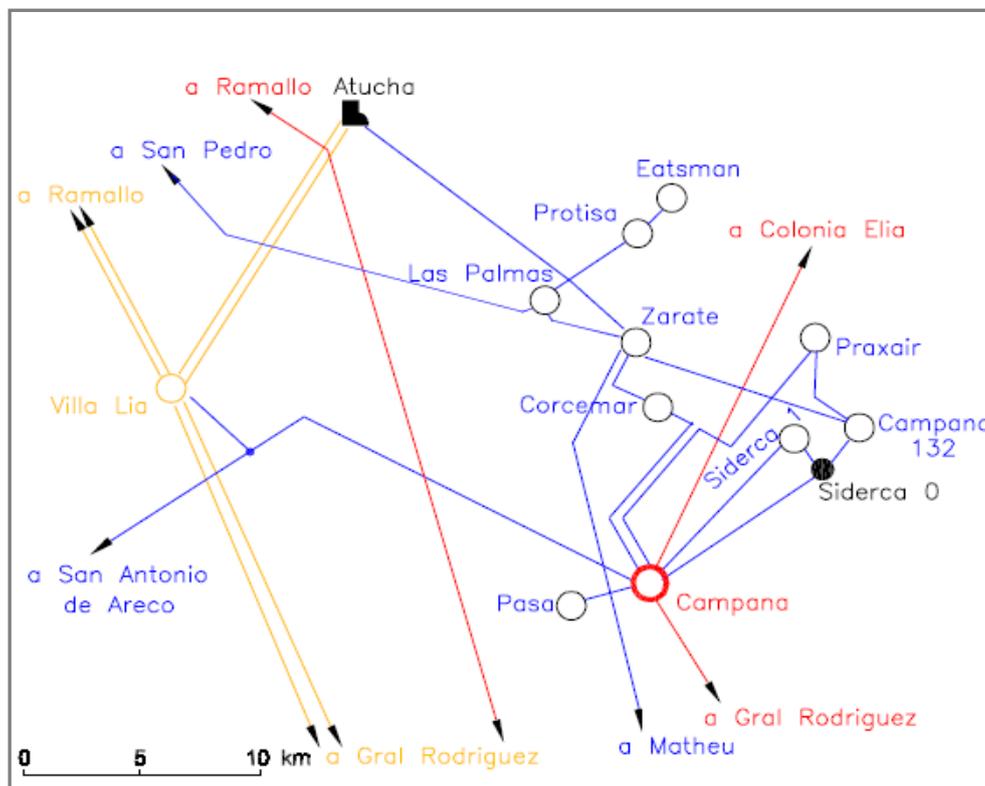
TABLA 52. PRINCIPALES EMPRESAS DE DISTRIBUCION ELECTRICA POR REGION

PLATAFORMA UNIFICADA DE COMUNICACIONES MULTISERVICIO “SMART GRID” PARA EL MONITOREO Y CONTROL DE LOS PROCESOS DE SUMINISTRO ELECTRICO EN LA REPUBLICA ARGENTINA.



Fuente: CAMMESA.

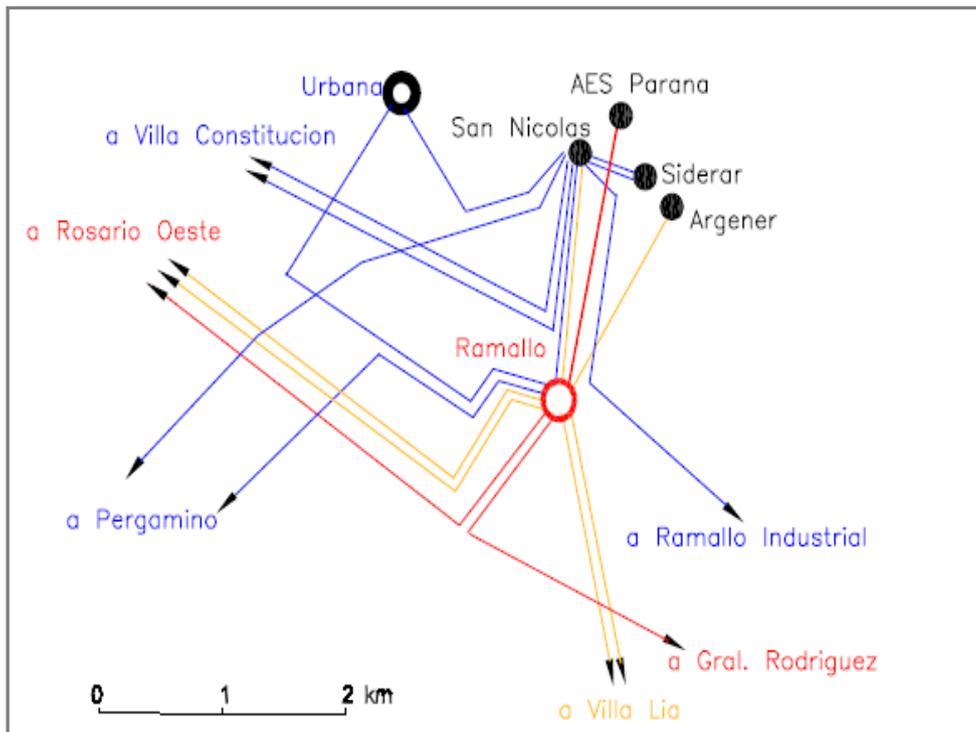
GRAFICO 53. DETALLE DE LA CIUDAD DE MENDOZA



Fuente: CAMMESA.

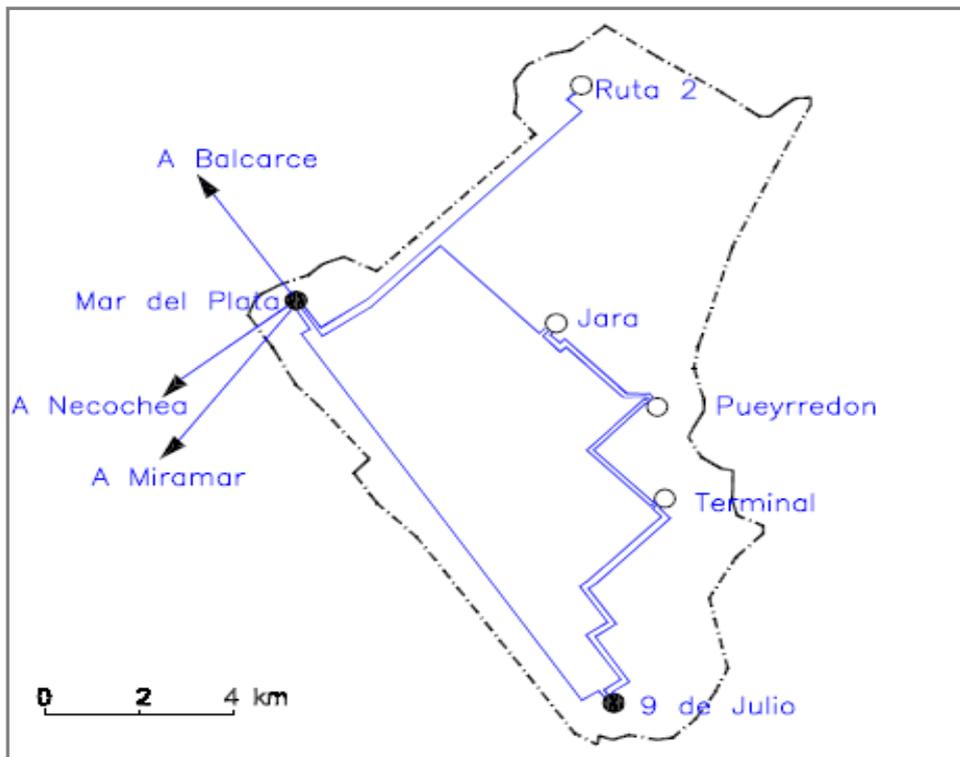
GRAFICO 54. DETALLE ZARATE – CAMPANA

PLATAFORMA UNIFICADA DE COMUNICACIONES MULTISERVICIO "SMART GRID" PARA EL MONITOREO Y CONTROL DE LOS PROCESOS DE SUMINISTRO ELECTRICO EN LA REPUBLICA ARGENTINA.



Fuente: CAMMESA.

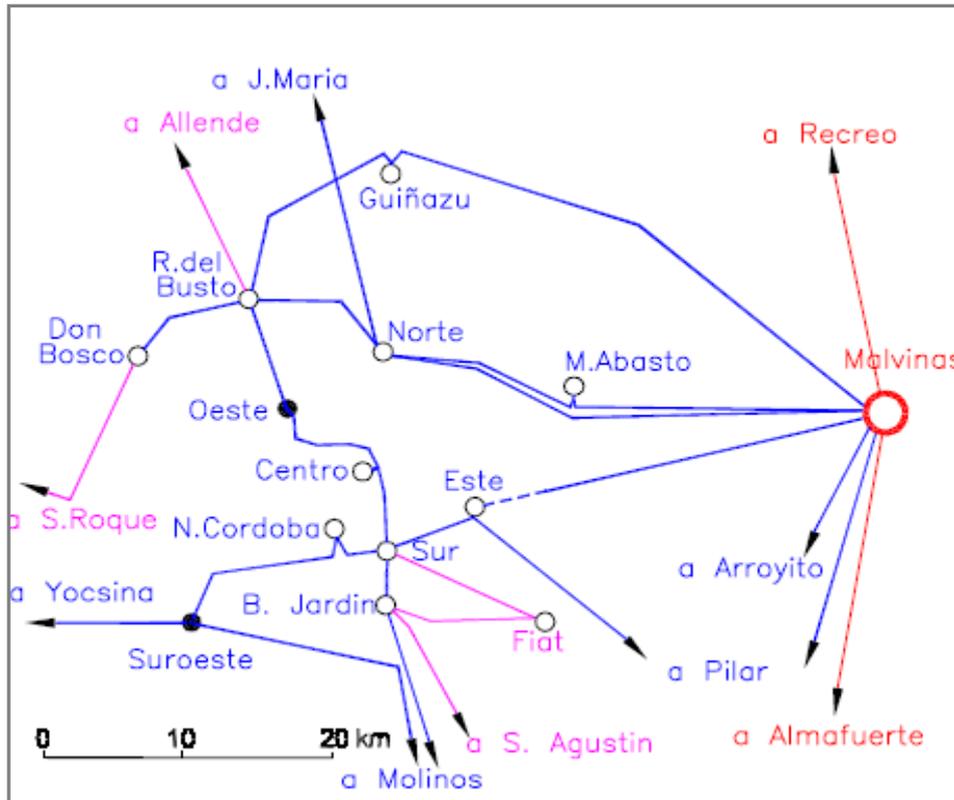
GRAFICO 55. DETALLE SAN NICOLAS – RAMALLO



Fuente: CAMMESA.

GRAFICO 56. DETALLE MAR DEL PLATA

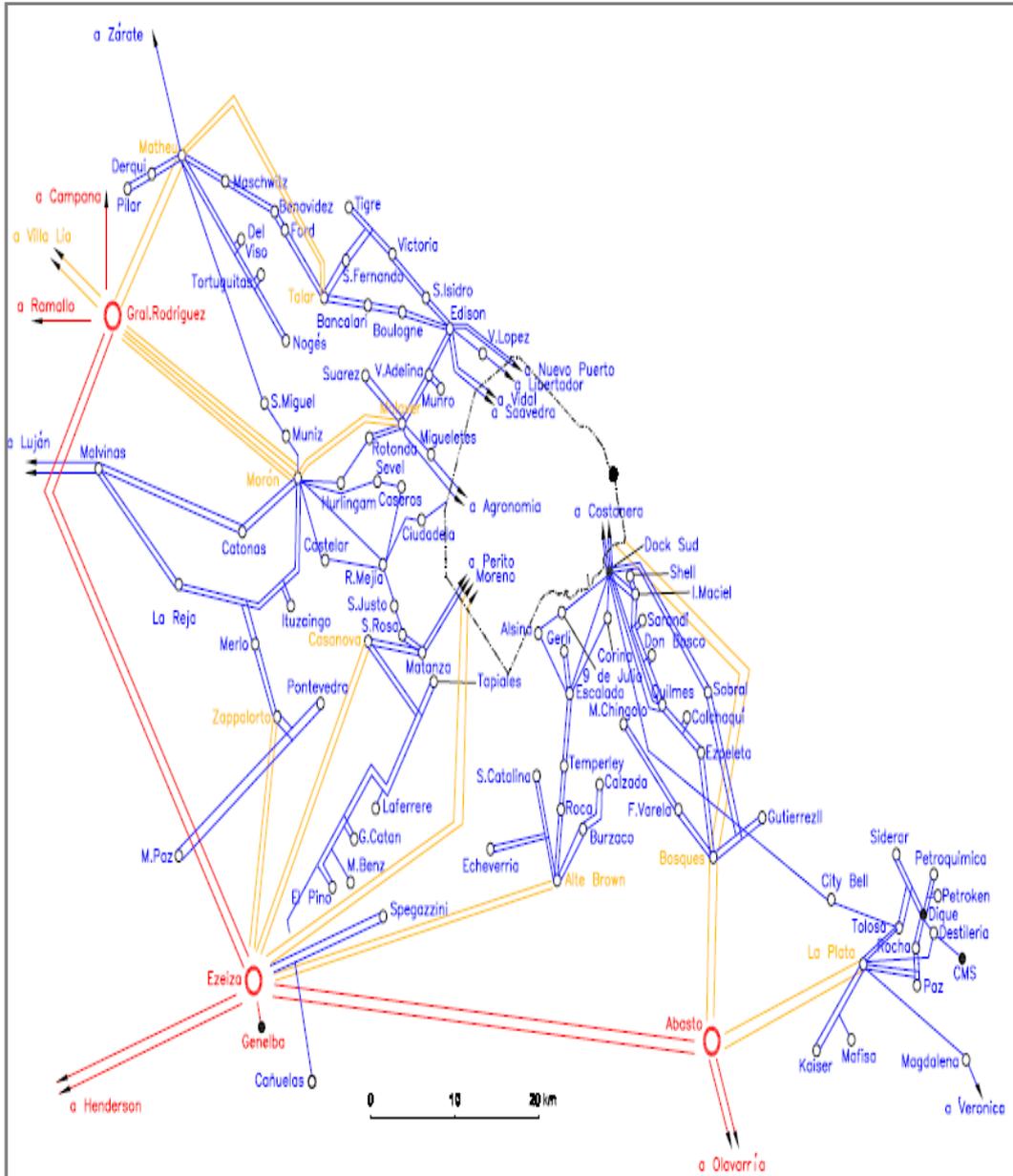
PLATAFORMA UNIFICADA DE COMUNICACIONES MULTISERVICIO "SMART GRID" PARA EL MONITOREO Y CONTROL DE LOS PROCESOS DE SUMINISTRO ELECTRICO EN LA REPUBLICA ARGENTINA.



Fuente: CAMMESA.

GRAFICO 57. DETALLE CIUDAD DE CORDOBA

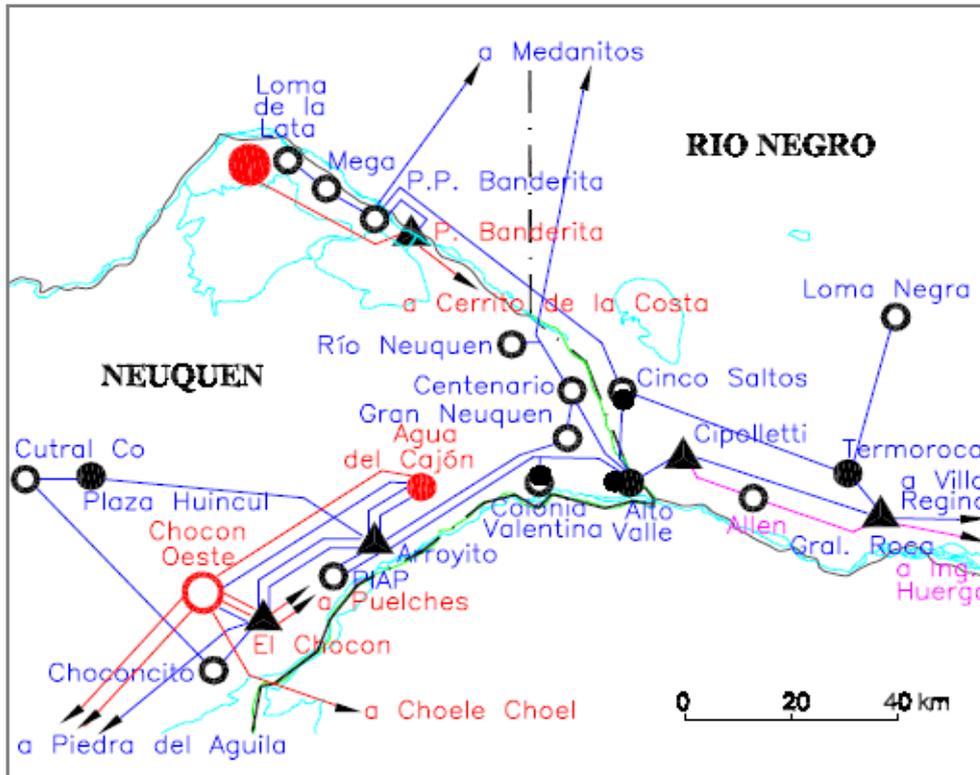
PLATAFORMA UNIFICADA DE COMUNICACIONES MULTISERVICIO “SMART GRID” PARA EL MONITOREO Y CONTROL DE LOS PROCESOS DE SUMINISTRO ELECTRICO EN LA REPUBLICA ARGENTINA.



Fuente: CAMMESA.

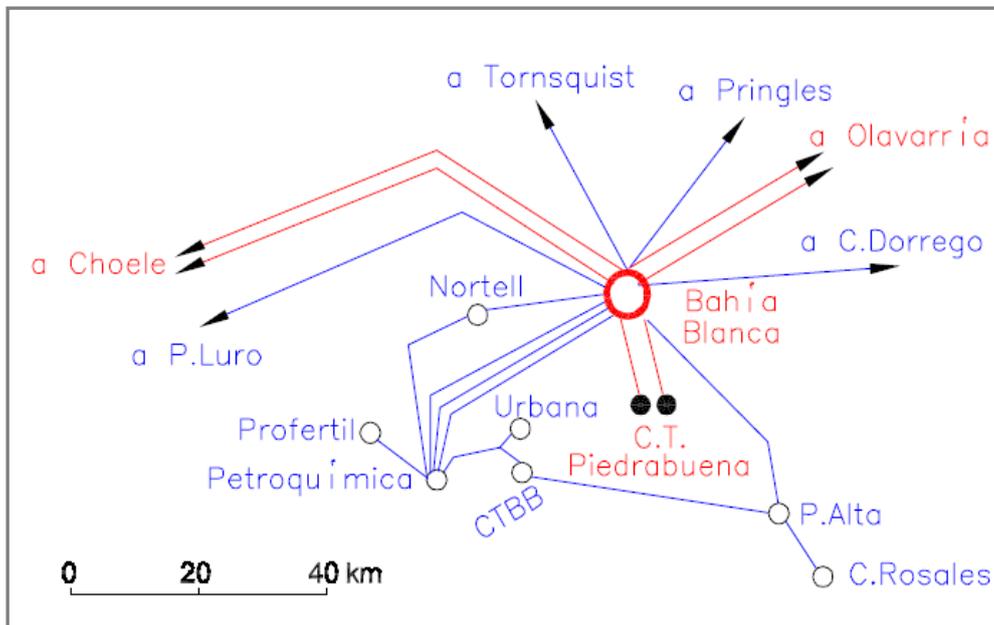
GRAFICO 58. DETALLE GRAN BUENOS AIRES

PLATAFORMA UNIFICADA DE COMUNICACIONES MULTISERVICIO “SMART GRID” PARA EL MONITOREO Y CONTROL DE LOS PROCESOS DE SUMINISTRO ELECTRICO EN LA REPUBLICA ARGENTINA.



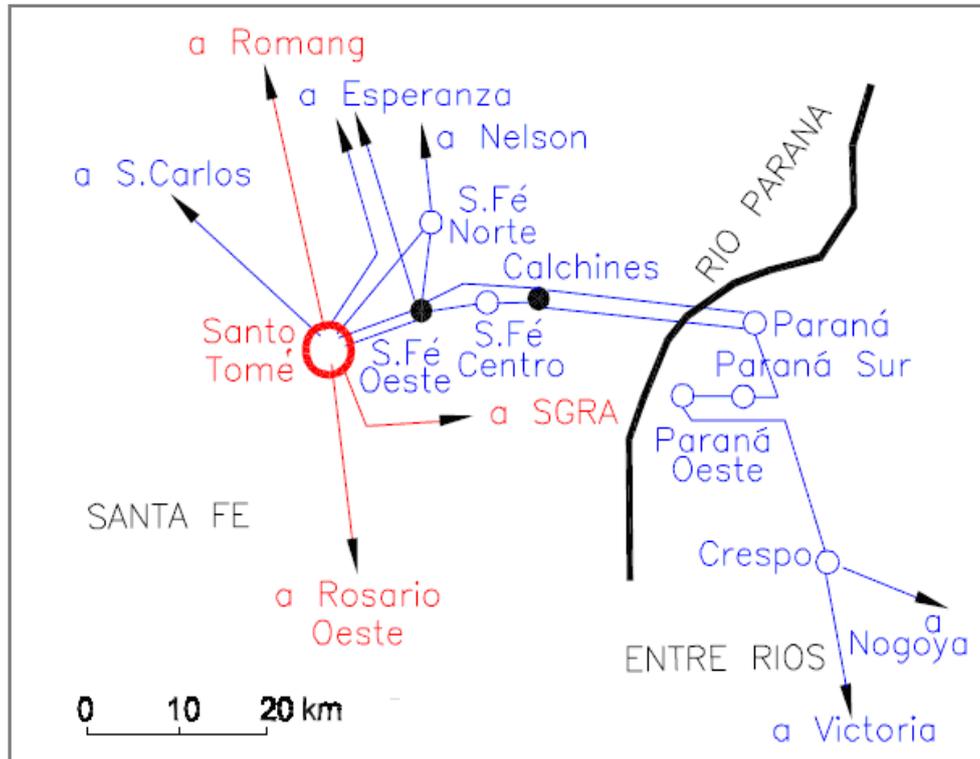
Fuente: CAMMESA.

GRAFICO 59. DETALLE CIUDADES NEUQUEN Y CIPOLLETTI



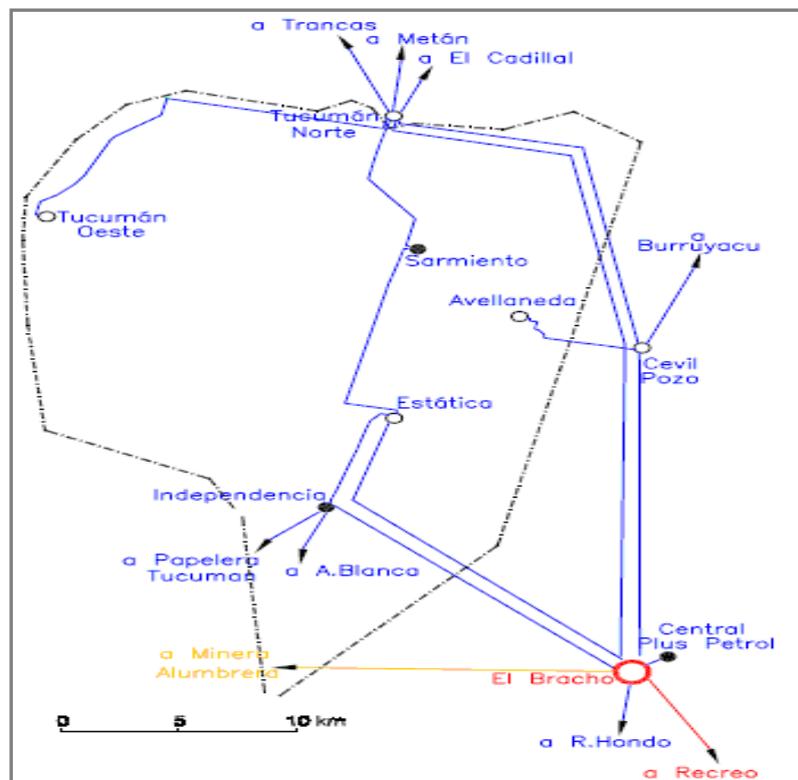
Fuente: CAMMESA.

GRAFICO 60. DETALLE BAHIA BLANCA



Fuente: CAMMESA.

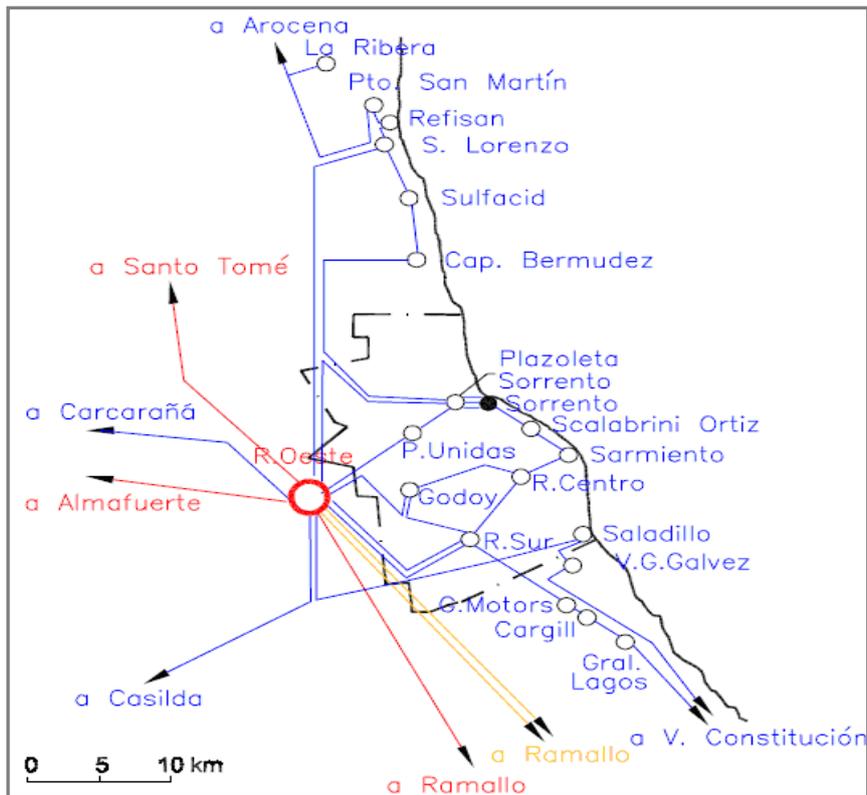
GRAFICO 61. DETALLE CIUDAD DE SANTA FE



Fuente: CAMMESA.

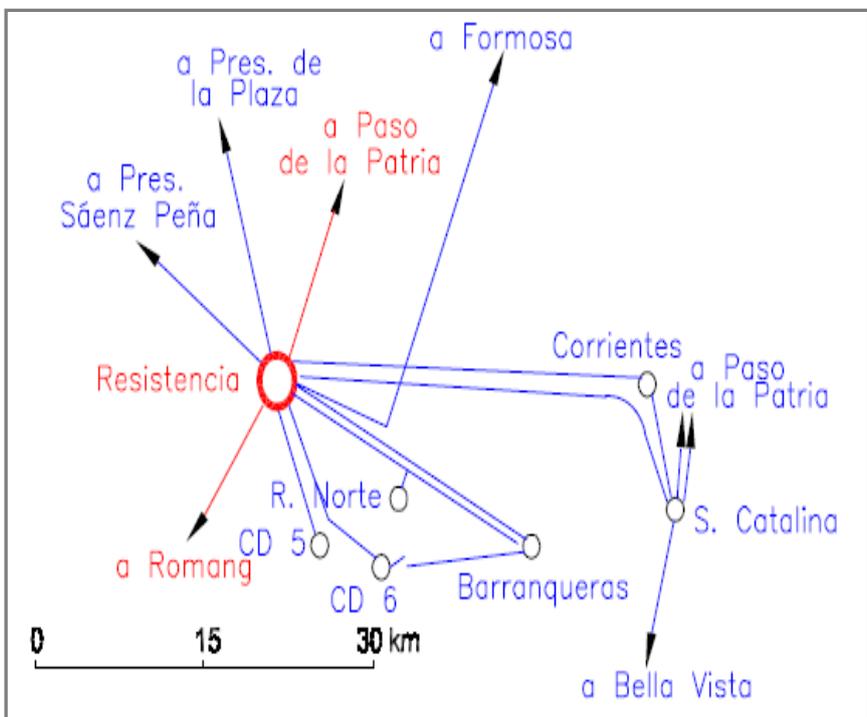
GRAFICO 62. DETALLE CIUDAD DE TUCUMAN

PLATAFORMA UNIFICADA DE COMUNICACIONES MULTISERVICIO “SMART GRID” PARA EL MONITOREO Y CONTROL DE LOS PROCESOS DE SUMINISTRO ELECTRICO EN LA REPUBLICA ARGENTINA.



Fuente: CAMMESA.

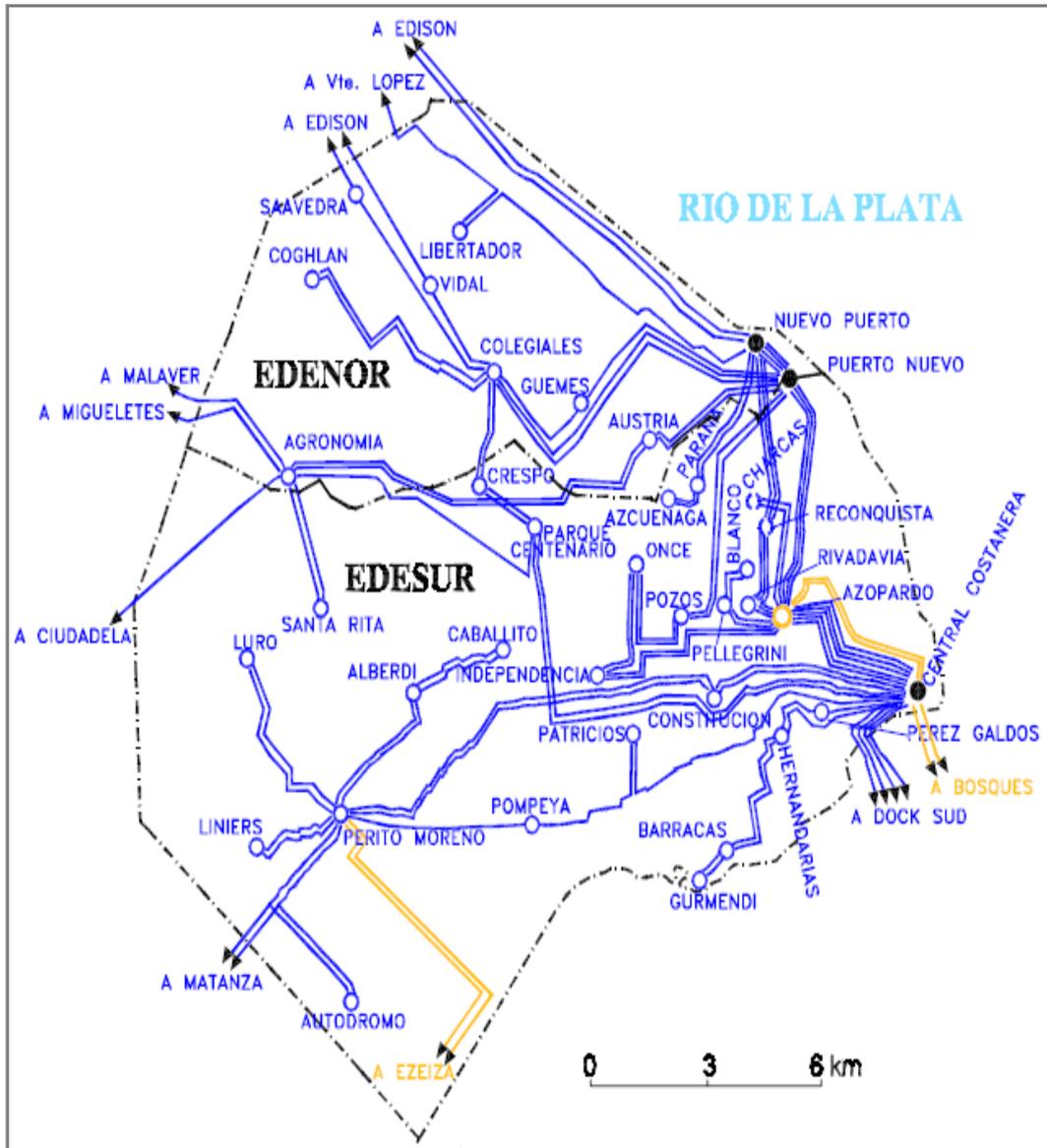
GRAFICO 63. DETALLE DE ROSARIO



Fuente: CAMMESA.

GRAFICO 64. DETALLE CIUDADES CORRIENTES Y RESISTENCIA

PLATAFORMA UNIFICADA DE COMUNICACIONES MULTISERVICIO “SMART GRID” PARA EL MONITOREO Y CONTROL DE LOS PROCESOS DE SUMINISTRO ELECTRICO EN LA REPUBLICA ARGENTINA.



Fuente: CAMMESA.

GRAFICO 65. DETALLE CAPITAL FEDERAL

ANEXO II

EXTENSION DE LA RED FEDERAL DE FIBRA OPTICA

INTRODUCCION.- Mediante el despliegue directo de infraestructura y ampliación de la oferta de servicios, se logra un impacto directo en los precios mayoristas de transporte de datos, logrando una disminución en los precios del consumidor final en los servicios de Internet de banda ancha y video, esto genera mayores índices de inclusión e igualdad en cuanto a la accesibilidad, la calidad de servicio y precio. El despliegue de la Red Federal de Fibra Óptica se puede presentar en tres etapas:

- Tramos a Intercambiar: Adquisición e Intercambio de infraestructura óptica existente.
- Tramos a Construir: Construcción de tramos troncales (red troncal federal, 9 regiones) y provinciales (redes y anillos provinciales).
- Tramos a Integrar: La iluminación de tramos de fibra oscura de la red eléctrica Transener.

1. PRIMERA ETAPA: ADQUISICION E INTERCAMBIO DE INFRAESTRUCTURA OPTICA EXISTENTE.- Mediante contratos de derecho irrevocable de uso (IRU's) con los siguientes operadores de telecomunicaciones: GLOBAL CROSSING, TELECOM, TELEFONICA, CLARO (Contratación de 10 Gb de IPTRANSIT con GLOBAL CROSSING) y la complementariedad de infraestructura con operadores privados: ejecución de los contratos de adquisición de ductos de los operadores incumbentes, correspondientes a Silica Network y Gigared con una longitud de 3.186 Km. (Estado de situación: 2409 Km. desplegados (2145 Km. correspondientes a Silica y 264 Km. a Gigared) se logran añadir aproximadamente 12mil Km. a la red troncal, cuyo trazado y especificación se detalla a continuación.

PLATAFORMA UNIFICADA DE COMUNICACIONES MULTISERVICIO “SMART GRID” PARA EL MONITOREO Y CONTROL DE LOS PROCESOS DE SUMINISTRO ELECTRICO EN LA REPUBLICA ARGENTINA.



Fuente: ARSAT S.A.: La información presentada puede sufrir modificaciones de acuerdo al cronograma de implementación, factibilidad técnica y/o disponibilidad.

GRAFICO 66. IRU`s (1/3)

PLATAFORMA UNIFICADA DE COMUNICACIONES MULTISERVICIO “SMART GRID” PARA EL MONITOREO Y CONTROL DE LOS PROCESOS DE SUMINISTRO ELECTRICO EN LA REPUBLICA ARGENTINA.

Distribucion de IRU`s por Operador	KM Parcial	Localidades	Estado	KM Totales
Global Crossing	611	S. Tome P. de los Libres	Adquisición	1287
	437	S. Tome Rafaela S. Francisco Rafaela S. Francisco Arroyito Arroyito Rio Primero Rio Primero Cordoba		
	239	Cordoba Rio Cuarto		
Gigared		Benavidez Resistencia	Adquisición	1126
Silica Network		Abasto Malargue	Adquisición	2060
Telecom	447	Bs As Mar del Plata	Intercambio	2016
	560	Tres Arroyos 9 de Julio		
	532	BB Neuquen		
	477	Mar dek Plata BB		
Telefonica	381	Usuhaia Pampa del Rincon	Intercambio	1845
	352	Posadas Paos de los libres		
	322	Posadas Corrientes		
	351	Zarate Concordia		
	208	Cordoba Serrezuela		
231	Catamarca Tucuman			
Claro	537	Cordoba Tucuman	Intercambio	2804
	326	Tucuman Salta		
	100	Salta Jujuy		
	425	V. Mercedes (SL) Lincoln		
	402	Catrilo Chivilcoy		
	217	Bariloche P. del Aguila		
	231	Bariloche V. la Angostura		
	566	Bs.As. Mar del Plata		
				11137

Fuente: ARSAT S.A.

TABLA 67. CONTRATOS DE DERECHO IRREVOCABLE DE USO

2. SEGUNDA ETAPA: CONSTRUCCION DE TRAMOS TRONCALES Y

PROVINCIALES.- Con una inversión ejecutada de AR\$6.000 millones hasta la fecha, la obra civil de los tramos troncales y provinciales cuentan con un avance hoy finalizados del 90%.

2.1.- Red Troncal.- El despliegue de la Red Troncal demandara la construcción de aproximadamente 18.649 Km. de nueva fibra, cuya ejecución se reparte en 11 pliegos regionales Centro Este, Centro Oeste, Misiones, NOA Norte, NOA Sur, NEA Norte, NEA Sur, Patagonia Norte, Patagonia Sur, Patagonia Este (a publicar) y Estrecho de Magallanes, todas las regiones han sido adjudicadas, con excepción de Patagonia Este:

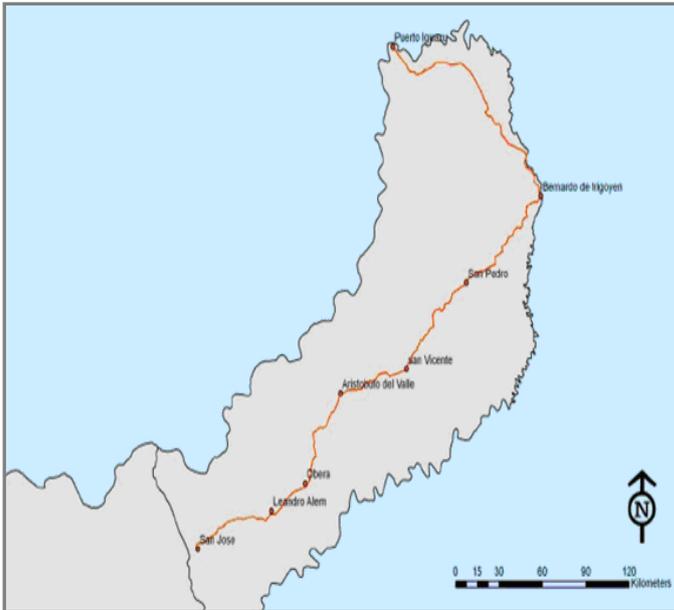
- CENTRO ESTE (LP N° 10-2011) – Estado: Adjudicada.
- CENTRO OESTE (LP N° 11-2011) – Estado: Adjudicada y en construcción.

PLATAFORMA UNIFICADA DE COMUNICACIONES MULTISERVICIO “SMART GRID” PARA EL MONITOREO Y CONTROL DE LOS PROCESOS DE SUMINISTRO ELECTRICO EN LA REPUBLICA ARGENTINA.

- MISIONES (LP N° 09-2011) – Estado: Adjudicada y en gestión de permisos.
- NOA NORTE (LP N° 08-2011) – Estado: Adjudicada.
- NOA SUR (LP N° 02-2011) – Estado: Adjudicada y en construcción.
- NEA NORTE (LP N° 03-2011) – Estado: Adjudicada y en construcción.
- NEA SUR (LP N° 07-2011) – Estado: Adjudicada y en construcción.
- PATAGONIA NORTE (LP N° 04-2011) – Estado: Adjudicada y en construcción.
- PATAGONIA SUR (LP N° 06-2011) – Estado: Adjudicada y en construcción.
- PATAGONIA ESTE (LP N° 05-2012) – Estado: A publicar.
- ESTRECHO DE MAGALLANES (LP N° 03-2010) – Estado: Finalizado.
 - La obra comprende el tendido de fibra óptica que une a la Isla Grande de Tierra del Fuego con la provincia de Santa Cruz, totalizando 100 Km. de infraestructura con 40 Km. de fibra óptica submarina. Monto de inversión aproximado de AR\$170 millones.
 - El proceso de implementación del anclaje terrestre, consistió en el despliegue de 20 Km. de fibra óptica en el Continente.

A continuación se describen los tramos definidos por el proyecto Red Federal de Fibra Óptica:

PLATAFORMA UNIFICADA DE COMUNICACIONES MULTISERVICIO “SMART GRID” PARA EL MONITOREO Y CONTROL DE LOS PROCESOS DE SUMINISTRO ELECTRICO EN LA REPUBLICA ARGENTINA.



Fuente: ARSAT S.A.

GRAFICO 70. REGION MISIONES

DATOS RELEVANTES	
Nro Provincias:	1
Troncal:	694 Km
Derivaciones:	196 Km
Provincial:	A definir
Estado:	Adj. y en Gest. de permisos



Fuente: ARSAT S.A.

GRAFICO 71. REGION NOA NORTE

DATOS RELEVANTES	
Nro Provincias:	3
Troncal:	2.168 Km
Derivaciones:	430 Km
Provincial:	A definir
Estado:	Adjudicada

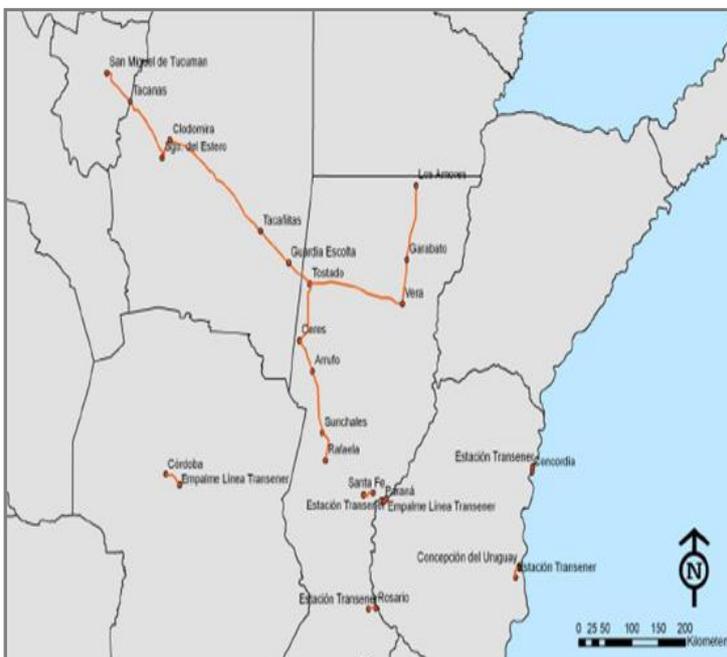
PLATAFORMA UNIFICADA DE COMUNICACIONES MULTISERVICIO “SMART GRID” PARA EL MONITOREO Y CONTROL DE LOS PROCESOS DE SUMINISTRO ELECTRICO EN LA REPUBLICA ARGENTINA.



Fuente: ARSAT S.A.

GRAFICO 72. REGION NOA SUR

DATOS RELEVANTES	
Nro Provincias:	5
Troncal:	2.520Km
Derivaciones:	720 Km
Provincial:	1.078 Km
Estado:	Adj. y en Contruc.



Fuente: ARSAT S.A.

GRAFICO 73. REGION NEA SUR

DATOS RELEVANTES	
Nro Provincias:	5
Troncal:	1.579 Km
Derivaciones:	430 Km
Provincial:	886 Km
Estado:	Adj. y en Contruc.

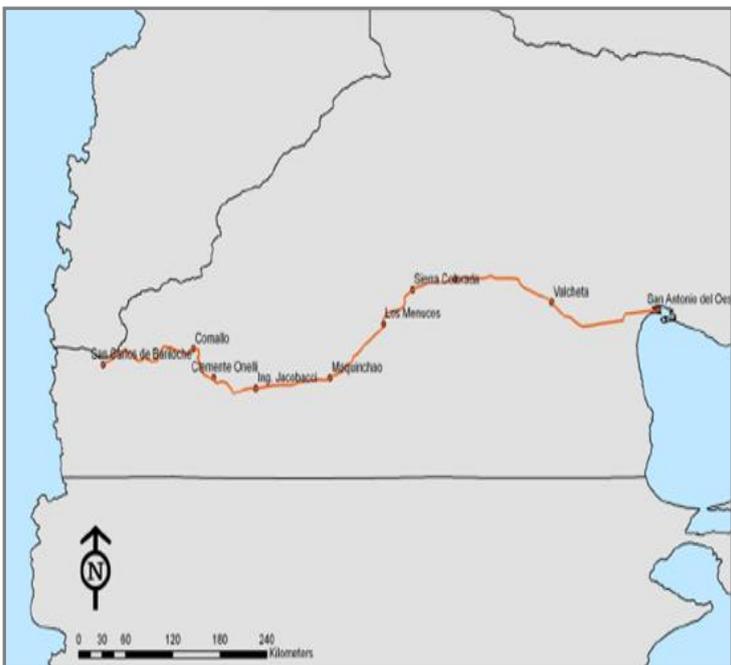
PLATAFORMA UNIFICADA DE COMUNICACIONES MULTISERVICIO “SMART GRID” PARA EL MONITOREO Y CONTROL DE LOS PROCESOS DE SUMINISTRO ELECTRICO EN LA REPUBLICA ARGENTINA.



Fuente: ARSAT S.A.

GRAFICO 74. REGION NEA NORTE

DATOS RELEVANTES	
Nro Provincias:	6
Troncal:	2.731Km
Derivaciones:	492 Km
Provincial:	2.517 Km
Estado:	Adj. y en Contruc.

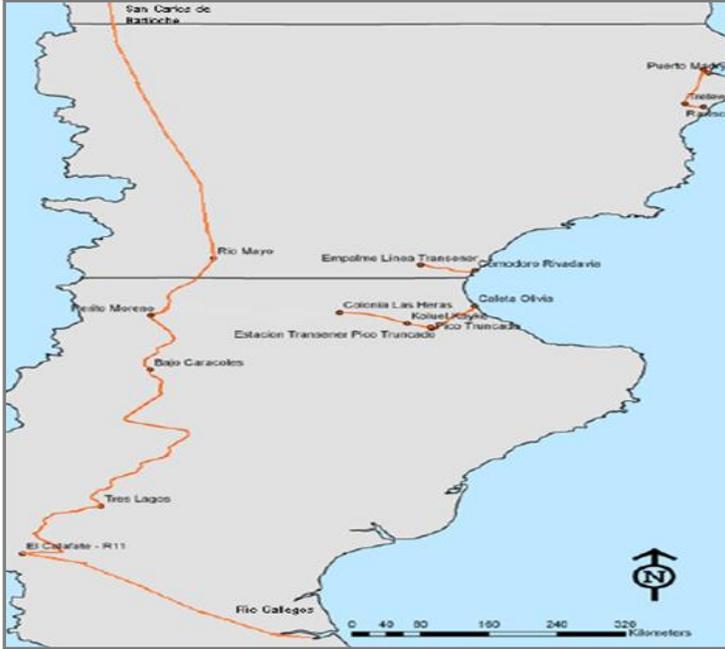


Fuente: ARSAT S.A.

GRAFICO 75. REGION PATAGONIA NORTE

DATOS RELEVANTES	
Nro Provincias:	1
Troncal:	669 Km
Derivaciones:	100 Km
Provincial:	A definir Km
Estado:	Adj. y en Contruc.

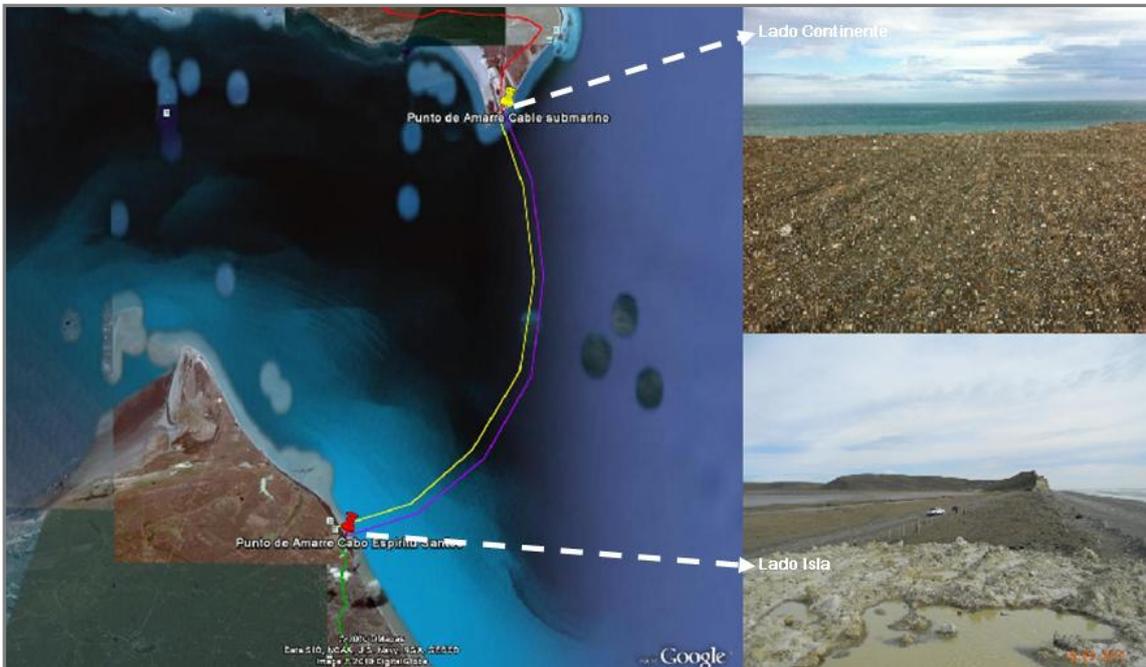
PLATAFORMA UNIFICADA DE COMUNICACIONES MULTISERVICIO “SMART GRID” PARA EL MONITOREO Y CONTROL DE LOS PROCESOS DE SUMINISTRO ELECTRICO EN LA REPUBLICA ARGENTINA.



Fuente: ARSAT S.A.

GRAFICO 76. REGION PATAGONIA SUR

DATOS RELEVANTES	
Nro Provincias:	2
Troncal:	2.193 Km
Derivaciones:	100 Km
Provincial:	763 Km
Estado:	Adj. y en Contruc.



Fuente: ARSAT S.A.

GRAFICO 77. CRUCE ESTRECHO DE MAGALLANES

DATOS RELEVANTES	
Troncal de FO Submarina:	40 Km
Estado:	Finalizado

PLATAFORMA UNIFICADA DE COMUNICACIONES MULTISERVICIO “SMART GRID” PARA EL MONITOREO Y CONTROL DE LOS PROCESOS DE SUMINISTRO ELECTRICO EN LA REPUBLICA ARGENTINA.

Nro.	LP Nº	Región	KM.Troncales por region	Provincias	KM Tramos	KM Tramos	KM de Derivaciones	KM Totales	P Ejecucion (Meses)	Población
					Troncales por Provincia	Provinciales por Provincia		de Troncal Publicado		
1	LP 10/2011	Centro Este	1249	Buenos Aires	1356		538	1787	18	2968658
				Santa Fé	50					
				Córdoba	230					
				La Pampa	101					
2	LP 11/2011	Centro Oeste	2502	San Luis	50		321	2823	21	1255336
				Neuquén	1039					
				La Pampa	635					
				Mendoza	632					
3	LP 09/2011	Misiones	498	Misiones	694		196	694	12	182295
4	LP 08/2011	NOA Norte		Jujuy	1038		430	2168	20	2047485
				Salta	591					
				Tucumán	539					
5	LP 02/2011	NOA Sur	1800	Catamarca	450		720	2520	20	2835266
				La Rioja	1045	568				
				San Juan	755	514				
				Mendoza	35					
6	LP 03/2011	NEA Norte	2219	Córdoba	235		492	2731	20	2625917
				Formosa	929	965				
				Chaco	856	872				
				Corrientes	8					
				Salta	600					
7	LP 07/2011	NEA Sur	1149	Santiago del Estero	196		430	1579	15	4578321
				Jujuy	142					
				Santa Fé	1059					
				Santiago del Estero	383					
				Tucumán	60					
8	LP 04/2011	Patagonia Norte		Córdoba	37		10	669	8	126513
				Entre Rios	40					
9	LP 06/2011	Patagonia Sur	2106	Rio Negro	669		87	2193	20	718656
				Santa Cruz	1258	763				
			13920	Chubut	935		3224	17164		
					17164	3682				

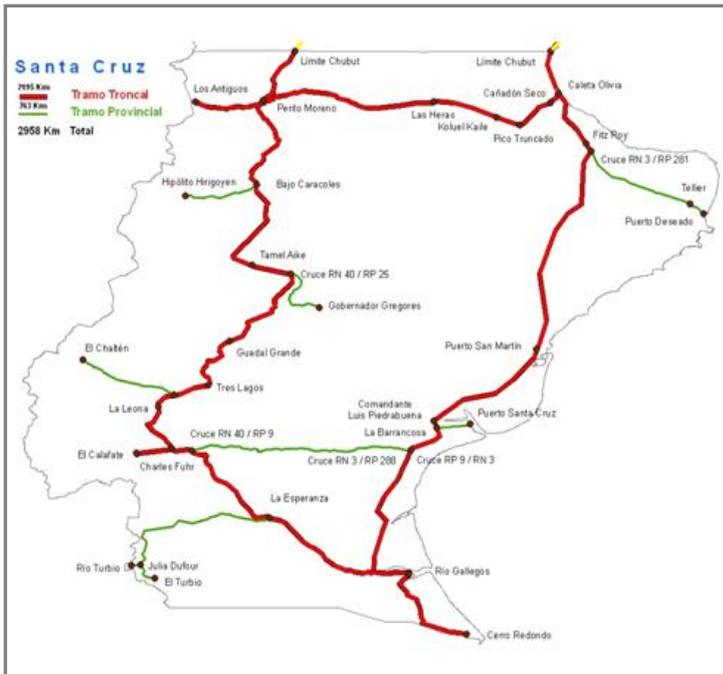
Fuente: ARSAT S.A.: La información presentada puede sufrir modificaciones de acuerdo al cronograma de implementación, factibilidad técnica y/o disponibilidad.

TABLA 78. CONTRUCCION EN 9 REGIONES

2.2. Red Provincial.- Con el fin de garantizar la calidad y disponibilidad de los servicios en gran parte del territorio nacional, el despliegue de la Red Provincial de fibra óptica, busca conectar a cada una de las ciudades a lo largo del territorio, permitiendo interconectar a la Red Troncal y a los operadores locales que serán quienes brinden los servicios de red de acceso.

De acuerdo al cronograma, la construcción de la Red Provincial fue prevista en dos etapas: la primera etapa se desarrollo durante el año 2011 y años posteriores y abarco la construcción de 13.300 Km. de fibra óptica, mientras que en la segunda etapa se contemplo 8.600 Km. de nuevas redes.

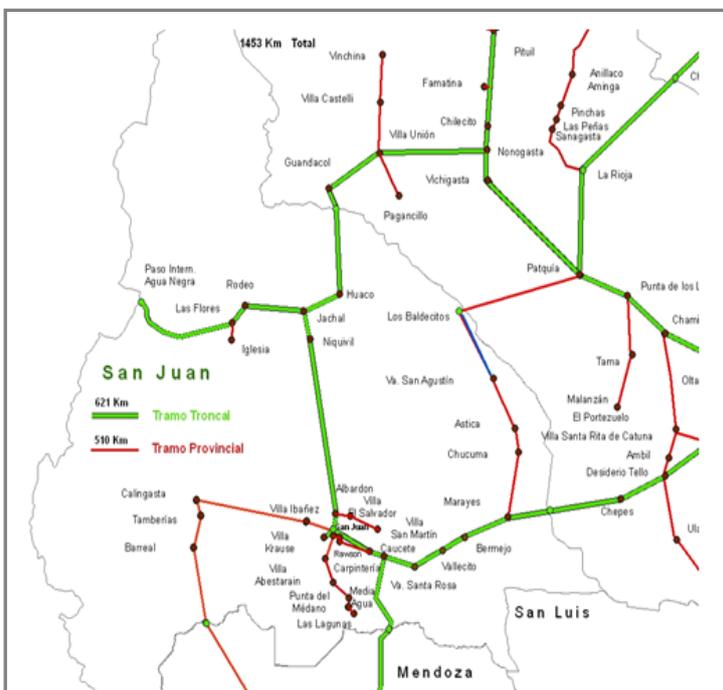
PLATAFORMA UNIFICADA DE COMUNICACIONES MULTISERVICIO “SMART GRID” PARA EL MONITOREO Y CONTROL DE LOS PROCESOS DE SUMINISTRO ELECTRICO EN LA REPUBLICA ARGENTINA.



Fuente: ARSAT S.A.

GRAFICO 79. RED PROVINCIAL SANTA CRUZ

DATOS RELEVANTES	
Region:	Patagonia Sur
Troncal Prov.:	763 Km

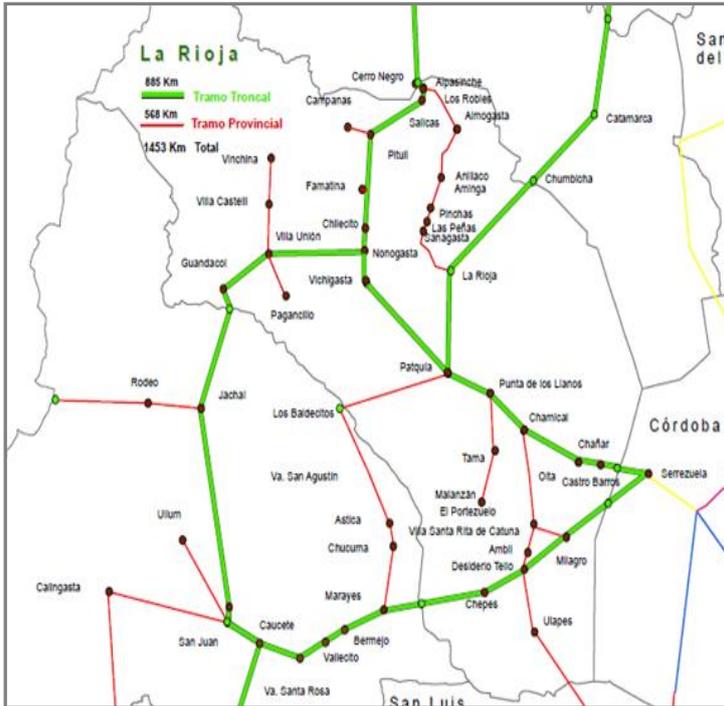


Fuente: ARSAT S.A.

GRAFICO 80. RED PROVINCIAL SAN JUAN

DATOS RELEVANTES	
Region:	NEA Sur
Troncal Prov.:	510 Km

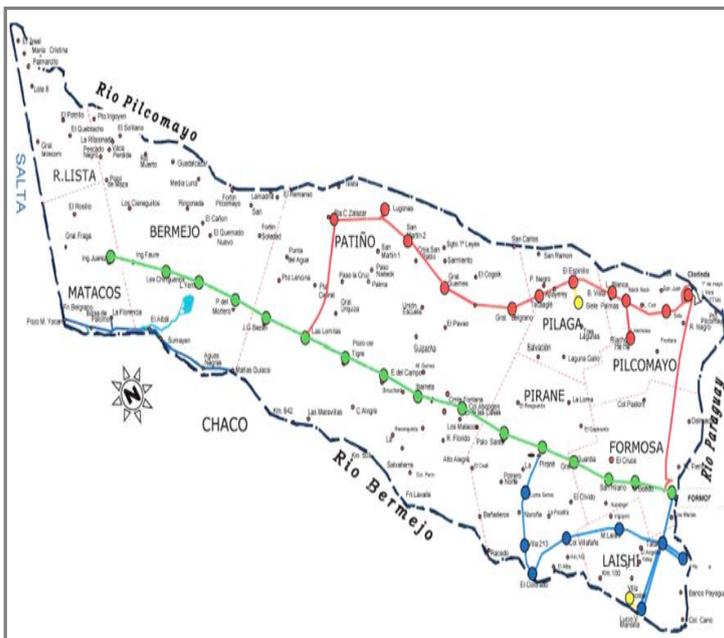
PLATAFORMA UNIFICADA DE COMUNICACIONES MULTISERVICIO “SMART GRID” PARA EL MONITOREO Y CONTROL DE LOS PROCESOS DE SUMINISTRO ELECTRICO EN LA REPUBLICA ARGENTINA.



Fuente: ARSAT S.A.

GRAFICO 81. RED PROVINCIAL LA RIOJA

DATOS RELEVANTES	
Region:	NOA Sur
Troncal Prov.:	510 Km



Fuente: ARSAT S.A.

GRAFICO 82. RED PROVINCIAL FORMOSA

DATOS RELEVANTES	
Region:	NEA Norte
Troncal Prov.:	965 Km



Fuente: ARSAT S.A.: La información presentada puede sufrir modificaciones de acuerdo al cronograma de implementación, factibilidad técnica y/o disponibilidad.

GRAFICO 84. RED TRONCAL PROVINCIAL (2/3)

3. TERCERA ETAPA: ILUMINACION DE FIBRA OSCURA DE LA RED ELECTRICA TRANSENER.- Por último la estrategia de despliegue de la Red Federal de Fibra Óptica contempla la iluminación de tramos existentes de fibra oscura pertenecientes a la red eléctrica Transener en la cual el Estado participa como accionista con disponibilidad de 9mil Km. aproximadamente.

PLATAFORMA UNIFICADA DE COMUNICACIONES MULTISERVICIO “SMART GRID” PARA EL MONITOREO Y CONTROL DE LOS PROCESOS DE SUMINISTRO ELECTRICO EN LA REPUBLICA ARGENTINA.



Fuente: ARSAT S.A.: La información presentada puede sufrir modificaciones de acuerdo al cronograma de implementación, factibilidad técnica y/o disponibilidad.

GRAFICO 85. RED DE FIBRA OPTICA TRANSENER (3/3)

Debido a la expansión en el servicio de conectividad hacia las diferentes regiones del país, se ofrece un ancho de banda considerable que beneficia a los distintos proveedores de Internet, creando mercados competitivos y brindando servicios de alta calidad y a buen precio para los usuarios. La implementación de la Red Federal de Fibra Óptica generó nuevas oportunidades de negocio para las empresas y cooperativas locales y, a su vez, mejores condiciones de acceso comercial para los consumidores.

ANEXO III

LIST OF CYBERSECURITY FOR SMART GRID STANDARDS AND GUIDELINES

Collected by Frances Cleveland, Xanthus Consulting International,

Convenor IEC TC57 WG15

May, 2013

1. LIST OF STANDARDS THAT INCLUDE CYBERSECURITY.- The following existing work and standards are applicable to the field of Smart Grid information security. This clause contains 3 lists: 1) Smart Grid cybersecurity standards, recommended practices, and guidelines (many reference other standards as well) 2) Smart Grid standards and other Smart Grid documents that include cybersecurity requirements (to greater or lesser extents) 3) Organizations and programs addressing Smart Grid cybersecurity Cybersecurity for the Smart Grid is a huge and ever-expanding effort, and the items in these lists capture only some of the main standards and efforts. It is expected that these lists could grow significantly as new cybersecurity standards and efforts are recognized. Many of the cybersecurity standards listed actually consist of many parts. Some of them are based on typical IT standards (e.g. TLS for TCP/IP), but many are unique due to the cyber-physical nature of the Smart Grid, the high importance of availability rather than confidentiality, the widespread nature of the power grid, and the criticality of performance (e.g. 4 ms interactions). Some of these documents are formal standards, while others are still under development or are recommended practices or other informative guidelines. Therefore, some are not freely available, while others may require permission from the developers for access. (This list does not attempt to provide such contact information.) The number of cybersecurity Use Cases for the Smart Grid is very large - in the hundreds if not thousands - although some activities are on-going to categorize them by types of cybersecurity issues.

These Use Cases are used to identify cybersecurity requirements and any gaps in standards, but are also used to identify mitigation policies, procedures, and technologies that can minimize cybersecurity risks. Corrections and suggestions for this list are very welcome. There are certainly additional documents not listed here that are part of the Smart Grid cybersecurity effort – any identification of these additional documents would be very helpful.

1.1 CYBERSECURITY STANDARDS / GUIDES USED IN THE SMART GRID

- ASAP-SG Security Profiles for:
 - Third Party Data Access
 - Advanced Metering Infrastructure (AMI)
 - Distribution Management
 - Wide-Area Monitoring, Protection, and Control (WAMPAC)
 - Substation Automation (under development)
- CIGRE B5/D2.46 Application and management of cyber security measures for Protection & Control systems
- CIGRE D2.31 Security architecture principles for digital systems in Electric Power Utilities EPU
- DHS Catalog of Control Systems Security
- DHS Cyber Security Procurement Language for Control Systems • DOE / DHS Cybersecurity Capability Maturity Model for the Electricity Subsector
- DOE/NIST/NERC Electricity Subsector Cybersecurity Risk Management Process Guideline
- DOE / DHS Electric Sector Cybersecurity Risk Management Maturity Initiative
- DOE Roadmap to Achieve Energy Delivery Systems Cybersecurity

PLATAFORMA UNIFICADA DE COMUNICACIONES MULTISERVICIO “SMART GRID” PARA EL MONITOREO Y CONTROL DE LOS PROCESOS DE SUMINISTRO ELECTRICO EN LA REPUBLICA ARGENTINA.

- IEC 62351 Parts 1-11 Power systems management and associated information exchange – Data and communications security (Parts 9, 10, & 11 still under development)
- IEC 62443 series on Security for industrial process measurement and control (work in process)
- IEEE 1686 Substation Intelligent Electronic Devices (IEDs) Cyber Security Capabilities (being updated)
- IEEE 802 series Third Party Data Access
 - IEEE 802.11i Wireless security
 - IEEE 802.1X Port Based Network Access Control
 - IEEE 802.1AE MAC security
- IEEE 802.1AR Secure Device Identity
- IETF Cybersecurity RFCs, including:
 - RFC 5246 Transport Layer Security (TLS)
 - RFC 6407 Group Domain of Interpretation (GDOI)
 - RFC 4101, RFC 4102, RFC 4103 Base standards for IP Security (IPSec)
 - RFC 6347 Datagram Transport Layer Security (DTLS)
 - RFC 3711 Secure Real-time Transport Protocol (SRTP)
 - RFC 4962 Authentication, Authorization, and Accounting
 - RFC 5247 Extensible Authentication Protocol (EAP) Key Management Framework
 - RFC 5746 Transport Layer Security (TLS) Renegotiation Indication Extension
- IETF RFC 6272 Internet Protocols for the Smart Grid (identifies RFCs used in the Smart Grid)

PLATAFORMA UNIFICADA DE COMUNICACIONES MULTISERVICIO “SMART GRID” PARA EL MONITOREO Y CONTROL DE LOS PROCESOS DE SUMINISTRO ELECTRICO EN LA REPUBLICA ARGENTINA.

- ISA SP99 Cybersecurity mitigation for industrial and bulk power generation stations (work in process)
- ISO 27000 Information Security Standards (many standards)
- NERC Critical Infrastructure Protection (CIP) 002-009 (multiple versions)
- NIST FIPS 140-2 Cryptographic Security
- NIST SP 500-267 Security Profile for IPv6
- NIST SP 800-131A Transitions: Recommendation for Transitioning the Use of Cryptographic Algorithms and Key Lengths (draft)
- NIST SP 800-53 Recommended Security Controls for Federal Information Systems and Organizations (rev 4 as draft)
- NIST SP 800-82 Guide to Industrial Control Systems (ICS) Security
- NIST Special Publication 1108: NIST Framework and Roadmap for Smart Grid Interoperability Standards
- NIST Special Publication 800-39: Managing Information Security Risk: Organization, Mission, and Information System View
- NIST Special Publication 800-53: Recommended Security Controls for Federal Information Systems
- NISTIR 7628 Vol. 1 thru 3 Guidelines for Smart Grid Cyber Security
- NISTIR 7823: Advanced Metering Infrastructure Smart Meter Upgradeability Test Framework (draft)
- OASIS WS-Security for web services

1.2 SMART GRID STANDARDS THAT INCLUDE OR REFERENCE CYBERSECURITY REQUIREMENTS

- ANSI C12.1-2008 Standard for Electric Meters Code for Electricity Metering
- ANSI C12.18-2006/IEEE P1701/MC1218 Protocol Specification for ANSI Type 2 Optical Port
- ANSI C12.19-2008/IEEE 1377/MC1219 Utility Industry End Device Data Tables
- ANSI C12.21/IEEE P1702/MC1221 Protocol Specification for Telephone Modem Communication
- ANSI C12.22/IEEE P1703/MC1222 Protocol Spec for Interfacing to Data Comm. Networks
- ANSI/ASHRAE 135-2010/ISO 16484-5 BACnet
- ANSI/CEA 709.1-B-2002 Control Network Protocol Specification
- CEA 852.1:2009 Enhanced Tunneling Device Area Network Protocols
- IEC 15118 Road vehicles — Vehicle to grid communication interface
- IEC 60870-5 Telecontrol equipment and systems: Transmission protocols
- IEC 60870-6 Telecontrol Application Service Element 2 (TASE.2) (references IEC 62351)
- IEC 61850 Suite of standards on Communication Networks and Systems for Power Utility Automation (references IEC 62351)
- IEC 61850-90-5 for exchanging synchrophasor information
- IEC 61968 System Interfaces for Distribution Management (references IEC 62351)
- IEC 61970 Energy management system application program interface (EMS-API) (references IEC 62351)

PLATAFORMA UNIFICADA DE COMUNICACIONES MULTISERVICIO “SMART GRID” PARA EL MONITOREO Y CONTROL DE LOS PROCESOS DE SUMINISTRO ELECTRICO EN LA REPUBLICA ARGENTINA.

- IEC 62056 COSEM: Companion Specification for Energy Metering (COSEM) • IEC 62541 OPC Unified Architecture
- IEC PAS 62559 Methodology for Requirements Development
- IEEE 1588 Precision Time Protocol in Power System Applications
- IEEE 1815 DNP3 (Distributed Network Protocol)
- IEEE 1901-2010 (Same as ITU-T G.9972) Inter-System Protocol (ISP)-based Broadband Power Line Carrier (PLC)
- IEEE 802 Family, specifically IEEE 802.11i
- IEEE C37.238 Profile of IEEE 1588 for Electric Power Systems
- IEEE C37.239 Standard for Common Format for Event Data Exchange (COMFEDE) for Power Systems
- IEEE P1642 Recommended Practice for Protecting Public Accessible Computer Systems from Intentional EMI
- IEEE P1775/1.9.7, March 2009 IEEE Standard for Power Line Communication Equipment - EMC Requirements - Testing and Measuring Methods
- IEEE P1901 Broadband Communications Over Power Lines MAC and PHY protocols
- IEEE P1901.2 (same as ITU-T G.9955/G.9956) Low frequency communications over power lines
- IEEE P2030 Guide for Smart Grid Interoperability of Energy Technology and Information Technology Operation With the Electric Power System (EPS), and End-Use Applications and Loads
- IETF RFC 6272 Internet Protocols for the Smart Grid
- ITU-T G.9955/G.9956 Low frequency communications over power lines
- NEMA SG-AMI 1-2009 Requirements for Smart Meter Upgradeability

PLATAFORMA UNIFICADA DE COMUNICACIONES MULTISERVICIO “SMART GRID” PARA EL MONITOREO Y CONTROL DE LOS PROCESOS DE SUMINISTRO ELECTRICO EN LA REPUBLICA ARGENTINA.

- Network Management Standards - including Internet based standards such as DMTF, CIM, WBEM, ANSI INCITS 438-2008, SNMP v3, Netconf, STD 62, and OSI-based standards including CMIP/CMIS
- NISTIR 7761 NISTs Guidelines for Assessing Wireless Standards for Smart Grid Applications
- NRECA MultiSpeak
- OASIS EMIX Energy Market Information eXchange
- SGIP SGTCC Interoperability Process Reference Manual (IPRM)
- UCAIug OpenADE Energy Service Provider Interface
- UCAIug Security Profile for AMI v.1.0 (AMI SEC)
- UL-1741 Static Inverters and Charge Controllers for use in PV Power Systems
- W3C Efficient XML Interchange (EXI)
- W3C Extensible Markup Language (XML)
- W3C Simple Object Access Protocol (SOAP)
- W3C Web Definition Service Language (WSDL)
- W3C XML Service Definition (XSD)
- ZigBee Smart Energy Profile (SEP) 1.0 and 1.1
- ZigBee/HomePlug Smart Energy Profile (SEP)

1.3 ORGANIZATIONS AND PROGRAMS ADDRESSING SMART GRID CYBERSECURITY

- IEC TC57 WG15:
 - Development of the IEC 62351 series of power systems management and associated information exchange – data and communications security
- IEC TC65:
 - IEC 62443 series of industrial automation security standards based on ISA SP99 security standards
 - IEC 62541 OPC UA standards including security
- IEC TC13:
 - Security for metering standards DLMS/COSEM
- National Institute of Standards and Technology (NIST) and the Smart Grid Interoperability Panel (SGIP) Cyber Security Working Group (CSWG):
 - Development and updating of the NISTIR 7628
 - Review and assessment of standards for cybersecurity specifications and gaps
 - Assessment of privacy Issues
 - Development of a cybersecurity architecture
 - Implementation compliance and testing guidelines
 - Development of AMI security requirements
- European M/490 Smart Grid Information Security (SGIS):
 - Review and assessment of information security standards
 - Recommendations for addressing gaps in cybersecurity standards
 - Enhancement of recommendations on existing standards or need for new ones

PLATAFORMA UNIFICADA DE COMUNICACIONES MULTISERVICIO “SMART GRID” PARA EL MONITOREO Y CONTROL DE LOS PROCESOS DE SUMINISTRO ELECTRICO EN LA REPUBLICA ARGENTINA.

- Recommendations on SGIS security levels and data protection classes
- SGIS Toolbox for identifying recommended security requirements and associated standards for implementation
- Department of Energy (DOE) and the Electric Power Research Institute (EPRI) National Electric Sector Cybersecurity Organization (NESCO) and Research (NESCOR)
 - Development of failure scenarios for the Smart Grid
 - Assessment of cybersecurity requirements and standards for specific Smart Grid functions such as wide-area situational awareness and distributed energy resources
- North American Electric Reliability Corporation (NERC) Critical Infrastructure Protection (CIP) security standards development:
 - In United States, CIP 002-009 security mandates for the bulk power system
- US White House / DOE sponsored conferences and programs on cyber-physical security
- DOE Smart Grid Projects which require cybersecurity, for example:
 - Cybersecurity Capability Maturity Model for the Electricity Subsector
 - Electricity Subsector Cybersecurity Risk Management Process (RMP) guideline
 - DOE/NIST collaboration on AMI Upgradeability Test bed
 - RDSI Projects (many)
- Cigré D2.22 Information Security for Electric Power Utilities (EPU)
- DOE and Department of Homeland Security (DHS) Trustworthy Cyber Infrastructure for the Power Grid (TCIPG) Center
- OpenSG Smart Grid Security Users Group

- ASAP-SG Program to develop security requirements for Smart Grid domains
- Institute of Electrical and Electronic Engineers (IEEE) Power & Energy Society (PES) – various standards development under the different committees
- ZigBee Alliance for the development of SEP 1.x and SEP 2.0

2. MATRIX OF CYBERSECURITY STANDARDS ASSOCIATED WITH SMART GRID STANDARDS.-

A (draft) matrix of cybersecurity standards associated with Smart Grid standards is shown in the Excel spreadsheet labeled “Standards to cybersecuritymatrix.xlsx”(http://xanthusconsulting.com/Publications/documents/Mat rix_of_Standards_with_Cybersecurity.pdf). Some rows and columns still need to be filled in. While recognizing that matrices are difficult to use, it is expected that this spreadsheet can assist in identifying cybersecurity gaps.

3. DIAGRAMS OF SMART GRID STANDARDS.-

The following diagrams may assist in understanding where some of the Smart Grid standards are used (Figure 86), what OSI Reference Model¹ and GWAC Stack² levels they cover (Figure 87 and Figure 88), the IEC 62351 security standards (Figure 89) and, as an example, how cybersecurity standards are applied to one Smart Grid standard, IEC 61850 (Figure 90). Cyber-physical security is shown conceptually in Figure 91.

PLATAFORMA UNIFICADA DE COMUNICACIONES MULTISERVICIO “SMART GRID” PARA EL MONITOREO Y CONTROL DE LOS PROCESOS DE SUMINISTRO ELECTRICO EN LA REPUBLICA ARGENTINA.

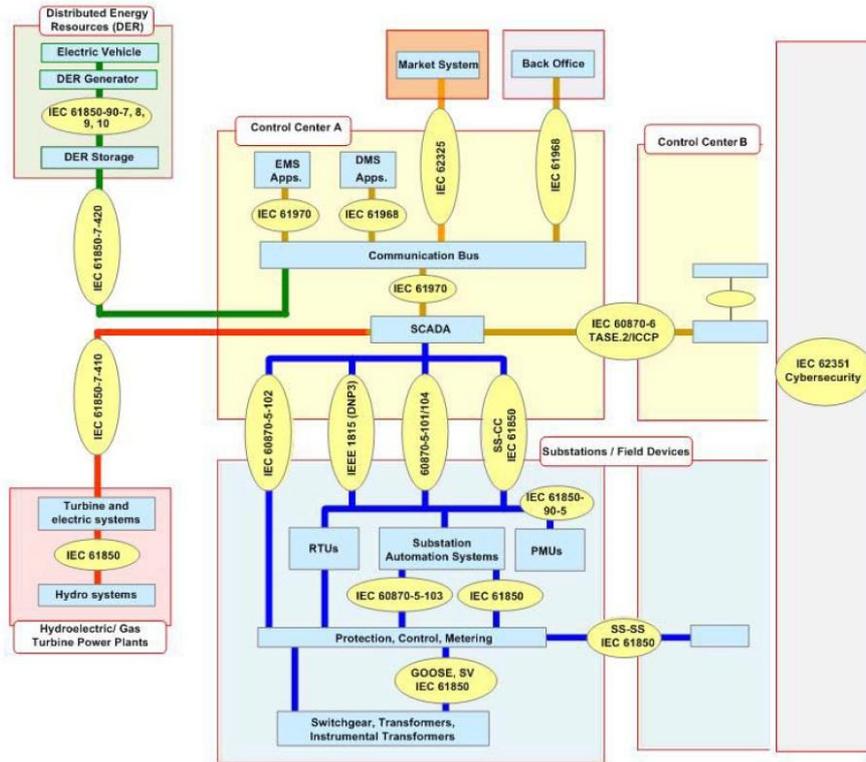


FIGURE 86: IEC TC57 SMART GRID STANDARDS

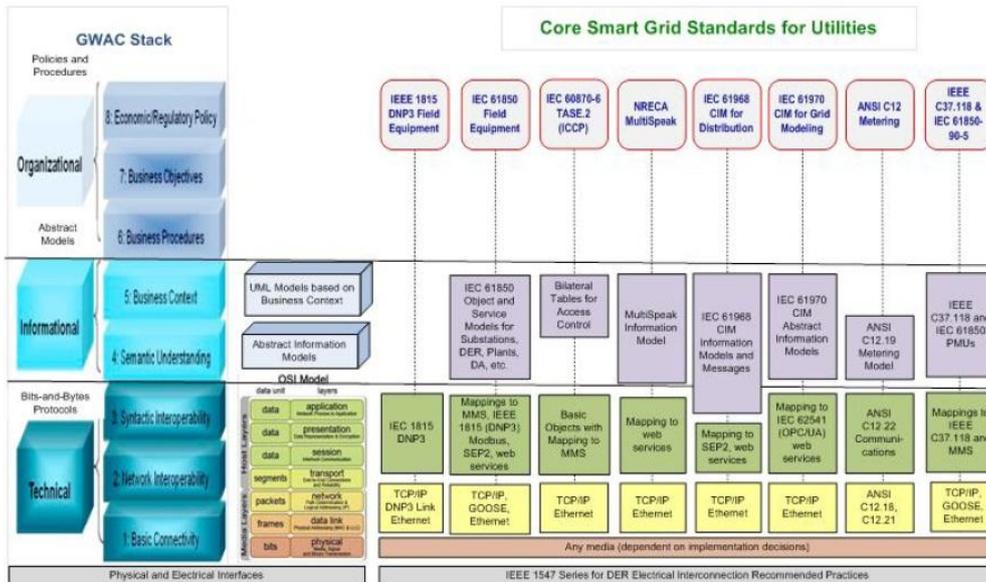


FIGURE 87. CORE SMART GRID STANDARDS FOR UTILITIES

PLATAFORMA UNIFICADA DE COMUNICACIONES MULTISERVICIO “SMART GRID” PARA EL MONITOREO Y CONTROL DE LOS PROCESOS DE SUMINISTRO ELECTRICO EN LA REPUBLICA ARGENTINA.

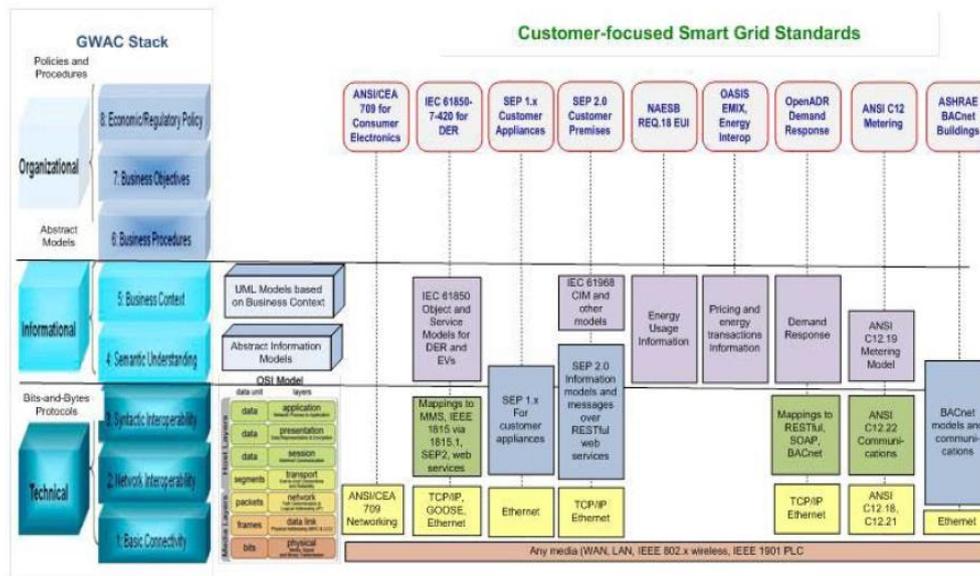


FIGURE 88. CUSTOMER – FOCUSED SMART GRID STANDARDS

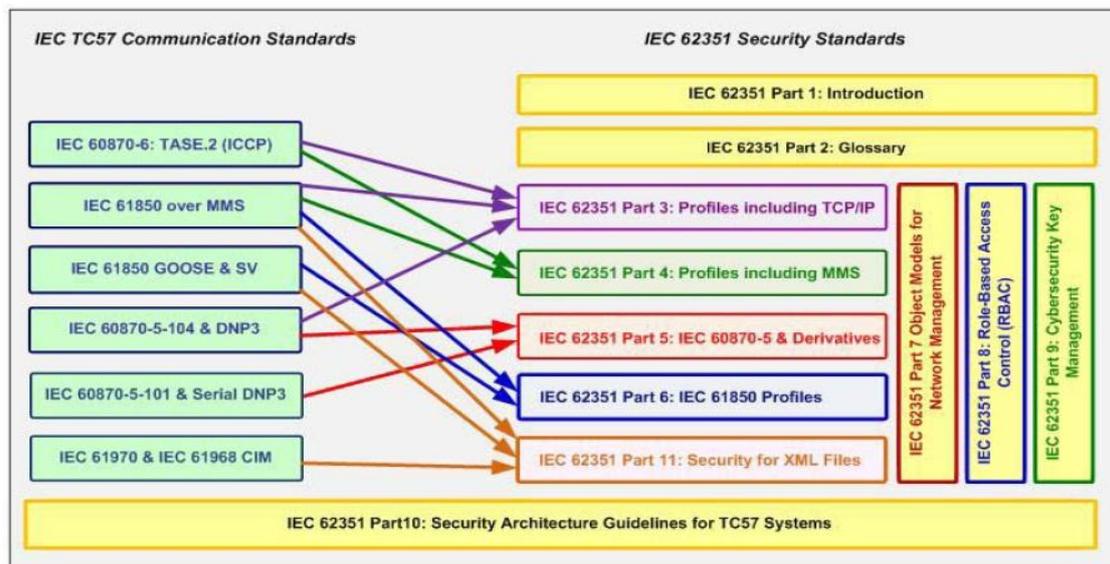


FIGURE 89. MAPPING OF IEC TC57 COMMUNICATION STANDARDS TO IEC 62351 CYBERSECURITY STANDARDS

PLATAFORMA UNIFICADA DE COMUNICACIONES MULTISERVICIO “SMART GRID” PARA EL MONITOREO Y CONTROL DE LOS PROCESOS DE SUMINISTRO ELECTRICO EN LA REPUBLICA ARGENTINA.

GWAC Stack		Security Layers	Security Issues (examples)	Security for Distributed Energy Resources (DER) using IEC 61850 communications		
Organizational	8. Economic/Regulatory Policy	Security Policies	Personnel Screening Policies Security Training Access Control Policies Security Program Management Risk Management Audit and Accountability Privacy Policies	DER Management Security Requirements IEC 62351-10 Security Architecture Authorization & Access Control Policies Privacy & Information Integrity Policies DER Interconnection Protection & Safety Policies Operational Reliability & Safety Policies Configuration & Communication Protection Policies Incident Response Policies		
	7. Business Objectives					
	6. Business Procedures					
Informational	5. Business Context	Security Procedures	Authorization Procedures Password Management Role-Based Access Control Safety Procedures Continuity of Operations Information Privacy Procedures Security Incident Response Physical Security Procedures	IEC 61850 Implementation Security Procedures IEC 62351-8 Role-Based Access Control IEC 62351-9 Key Management Conformance & implementation testing of IEC 61850-7-xxx objects IEC 61850-6 System Configuration Language (SCL) validation DER network configuration management procedures Identification, authentication, & registration of DER systems Incident response procedures for DER operations		
	4. Semantic Understanding					
	3. Syntactic Interoperability					
Technical	2. Network Interoperability	Message Security	Message authentication Message integrity Message non-repudiation Message confidentiality Message availability	MMS Profile IEC 61850-8-1 Message-level IEC 62351-4	Web Services Profile IEC 61850-8-2 WS-Security XML IEC 62351-11	DNP Profile IEEE 1815.1 Security for Mapping to DNP3
	1. Basic Connectivity	Transport Security	Transport authentication Transport integrity Transport confidentiality Transport availability	IEC 62351-6 Authentication & integrity only	IEC 62351-3 TLS Authentication, integrity, & confidentiality	IEC 62351-5 Authentication & integrity only
		Network and Media Security	Network availability Network authentication & integrity Media confidentiality	IEC 62351-7 Network and System Management IPsec, IEEE 802.11i, VPNs, Firewalls, SNMP, Network Partitioning, Trusted Path, Intrusion Detection and Protection		

FIGURE 90. SECURITY REQUIREMENTS AND STANDARDS USED WITH IEC 61850 PROFILES FOR DISTRIBUTED ENERGY RESOURCES (DER)

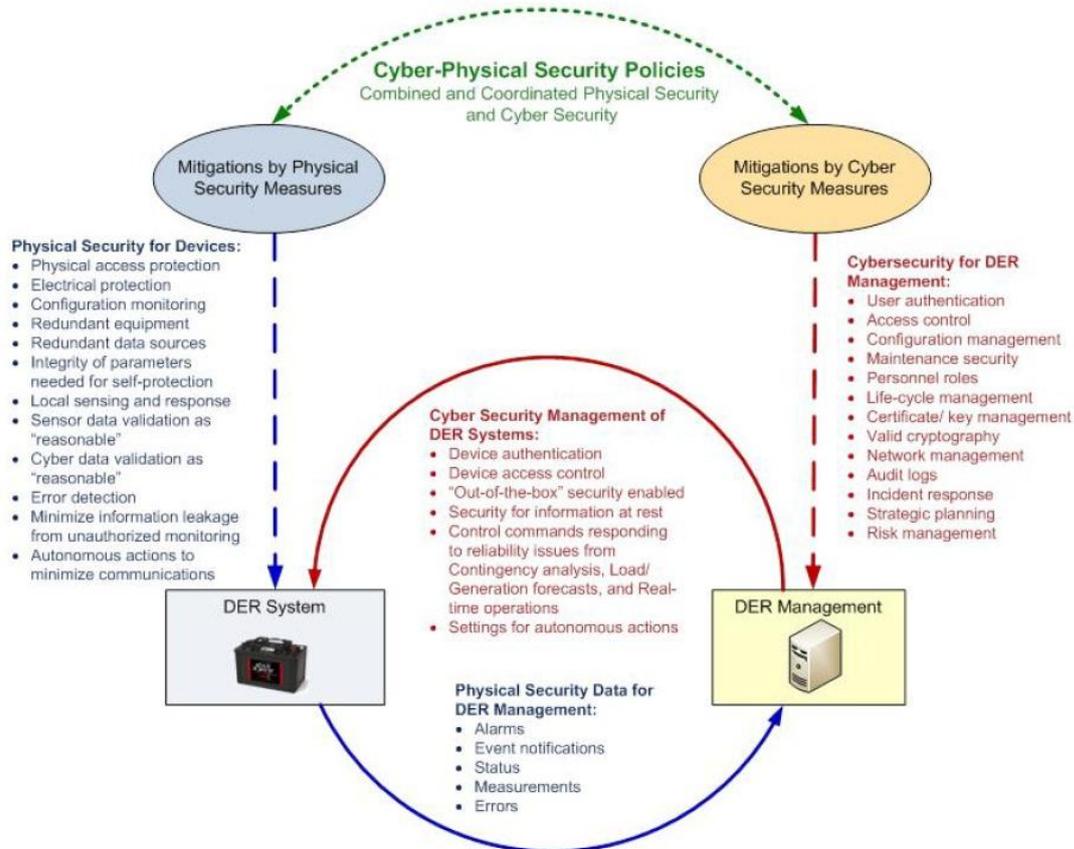


FIGURE 91. CYBER – PHYSICAL SECURITY – COMBINED & COORDINATED PHYSICAL SECURITY AND CYBER SECURITY

ANEXO IV

GridLAB-D: AN AGENT-BASED SIMULATION FRAMEWORK FOR SMART GRIDS

David P. Chassin ¹⁻², **Jason C. Fuller** ¹, and **Ned Djilali** ²⁻³

1 Pacific Northwest National Laboratory, Richland, Washington, USA

*2 Department of Mechanical Engineering, and Institute for Integrated Energy Systems,
University of Victoria, Victoria BC, Canada*

3 Faculty of Engineering, King Abdulaziz University, Jeddah, Saudi Arabia

Correspondence should be addressed to David P. Chassin; david.chassin@pnnl.gov

Last revised: 13 May 2014

Academic Editor: Hongjie Jia, School of Electrical Engineering and Automation, Tianjin University, Tianjin, China

Copyright © 2013 David P. Chassin et al. This is an open access article distributed under the Creative Commons Attribution License, which permits unrestricted use, distribution, and reproduction in any medium, provided the original work is properly cited.

Simulation of smart grid technologies requires a fundamentally new approach to integrated modeling of power systems, energy markets, building technologies and the plethora of other resources and assets that are becoming part of modern electricity production, delivery and consumption systems. As a result, the US Department of Energy's Office of Electricity commissioned the development of a new type of power system simulation tool called GridLAB-D™ that uses an agent-based approach to simulating smart grids. This paper presents the numerical methods and approach to time-series simulation used by GridLAB-D and reviews applications in power system studies, market design, building control system design, and integration of wind power in a smart grid.

1. INTRODUCTION.- Recent smart grid technological advances present a new class of complex interdisciplinary modeling and simulation problems that are increasingly difficult to solve using traditional computational methods. Emerging electric power system operating paradigms such as demand response, energy storage, retail markets, electric vehicles and a new generation of distribution automation systems not only require very advanced power system modeling tools, but also require that these tools be integrated with building thermal and control models, battery storage technology models, vehicle charging system models, market simulators, and detailed power system control models. Historically all of these simulation tools were developed independently and each treated the others as a quasistatic boundary condition, an approach that not only limits their effectiveness in evaluating technology impacts over multiple scale and multiple time horizons, but which also neglects potentially important coupling effects.

In the case of electricity transmission simulation, PSLF [1], PSS/E [2] and Powerworld [3] have a longstanding record showing their ability to simulate bulk power systems in a wide range of conditions. But even with recent improvement to address new conditions such as fault induced delayed voltage recovery [4], these tools are largely unable to integrate with the wide variety of tools needed to address distribution---level phenomena in a manner that meets the needs for smartgrid technology developers. Electricity distribution level tools such as SynerGEE [5], WindMil [6], Cymdist [7], and RTDS [9] face similar challenges integrating with wholesale market and renewable integration tools because they too were designed using conventional models that depend on homogeneous descriptions of the underlying electromechanical behavior of the electric power system, either as an electromagnetic transient solution with timescale of microsecond to milliseconds, or as a steady-state power flow solution with no timescale at all. At intermediate

timescales of seconds, minutes, hours and days there are many important phenomena that these simulations cannot incorporate. The same can be said for building energy simulation, battery storage models, market simulations, and distribution automation controls in that they cannot represent the behaviors of the subject systems at all the time and size scales that each of the others require to work properly. Thus the problem of integrating these tools into a single multiscale computational framework appears insurmountable, were we to restrict ourselves to the conventional simulations based on the numerical solution of systems of ordinary or partial differential equations (or their discretized counterparts) to represent changes in quantities of interest such as the voltage at a bus, the price of energy, the temperature in a building or the charge in a battery. Agent based computational economics [9] has increasingly been applied to electricity markets and consequently was among the first fields to address the challenges of using agent-based tools in power system simulation. The limitations with classical modeling methods [11], the tendency to ignore learning as a result of one shot auctions [12] and the concerns with stylized trading models used by game theoretic methods [13] are among the chief motivations cited for using agent-based methods. The exploration of multiple equilibria [14] and a change from a focus on rational behavior and equilibrium processes toward heterogeneity and adaptation [15] only becomes possible with significant computing resources. As a result, computational economics has been divided into four areas of investigation [14]:

1. Empirical research that seeks to understand why and how macroscopic regularity emerge from microscopic properties and behaviors;
2. Normative research that uses agent-based models to as an *in silico* laboratory to design and test policies;

3. Theory generation that uses structured analysis to discover the conditions under which global regulativity evolves; and

4. Methodology development that seeks to improve the tools and methods that support computational economics.

Consistent with the postulate that markets should be designed using engineering tools [16] and anticipating the coming smart grid revolution the US Department Energy’s Office of Electricity commissioned Pacific Northwest National Laboratory to develop a simulation environment that would address the gaps in existing power system simulation and modeling tools. The first open-source release of the GridLAB-D [17] occurred in April 2008 and by November 2010 GridLAB-D was used to study a variety of smart grid problems in demand response and renewable integration [18]-[26]. Since then, the software has been improved and additional capabilities have enabled the study of a wide range of smart grid problems including conservation voltage reduction, microgrid control, retail market design, wholesale retail market integration, distributed resource control, smart grid technology readiness evaluation, distributed energy resource integration, reduced-order model development, appliance control strategies, generation intermittency impacts on distribution systems, photovoltaic integration impacts, large scale integration of wind power, smart grid cost-benefit analysis and transmission-distribution system model integration. The primary purpose of this paper is to place the development of GridLAB-D in the context of research on the application of agent based simulations and provide details of how GridLAB-D solves interdisciplinary simulation problems as a time series using the agent-based paradigm. The first section discusses the general features of agent-based systems and briefly discusses examples and features of such systems in various domains. Next, the solution methods used by GridLAB-D are discussed and application

examples are reviewed to demonstrate how the methods have been applied to various smart grid problems. Finally, planned future work is discussed and opportunities for other researchers to contribute further developments to the open source GridLAB-D tools are enumerated.

2. FUNDAMENTALS.- Agent-based modeling is not a new approach to modeling complex systems. Early development of this approach was pioneered by Ulam and von Neuman [28], popularized by Holland [29] and Conway [30] and systematized by Wolfram [31]. But advances in computational capabilities in recent years have made large-scale agent-based models much more accessible to the non-experts using desktop computing systems. Agent-based simulations have become commonplace in games, finance, epidemiology, ecological research, and training systems to name a few examples. This section will examine a well-known example from ecology to elucidate the fundamental aspect of agent-based simulation. To illustrate the difference between conventional models and agent-based models, we review the Lotka-Volterra predator-prey model [32], a well-studied class of system that has been modeled using both conventional and agent-based methods. A Lotka-Volterra system describes a simple ecosystem that exhibits quasi-harmonic behavior we can observe using simulations based on both methods and thus provides a good basis for comparison [33]. This well-known predator-prey system is described by the ordinary differential equations

$$\dot{x} = x(a - by) \quad (1a)$$

$$\dot{y} = y(cx - d) \quad (1b)$$

where x is the size of the prey population at time t and y is the size of the predator population at the same time t . If x represents the number of rabbit and y represents the number of foxes, equation (1a) says that while rabbits grow at a rate a they are

also killed by foxes at a rate proportional to the number of foxes $b \cdot y$. Similarly, equation (1b) says that while foxes grow as a function of the food supply $c \cdot x$ they also die at a rate d . The simplicity of the Lotka-Volterra system lends itself to analysis in the sense that one can compute aggregate properties such as the fixed population equilibrium by solving equations (1a) and (1b) for the steady state when $x = y = 0$. In this case we find only one non trivial equilibrium state when

$$y = \frac{a}{b} \text{ and } x = \frac{d}{c}. \quad (2)$$

Similarly, the stability of the fixed points can be determined using the Jacobian from which we conclude the trivial fixed point $J(0,0)$ is an unstable saddle point, which explains why populations are not “attracted” to extinction conditions.

$$J(x, y) = \begin{bmatrix} a - by & -bx \\ cy & cx - d \end{bmatrix} \quad (3)$$

The non-trivial fixed point is different because $J(d/c, a/b)$ has imaginary eigenvalues $\lambda_1 = i\sqrt{ad}$ and $\lambda_2 = -i\sqrt{ad}$ and no conclusions can be drawn. Solving the original differential equations by integrating directly allows us to find a conserved quantity the value of which corresponds to a stationary population that oscillates around the non-trivial fixed point along invariant trajectories.

$$C = a \ln y(t) - b y(t) - c x(t) + d \ln x(t), \quad (4)$$

Thus satisfying equation (4) provides the basis for any simulation that will accurately model the population dynamics based on the parameters (a, b, c, d) and the initial conditions (0) and (0) . Given this condition all possible states of the system can be explored, as shown in Figure 92.

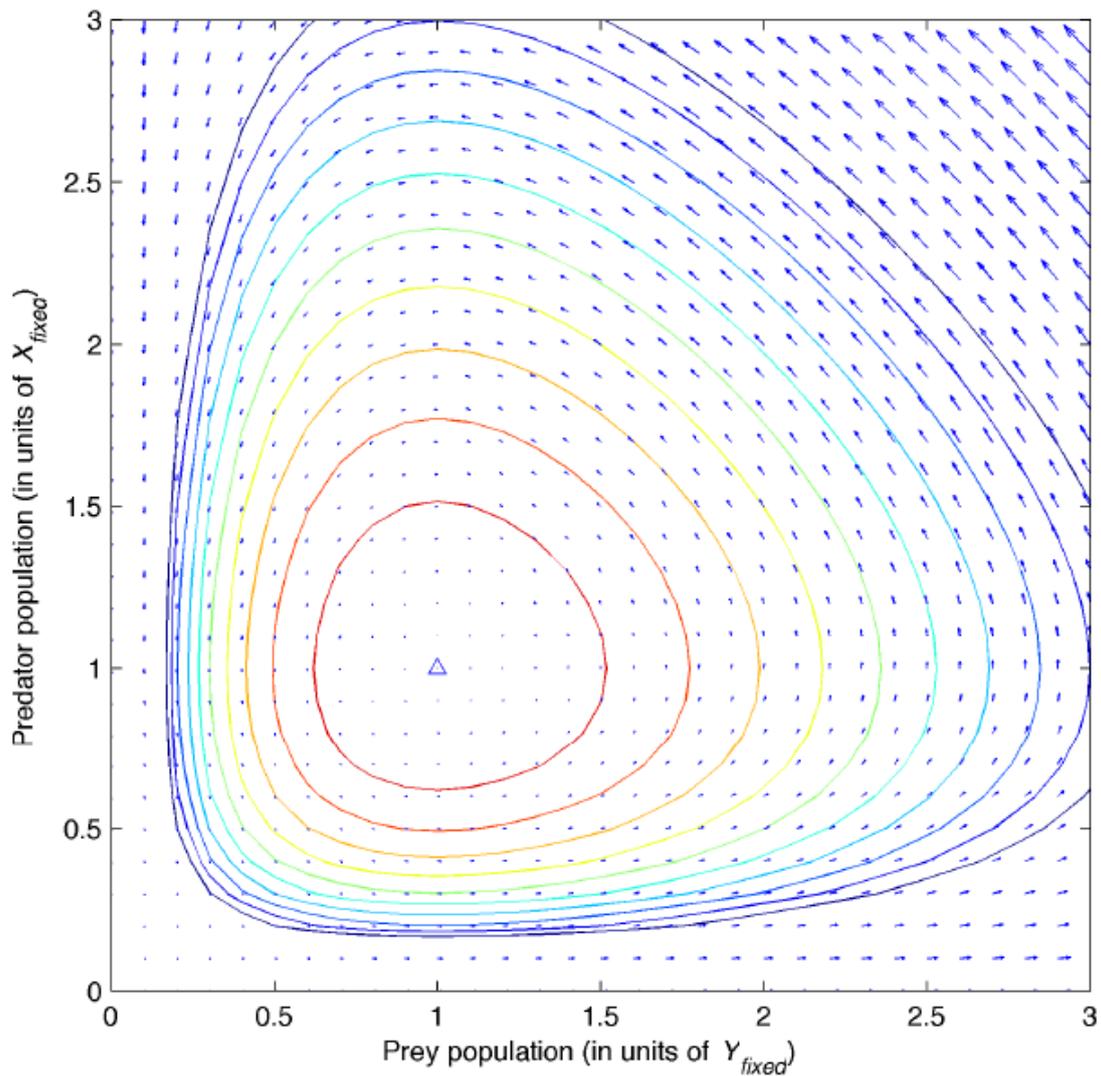


FIGURE 92. STATE SPACE TRAJECTORIES OF A PREDATOR – PREY SYSTEM

Several significant problems become apparent when one attempts to find analytic solutions to many real-world systems. First, the parametric form of equation (4) is often difficult to solve numerically as a time-series solution, even for simple systems such as the Lotka-Volterra model, and finite difference methods often exhibit numerical integration errors that accumulate over time and lead to divergence, as shown in Figure 89. The source of this particular error is the estimate of the derivative at the start of each finite time interval. Euler’s method addresses this problem to a first order and higher order solutions use Runge-Kutta methods to eliminate the error. Unfortunately, for many systems these error

correction methods can be challenging to implement numerically using suitable finite difference methods.

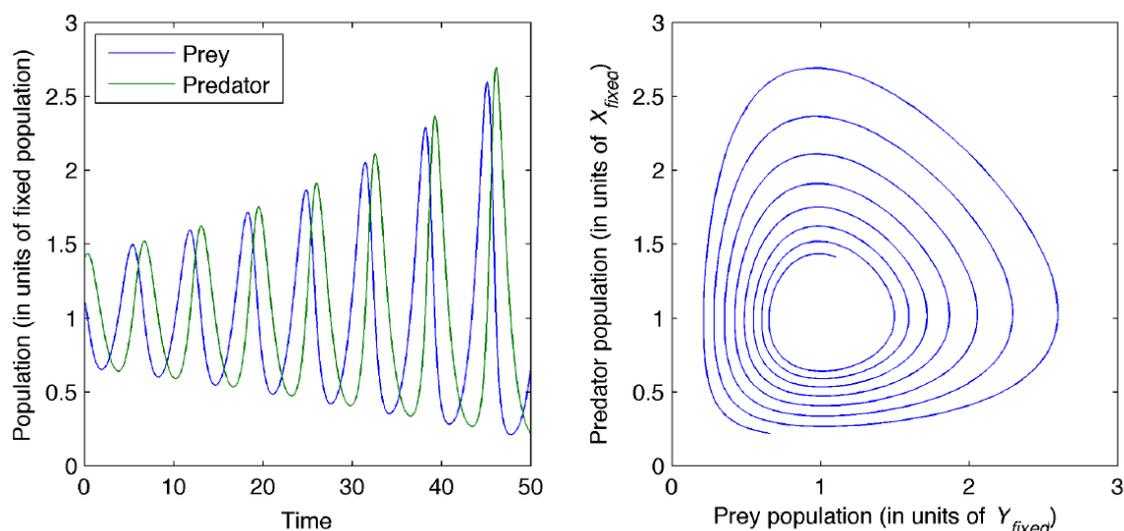


FIGURE 93. INTEGRATION ERROR OF A “NAIVE.” FINITE DIFFERENCE SOLUTION

The second problem is any change to the structure of the system or coupling with other dynamic systems requires that the solution be re-derived (often manually) from the original differential equations. This difficulty would be encountered were we to attempt to solve a mixed electro-mechanical, thermal and economic system such as

$$I_{N \times 1} = Y_{N \times N} \tilde{V}_{N \times 1} \quad (5a)$$

$$\tilde{V}_{L \times 1} I_{L \times 1}^* = Q_{L \times 1} R(P_{M \times 1}) \quad (5b)$$

$$\tilde{V}_{G \times 1} I_{G \times 1}^* = Q_{G \times 1} R(P_{M \times 1}) \quad (5c)$$

$$\frac{\partial D_{L \times M}}{\partial P_{L \times M}} = \frac{\partial S_{G \times M}}{\partial P_{G \times M}} \quad (5d)$$

where

- $I_{N \times 1}$ represents the phasor currents flowing into the network at the N electric nodes,
- $Y_{N \times N}$ is the node admittance matrix,
- $V_{N \times 1}$ represents the N node voltage phasors,

- $Q_{L \times 1}$ represents the L customers thermal loads,
- $Q_{G \times 1}$ represents the G generators outputs,
- $R_{(P \times M \times 1)}$ represents the generator or customers responses to the M prices for electricity (e.g., energy, power, ramping),
- $D_{L \times M}$ is the demand of L customers in M markets, and
- $S_{G \times M}$ is the supply of G generators in M markets.

The first equation describes the equilibrium condition for the electric power flow network, the second and third equations describe the equilibrium condition for the generator and consumer response to pricing and the fourth equation describes the equilibrium condition for the power market. These systems tend to operate on different timescales using different variables to describe interfaces between them. Finally, the third problem is that as the systems become more complex the differential equations become so numerous and unwieldy that the model becomes analytically intractable for any non-trivial condition. This is certainly the case when power systems, market systems, and building thermal models are combined as above with equations (5a-5d). Fortunately, no matter how complex these systems become they can be numerically modeled using agent-based methods. To illustrate how this is done we review a model of the same predator-prey systems using Conway's Game of Life, which uses cellular automata to represent a 2dimensional landscape in which the populations interact. This landscape is represented by a matrix of cells that can take one of three values: 0 when a cell is vacant; 1 when it is occupied by a prey; and 2 when it is occupied by a predator. To simulate the advance of time the total population of each is counted as the matrix is iteratively updated using simple rules such as where the meaning of “adjacent” uses a “north-east-south-west” cell adjacency condition that embodies the probability of the xy component in the Lotka-Volterra model. But the 2-dimensional adjacency definition

is unnecessary for the purposes of simulation. Adjacency can also be accomplished using a 1-dimensional “left- right” adjacency definition without loss of generality.

1. The probability that a rabbit is born in a cell “adjacent” to a cell occupied by a rabbit is p .
2. The probability that a fox replaces a rabbit in a cell “adjacent” to a fox is q .
3. The probability that a fox dies is r .

The output of an agent-based simulation of the Lotka-Volterra model based on these rules using a simpler random 1-dimensional “encounter” map generated at each iteration can be seen in Figure 90(A,B) for $p = 0.2$, $q = 1.0$, and $r = 0.2$. The fixed point for these conditions is $x = 1E4$ and $y = 5E3$. The simulation produces similar oscillatory behavior to that observed in the analytic model. The model naturally introduces small fluctuations to which it is sensitive, which is why it deviates from the fixed point even when it is initialized at it. This phenomenon can be important in systems where the action of a single entity can influence the outcome of the entire system. Such situations are difficult to describe using ODEs because they involve fast-growing instabilities emanating from independent perturbations.

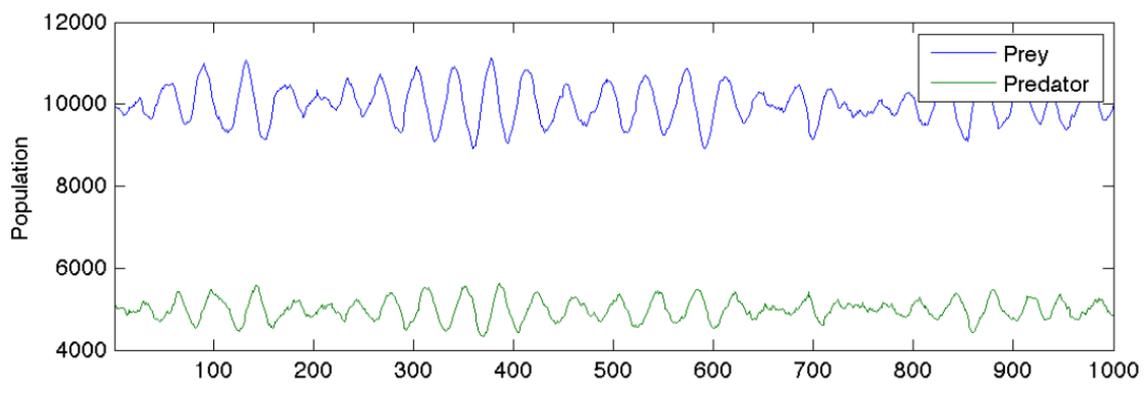


FIGURE 94A. FLUCTUATION BEHAVIOR OF AGENT-BASED SIMULATION

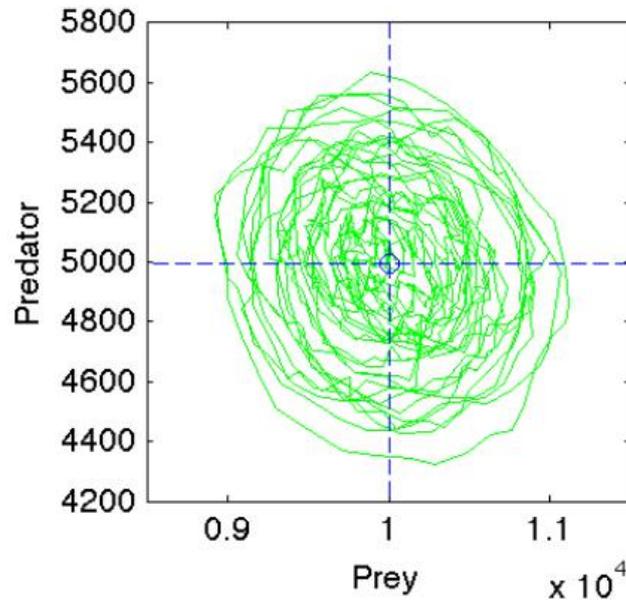


FIGURE 94B. FLUCTUATION BEHAVIOR OF AGENT-BASED SIMULATION

The simulation shown in Figure 94A/B exhibits another characteristic not seen in ODE solutions and which is shown in Figure 95A/B (only the initial conditions have changed). While finite difference solutions typically exhibit distinctly convergent or divergent behavior, agent-based solutions often exhibit mixed convergence behavior not seen in simpler ODE solutions.

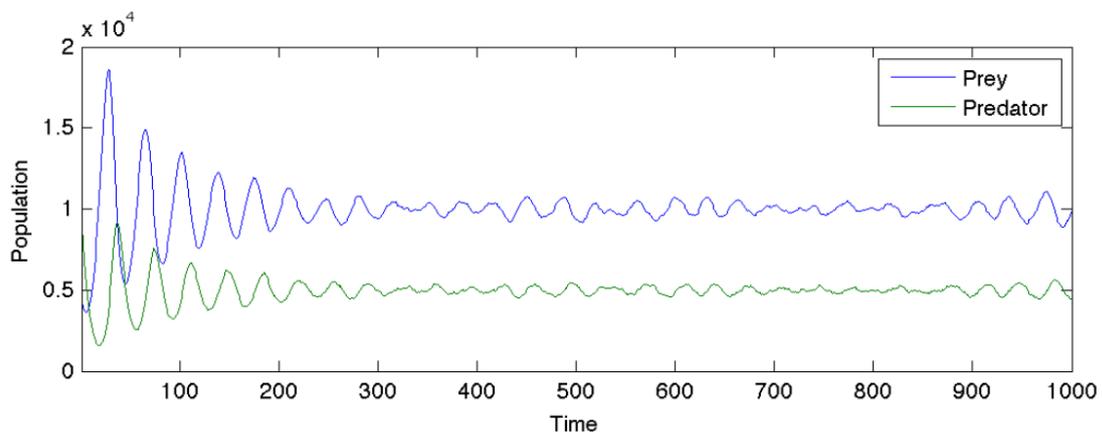


FIGURE 95A. CONVERGENT BEHAVIOR OF AGENT-BASED SIMULATION

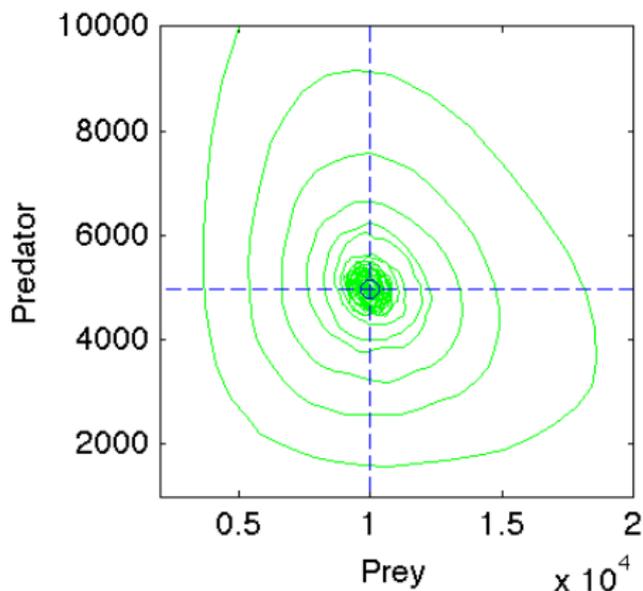


FIGURE 95B. CONVERGENT BEHAVIOR OF AGENT-BASED SIMULATION

The primary characteristics of verisimilar agent based models are based on realistically defining the agents and their relationships in an interaction landscape so that their evolution over time accurately reproduces the dynamics of the system being modeled. This requires that the following considerations be addressed carefully:

1. The internal states of the agents are represented by variables (discrete or continuous) that provide sufficient dynamic range and resolution to allow small fluctuations to affect agent behavior realistically;
2. The agents' behaviors are represented such that they evolve in a manner akin to a state machine (e.g., a Markov process, a cellular automaton, or a state space model) or equivalent model (e.g., differential equations)
3. The agents interact with an environment that evolves over time such that the agents are both affecting the environment and affected by the environment; and
4. The agents interact with each other in a manner that is consistent with the expected interactions in the system being modeled, i.e., not all the internal state

variables of agent are revealed to other agents. More complex systems may also involve the following additional considerations:

5. The environment may change over time, i.e., an external simulation, underlying model, or prerecorded set of conditions changes it slowly with respect to the dynamics of the agents.

6. Agents of different types can be interacting concurrently, which is the most common situation in highly realistic simulations.

Unfortunately, while the descriptive power of agent-based models is readily apparent and has been amply demonstrated [34]-[37], these models have a few significant shortcomings that remain for the most part unresolved. The first is that agent based simulations provide even less analytic insight than numerical simulations that are derived on *ab initio* models. For example, the simulation shown in Figure 94A/B and Figure 95A/B has an obvious fixed point that corresponds to what we expect from the Lotka-Volterra model. However the simulation does not provide us with an analytic relationship between the fixed point we observe, which is easily found numerically by taking the mean values of x and y over a non-trivial range of time and the parameters of the analytic model or the probabilities of the rules. While both x and y can be determined analytically from the Lotka-Volterra parameters using equation (2), there is no obvious way to relate the fixed point to probabilities p , q , and r without running the agent-based model. This challenge remains unresolved except for the most trivial system. The second shortcoming is that agent-based model verification and validation is difficult to accomplish using formal methods. When considering conventional simulations such as the ODE solution to the Lotka-Volterra system, verification is the process of ensuring for example that the populations always satisfy equation (4) given any particular initial condition x_0 and y_0 , whereas validation is the process of ensuring that a series of

observations of a real population evolves in a manner consistent with predictions of the simulation. In principle the same should be possible with agent-based simulations. However, as we have already seen agent-based model often exhibit fluctuations that resemble real systems so that instead of trying to verify an idealized model (non-fluctuating) against real (fluctuating) data, model developers are often trying to validate using two systems that may fluctuate in different ways. The verification question is no longer just about the uncertainty associated with the empirical data. Now the uncertainty associated with the agent-based model must be considered as well. Even for simple models like the Lotka-Volterra system the agent-based model does not strictly obey its conservation law: it only approximately follows the law in the sense that the simulation converges toward the fixed point when far from it but diverges when very close to it. The problems with agent-based model validation came to the fore in the development of agent-based computational economics used in the design of electricity markets. In their discussion of this problem LeBaron and Tesfatsion identified three challenges [38]. Foremost is the embarrassing number of degrees of freedom that arise from the large number of parameters contained in the models (a simple 1000-home GridLAB-D model contains nearly 200,000 distinct parameters that can affect the outcome). This problem is made all the more severe by the nearly unlimited functional and learning algorithms that can be implemented, and even mixed. Finally the properties of the agents themselves are often difficult to identify precisely and are often informed more by modelers intuition and engineering expertise than by data collected or observed human behavior. One commonly used approach is verification against experimental and/or reduced simulations and validation against empirically collected data that demonstrate consistency with known initial conditions and outcomes. In this way, GridLAB-D models are often verified with simple “known

good” simulations and validated using telemetry from large-scale real-world systems for which models are available. The latter is discussed further in the applications section below. These problems are not unique to GridLAB-D. Widely-used agent-based simulation environments such as SWARM [34], Repast [35], EMCAS [36], AMES [37] and others have all addressed these challenges and the reader is referred to these for details on how the verification and validation problem is addressed variously by them. Ultimately the decision whether to accept the mathematics of agent-based models hinges on an argument made by Borrill and Tesfatsion in their assessment of the relevant differences between classical and constructive mathematics [38]. The former is supported by those who accept the law of excluded middle so that existence proofs by contradiction as permissible. While the latter is supported by those who require direct proof that a proposition is true in order to rule out both falseness *and* undecidability. This latter proof can be realized as computer programs that embody concepts of information flow and limits on what is known when by any agent: *“This distinction provides a dramatically different perspective on how we perceive models in our mind in relation to the real-world systems they are intended to represent. For example, social system modelers using classical mathematics typically assume (explicitly or implicitly) that all modeled decision makers share common knowledge about an objective reality, even if there is no constructive way in which these decision makers could attain this common knowledge. In contrast, social system modelers advocating a constructive mathematics approach have argued that the “reality” of each modeled decision maker ought to be limited to whatever that decision maker is able to compute.”* GridLAB-D was designed and implemented with the latter view in mind.

3. SOLUTION METHOD.- The success of GridLAB-D as a tool to study smart grids is primarily attributed to the use of the agent based simulation paradigm. The approach has made GridLAB-D easy to use in spite of the extensive use of multi-disciplinary elements in various modules. In addition the output of GridLAB-D is highly similar to data collected from smart grid demonstration project conducted in the field, which has facilitated verification and validation. GridLAB-D allows modelers to choose which of the agent-based characteristics are implemented in a given module. Multiple modules may be operated concurrently in any given simulation and there is no requirement that every module use the same modeling method in any given simulation. For example, the powerflow module uses a state-space model with an underlying algebraic solver to compute the voltages and currents given the loading conditions presented to it by the other modules. The residential building module in turn use the voltages to determine the energy input to home energy systems and an underlying ODE thermal model to solve the indoor air and mass temperatures. The market models use the building control systems to determine the price of electricity, which in turn is used to determine the price at which overall supply and demand for electricity are equal. Agents are organized into ranks based on the relationships between them imposed on them by the modules' solvers. The ranks are organized in trees of parent-child relationships, with each parent agent primarily depending on the values accumulated from one or more child agents. The ranks are given ordinal numbers with the greatest ordinal assigned to the agent that is the topmost rank and zero assigned to the bottom-most rank. In practice it is typical to find only one agent at the topmost rank and a plurality of agents of rank zero. The determination of the ranks is made by the modules and based on the solution method implemented. For example, the *powerflow* module uses a different rank structure depending on whether the

forward-backsweep method [40] and current injection [41] method is used. When the forward-backsweep method is used, the rank structure tends to require many ranks whereas when the current injection method is used only two ranks are required. This difference is known to influence the relative performance of the solvers depending on the size and general structure of the electric network being modeled. To illustrate how GridLAB-D’s solver gathers values from multiple agents consider how the average

$$y = \frac{1}{N} \sum_{n=1}^N x_n \quad (6)$$

Is computed. There are three steps required to complete this operation:

1. set $y = 0$ and $N = 0$
2. add each x_N To y for $n = 1, 2, \dots, N$ incrementing N each time
3. divide y by N if N is non-zero

This process can be conducted for N values of x in three phases, within which multiple operations (if any) can be conducted in parallel provided the operations on y and N are atomic, as shown in Figure 92.

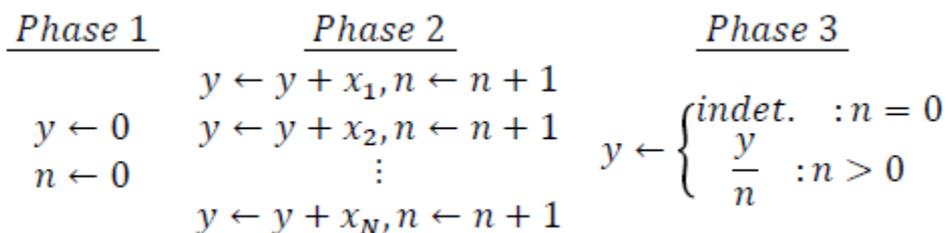


FIGURE 92. THREE PARALLELIZED PHASES TO COMPUTE $y = \frac{1}{N} \sum_{n=1}^N x_n$.

In GridLAB-D parlance, these phases are denoted

1. **pre top-down pass**: this phase gives agents the opportunity to prepare to receive updates from other agents;
2. **bottom-up pass**: this phase gives agents the opportunity to update other agents; and
3. **Post top-down pass**: this phase gives agents the opportunity to compute final values based on updates received from other agents.

In addition, GridLAB-D includes modules that allow implementation of so-called “precommit” and “commit” passes before and after the three main phases, respectively. This permits solvers that collect global data to prepare and commit the global data that are affected, if any. There is also a finalize pass that complete only when the clock is advanced to allow any objects that need to compute time-dependent updates to do so before the clock is advanced. A number of built-in properties with special characteristics are provided to represent physical or stochastic processes and maintain endogenous or exogenous relationships. These are always updated before the pre-commit stage to ensure that all the global, module and object properties are correct at a given time indicated by the global clock. These built-in properties are updated in the following order

- links to external simulations (both read and write)
- random variables (based on the supported distributions provided by GridLAB-D)
- scheduled values (updates on the ISO “cron” schedule standard)
- loadshapes (primarily used to shape values in time using queues, pulse-width modulation, amplitude modulation or simple analog shapes)
- transforms (functions that update a property based on the values of other properties)

- enduses (structures that describe how electric loads are composed)
- heartbeats (events that occur on a regular basis independent of synchronization events) All these updates (with the exception of finalize updates) return a time for the next expected event for the object or property in question.

3.1. CONVERGENCE AND SYNCHRONIZATION

The current implementation of GridLAB-D does not guarantee convergence in the overall solution. Modelers can create situations in which two or more agents cannot find a combination of states that satisfy their respective convergence criteria. The design of GridLAB-D's overall solver assumes that such situations are not intentional but due to modeling error. In this case GridLAB-D detects the resulting large iteration count without the global clock changing and stops the simulation. Modelers must implement non-iterative methods of resolving such state conflicts based on the assumption that they occur at a time scale less than the time resolution of the main solver. If necessary modelers can process events with a time resolution less than 1 second using a discrete fixed timestep solution method. The discrete timestep used is the shortest timestep requested by the agent(s) seeking subsecond processing. During processing of subsecond simulations event-driven simulation is disabled until all agents indicate that they no longer require subsecond processing, which typically occurs when the transient behavior settles to steady state and event-based processing can resume. Parallelization of many event and timestep update computations is accomplished using a “thread group” strategy. This multiprocessor approach to improving simulation performance preallocates computational threads to groups of object event handlers that the model loader determines can always be executed independently. The determination of parallelizability is based on the rank of an object and the type of event being

processed. Ranks are established on the basis of which way information flows during synchronization events, if any, with high-rank objects depending on multiple low-rank objects during the bottom-up synchronization event. This method of parallelization has been shown to exhibit approximately linear scaling for the smaller number of computing units typically found in desktop computing systems [42]. Synchronization avoidance strategies are also included in GridLAB-D's main solver to reduce the number of unnecessary events and improve overall simulation performance. Among these is the “valid to” time, which agents may set when the time of the next event in an agent is independent of external inputs to the agent and the agent is not expecting to make any changes to its internal state until that time. Using this valid-to time the main solver can avoid processing certain agent event when the outcome of the call is a foregone conclusion and the agent is not expected to change state.

3.2. STANDARD MODULES AND SOLUTION METHODS

The AC powerflow solution is implemented using a modified Newton-Raphson method for meshed electric networks [43]. The powerflow solver support unbalanced three-phase networks. The modeler does not need to directly compute the admittance matrix as the solver performs this update during synchronization from the properties of the objects that represent the various electrical supported by GridLAB-D powerflow module, including power lines, transformers, switchers, capacitor banks, voltaje regulators, etc. In cases where the electric system is radial the modeler may opt to use the powerflow module's forward backsweep solver, which is based on Kersting's method [44]. A separate generators module provides classes that allow modelers to implement various electricity generating and storage resources. Building thermal response is solved using the equivalent thermal parameters (ETP) method, which implements both the time and temperature

solutions to the second-order ordinary differential equation that describes the response of the indoor air temperature of a building to outdoor temperature conditions, internal appliance and occupant heat gains, ventilation gains/losses, solar gains and heating/cooling system state. The building modules include thermostatic controllers and appliance models some of which incorporate demand response control strategies. A retail electricity market is included that implements a double-auction for feeder capacity and determines the real time price (RTP) at which feeder supply is equal to the total load. The retail market support both demand response resources, such as thermostats and electric vehicle chargers, as well as distributed generation resources such as diesel backup generators, microturbines, photovoltaics and energy storage devices.

4. APPLICATIONS.- Grid-LAB-D has been used to study a wide variety of power system problem as summarized above. In this section we examine a few of the results obtained in more detail and discuss the role that GridLAB-D’s solution method played in enhancing the analysis beyond what is possible using conventional simulation tools. Specific applications or recent interests include Volt-VAR Optimization (VVO), dynamic real-time pricing (RTP) experiments, and integration of renewable energy aided by demand response. In some cases, reliable solutions can be found from other methods, while in others, the agent-based methodology provides unique insight. As validation is often a key question in agent-based systems, studies that have been validated against experimental field data will be discussed.

4.1. VOLT-VAR OPTIMIZATION

VVO is a traditional utility technique for reducing energy consumption or peak demand on an electric circuit by lowering the system voltage to the lower portion of the operational voltage band [45]. With the proliferation of communication and

sensor equipment, the control and optimization techniques have become increasingly more complex, but there are always questions about the trade-off between the cost of a more complicated system and the benefits. GridLAB-D was used to estimate these benefits prior to deployment [46], and simulations crossed the boundary between power system and load behavior. Each of the loads within the system is modeled as a complex process driven by inputs such as outside air temperature, occupancy, thermostat set points, etc. Each load is modeled as an agent with its own specifications and inputs. As the voltage varies throughout the distribution system, this is also used as an input into the load model to quantify how a change in system voltage affects the energy consumption of the individual devices, and thus the overall system. For example, an electric water heater is essentially a resistive element at any given moment in time. As voltage is reduced, the power demand decreases. However, because of the closed-loop thermostatic control on the device, the same amount of energy is required to heat the water. This affects the duty-cycle behavior of the water heater, and is tracked through time by each agent. The effect is that peak load (i.e., the maximum number of devices in the *on* state simultaneously) is reduced, but energy consumption (i.e., the cumulative time the loads are in the *on* state) is not. Each model, whether an air conditioner, dishwasher, or other appliance, has its own inputs and responses to changes in voltage. Traditional models, which are basically linear, time-invariant solvers, are not able to easily capture these effects. In a study with American Electric Power (AEP), new VVO technology was tested in GridLAB-D on eight distribution circuits. The technology was then deployed and tested on those same circuits. Simulation predicted a 2.9% average reduction while deployment produced a 3.3% average reduction in energy consumption. However, there were significant differences on

individual feeders that could be attributed to changes in load composition between the modeling and testing phases.

4.2. REAL-TIME PRICING DEMONSTRATION

As part of the American Recovery and Reinvestment Act, a real-time pricing experiment was devised to engage consumer loads with five-minute energy prices, in-home displays, and equipment utilizing automated response [47]. The automated system requires individual air conditioners to construct a market bid that reflects their desire to run during the next market period (every five minutes). A central auction collects all of the bids, clears a market price, and then broadcasts a (single) price signal to all of the devices. In turn, the devices respond to this signal in a coordinated (but non-communicative) manner by modifying the behavior of the thermostat. The end goal is to reduce overall energy costs, both for the customer and the utility, and to reduce demand when there is a physical constraint on the system. GridLAB-D was used to develop and fine tune the control and communication requirements prior to deploying this system [48]. The power system is modeled along with individual appliance loads. In addition, each thermostat is modeled with additional market controls acting as bidding agents, and a centralized auction agent collects all of the information and dispatches a price signal. When required, the communication system is also modeled separately (i.e., message packets are dispatched through a communication layer rather than directly within the software), including message delays and dropped packets [49]; each of the agents is responsible for understanding what to do when information is lost or delayed. By working through the design of the control system (both the distributed bidding agents and the centralized auction) via the simulator prior to deployment, a number of affects and impacts could be evaluated and re-designed. Affects that caused undue strain on the system (such as synchronization of loads in response

to the price signal, errors in load prediction, or loss of data) and potential impacts (such as changes in customer bills, equitable rebate and incentive mechanisms, or violation of local constraints) were evaluated and modified. For example, it was found through simulation that a slight error in the agent bidding caused by the thermostat deadband could cause system oscillations in power demand under certain circumstances. This was potentially a major flaw in the control system, and was corrected prior to construction of the thermostats that were deployed. Reports comparing field demonstration results to GridLAB-D simulations will be available in late 2014. The combination of linear and non-linear solutions, non-continuous state variables, binary operations, and sorting algorithms are not solvable through direct solution methodologies.

4.3. DEMAND RESPONSE FOR RENEWABLE INTEGRATION

Environmental concerns have spurred a significant growth of electricity generation from wind power and other renewable energy sources in the last decade. The temporal and spatial variability of these resources present a number of challenges to power system operators, particularly with respect to power system reliability and reserve requirements. These techno-economic challenges have typically limited wind penetration to at most 30% of grid generation. Smart grid technology now makes it possible to address these challenges using novel strategies such as demand response, whereby loads can be controlled in response to power imbalance or market price signals, and adjust their power demand. This essentially shifts part of the burden of balancing power from the supply to the demand side and results in a reduction of costly contingency reserves. Using GridLAB-D in conjunction with MATLAB, Williams presented a smart grid model to assess the potential of mitigating fluctuations associated with distributed wind power by using

self-regulating, thermostatically controlled heat pumps. The modeling framework for the smart self-regulating system is shown in Figure 93.

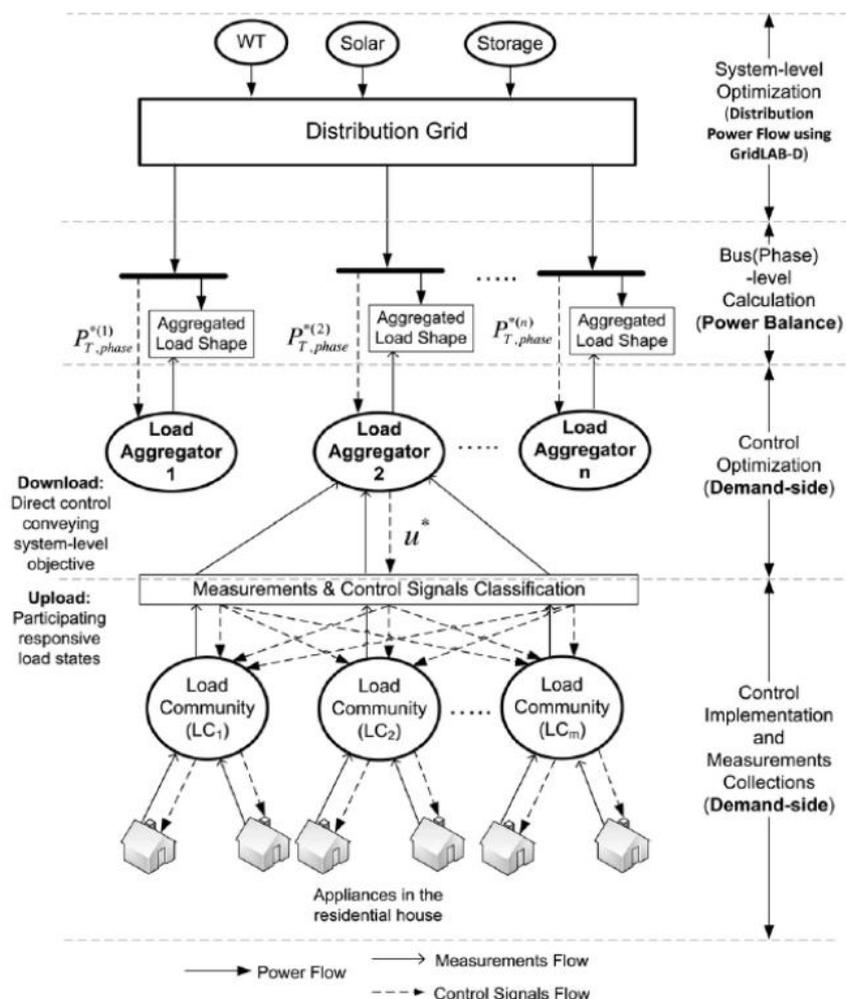


FIGURE 96. GRIDLab MATLAB MODELLING FRAMEWORK FOR A SMART SELF REGULATING SYSTEM (REPRODUCED FROM [63] WITH PERMISSION FROM ELSEVIER)

Different bus-level control algorithms were investigated using the model, and Figure 97A illustrates the effectiveness of bus-level distributed heat pump management strategy in reducing load flow fluctuations by adjusting the heat pump demand to follow wind generation. A useful way of measuring the level of mitigation of wind fluctuations is to examine the required ramping rates spectrum of probability distribution [51]. Figure 97B shows the significantly lower ramp rates achieved by the control strategy. The viability of demand response will require effective market pricing and the integration of price signals and load controls. Broer et al [52]

developed a general simulation framework integrating a GridLAB-D smart grid system with a market model. The model incorporates generator and load controllers, and allows bidding from both the supply and demand side into a double-auction RTP electricity market. Demand response in the system is achieved through thermostatically controlled loads such as Heating, Ventilation, and Air-Conditioning (HVAC) units, and electric water heaters.

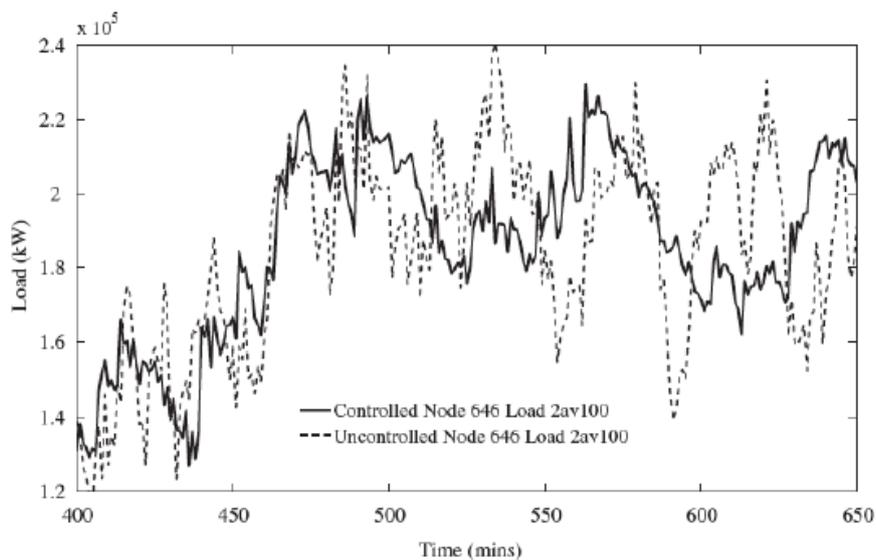


FIGURE 97A. EFFECT OF CONTROL ON (TOP) LOAD, AND (BOTTOM) REAL POWER RAMP RATE (REPRODUCED FROM [50] WITH PERMISSION FROM ELSEVIER)

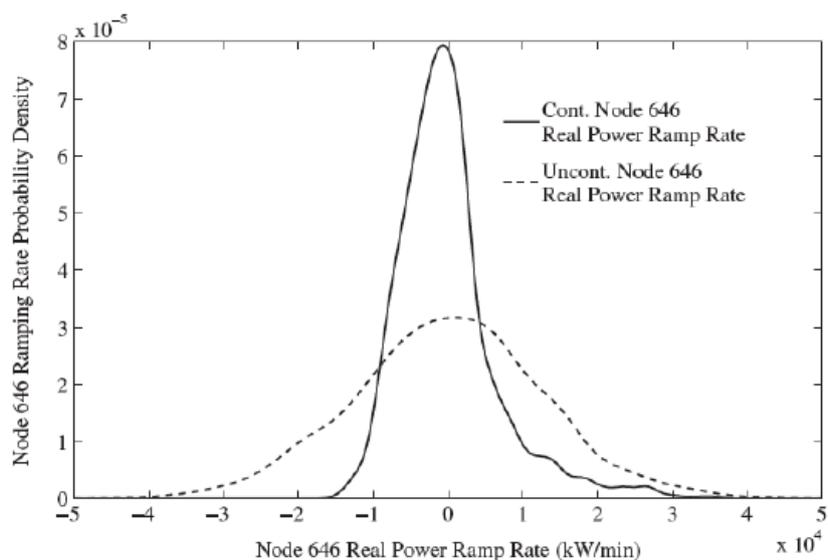


FIGURE 97B. EFFECT OF CONTROL ON (TOP) LOAD, AND (BOTTOM) REAL POWER RAMP RATE (REPRODUCED FROM [50] WITH PERMISSION FROM ELSEVIER)

This model was validated using a physical demonstration project conducted on the Olympic Peninsula, Washington, USA. RTP Simulation results obtained using a system comprising 10,000 residential houses and a grid-integrated 35MW wind park are shown in Figure 98A/B. The wind and hydro supplies consistently bid at \$0/kWh and \$0.1/kWh. Respectively. The figure shows the response of a sample residential house to wind power variations. Bidding on the demand side is from the responsive HVAC load. The HVAC load switches off when the bid is below the clearing price. This happens when the clearing price rises as a result of decreasing wind power. The HVAC system switches on again when wind power recovers. This type of model allows operators to assess the impact of extreme scenarios, such as the persistence of high/low wind regimes over extended periods, and during which a diversity of loads needs to be maintained in order to avoid saturation (all loads becoming unresponsive).

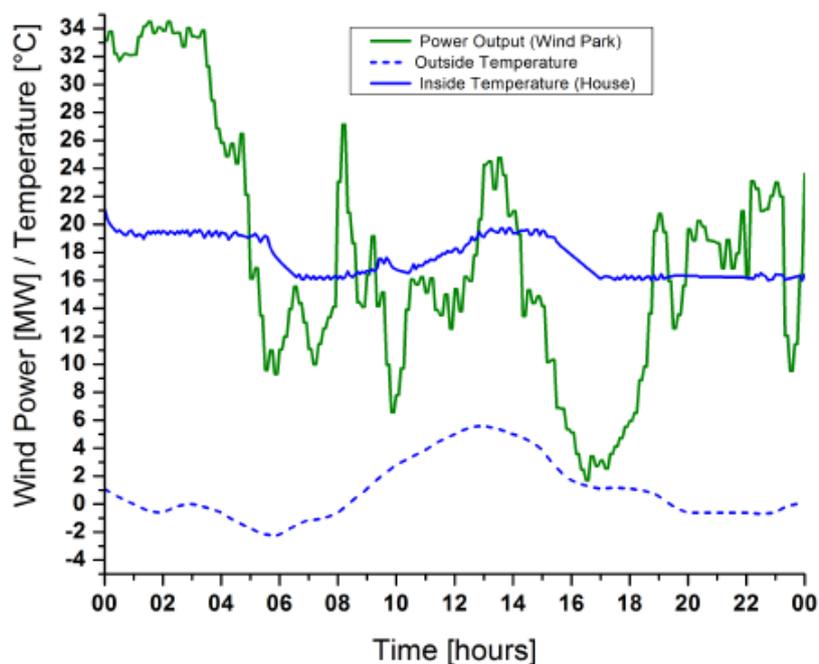


FIGURE 98A. CONTROLLED BEHAVIOR OF AN INDIVIDUAL HOUSE OVER A 24H PERIOD IN RESPONSE TO VARYING WIND POWER. TOP: INDOOR HOUSE TEMPERATURE FOLLOWING WIND POWER. BOTTOM: VARIATION OF MARKET CLEARING PRICE AND RESULTING TURNING OFF OF LOADS AS A RESULT OF CHANGES IN WIND POWER (ADAPTED FROM BROEER ET AL.)[52]

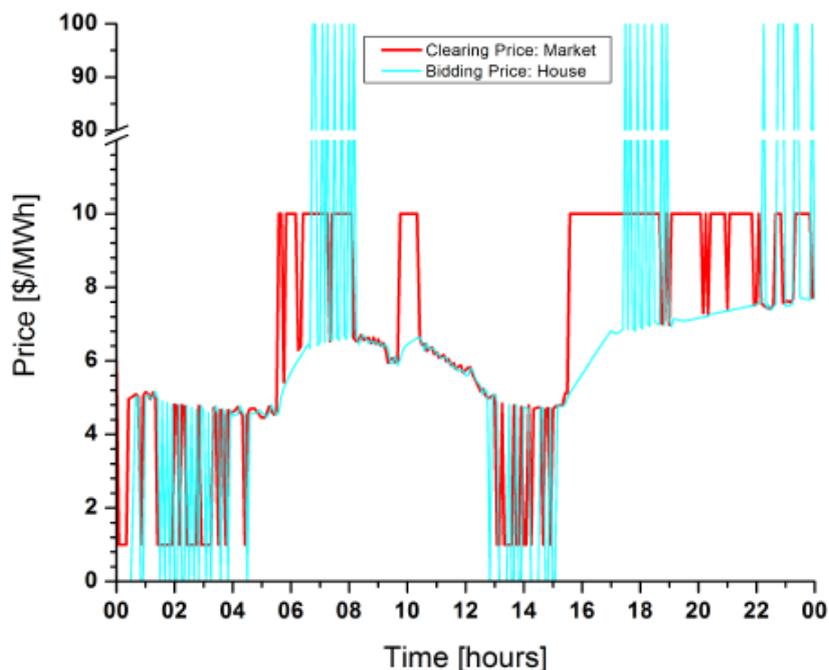


FIGURE 98B. CONTROLLED BEHAVIOR OF AN INDIVIDUAL HOUSE OVER A 24H PERIOD IN RESPONSE TO VARYING WIND POWER. TOP: INDOOR HOUSE TEMPERATURE FOLLOWING WIND POWER. BOTTOM: VARIATION OF MARKET CLEARING PRICE AND RESULTING TURNING OFF OF LOADS AS A RESULT OF CHANGES IN WIND POWER (ADAPTED FROM BROEER ET AL.)[52]

These GridLAB-D-based renewable energy integration studies indicate that controlled customer power consumption can be modified to facilitate wind energy integration without compromising customers comfort. Such DR strategies can effectively modify load flow, improve energy efficiency and reduce contingency reserve requirements. The versatile GridLAB-D agent-based modeling provides an integrated framework to assess the potential of various demand response strategies and to support the design of Virtual Power Plants that can effectively provide the additional contingency reserve and regulation capacity required to increase the penetration of variable renewable energy generation in the electricity grid. Again, this cannot be accomplished through the use of traditional solution methods without making gross over---simplifications of the underlying behavior and response systems.

5. FUTURE WORK.- As an open-source tool for the smart-grid research community there are many prospective contributors to GridLAB-D development and thus many directions which it can go. The US Department of Energy’s Office of Electricity, which currently directs the development of GridLAB-D at Pacific Northwest National Laboratory (PNNL) is committed to ongoing improvements in the power system, building, markets, controls and telecommunications modules themselves. In addition, PNNL is making investments in internal solution methods, with special consideration being given to parallelization for high-performance computing platforms, co-simulation environments to simplify integration with multiple simulation environments, and improvements to allow more formal model verification and validation methods.

6. CONCLUSIONS.- In this paper we have presented previously unpublished details on the agent-based simulation methods implemented in GridLAB-D. Our objective is in part to introduce the applied mathematics community to the challenges faced by those who employ agent-based methods and encourage greater collaboration between applied mathematics and power engineering communities. We have presented the rationale for adopting an agent-based simulation approach to simulating the smart grid, discussed some of the challenges with using agent-based methods to design inter-disciplinary smart-grid technology solutions and reviewed at a high-level some applications and studies that best exemplify the versatility and impact of GridLAB-D.

ACKNOWLEDGMENTS

This work was funded in part by the US Department of Energy’s Office of Electricity.

REFERENCES

- [1] General Electric PSLF Software. Available at URL: <http://www.gepower.com>
- [2] Siemens, PTI "PSS." *E 30.2 Program Operational Manual* (2011).
- [3] PowerWorld Simulation software. Available at URL: <http://www.powerworld.com>
- [4] Kosterev, Dmitry, and Donald Davies. "System model validation studies in WECC." *Power and Energy Society General Meeting, 2010 IEEE*. IEEE, 2010.
- [5] SynerGEE Electric software. Available at URL: <http://www.gl-group.com>.
- [6] WindMil software. URL: <http://www.milsoft.com>
- [7] Cymdist software. URL: <http://www.cyme.com>
- [8] Dufour, C., S. Abourida, J. Bélanger. "Hardware-In-the-Loop Simulation of Power Drives with RT LAB." *Power Electronics and Drives Systems, 2005. PEDS 2005. International Conference on*. Vol. 2. IEEE, 2005.
- [9] Kuffel, R., et al. "RTDS-a fully digital power system simulator operating in real time." *WESCANEX 95. Communications, Power, and Computing. Conference Proceedings., IEEE*. Vol. 2. IEEE, 1995.
- [10] A. Weidlich, *Engineering Interrelated Electricity Markets: an agent based approach*, Physical Verlag, 2008.
- [11] Ventosa M. et al. "Electricity market modeling trends," *Energy policy* 33.7 (2005): 897-913.
- [12] Rothkopf M.H., "Daily repetition: A neglected factor in the analysis of electricity auctions," *The Electricity Journal* 12.3 (1999): 60-70.
- [13] Wilson, R. "Architecture of power markets." *Econometrica* 70.4, 1299-1340, 2002. [14] Tesfatsion L., "Agent based computational economics: A constructive approach to economic theory." *Handbook of Computational Economics* 2: 831-880, 2006.

- [15] Axelrod R.M., *The complexity of cooperation: Agent-based models of competition and collaboration*. Princeton University Press, 1997.
- [16] Roth A.E., "The economist as engineer: Game theory, experimentation, and computation as tools for design economics." *Econometrica* 70.4 (2002): 1341-1378.
- [17] GridLAB-D software. URL: <http://www.gridlabd.org/>
- [18] Guttromson, R.T.; Chassin, D.P.; Widergren, S.E.; *Residential energy resource models for distribution feeder simulation*. IEEE 2003 Power Engineering Society General Meeting, vol. 1, 13-17 July 2003.
- [19] Widergren, S.E.; Roop, J.M.; Guttromson, R.T.; Huang, Z. *Simulating the dynamic coupling of market and physical system operations*. IEEE 2004 Power Engineering Society General Meeting, vol. 1, 6-10 June 2004, 748-753.
- [20] Ning Lu; Chassin, D.P.; *A state-queueing model of thermostatically controlled appliances*. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 19, no. 3, August 2004, 1666-1673.
- [21] Ning Lu; Chassin, D.P.; Widergren, S.E.; *Modeling uncertainties in aggregated thermostatically controlled loads using a State queueing model*. IEEE Transactions on Power Systems, volume 20, issue 2, May 2005, 725-733.
- [22] Roop, J.M.; Fathelrahman, E.M.; Widergren, S.E.; *Price response can make the grid robust: an agent based discussion*. IEEE 2005 Power Engineering Society General Meeting; vol. 3, 12-16 June 2005, 2813 -2817.
- [23] Chassin, D.P.; Schneider, K.; Gerkenmeyer, C.; *GridLAB-D: An open-source power systems modeling and simulation environment*. IEEE 2008 PES Transmission and Distribution Conference and Exposition, 21-24 April 2008.

- [24] Chassin, D.P.; Schneider, K.; Gerkenmeyer, C.; *GridLAB-D: An open source power systems modeling and simulation environment*. IEEE 2008 PES Transmission and Distribution Conference and Exposition, 21-24 April 2008.
- [25] Schneider, K.P.; Chassin, D.; Chen, Y.; Fuller, J.C.; *Distribution power flow for smart grid technologies*. Power Systems Conference and Exposition, 2009. PSCE '09. IEEE/PES.
- [26] Chassin, D.P.; Widergren, S.E.; *Simulating demand participation in market operations*. IEEE Power & Energy Society General Meeting, 26-30 July 2009.
- [27] Aliprantis, D., Penick, S., Tesfatsion, L., Huan, Z.; *Integrated Retail and Wholesale Power System Operation with Smart Grid Functionality*. IEEE Power & Energy Society General Meeting, 2010.
- [28] Von Neumann, J. "Theory of self-reproducing automata." 1966.
- [29] Holland, J.H. "Studies of the spontaneous emergence of self replicating systems using cellular automata and formal grammars." *Automata, languages, development*. 385-404. 1976.
- [30] Conway, J. "The game of life." *Scientific American* 223.4:4. 1970
- [31] Wolfram, S. *A new kind of science*. Vol. 5. Champaign: Wolfram media, 2002.
- [32] Lotka, A. J. *Elements of physical biology*. Baltimore: Williams & Wilkins Co. 1925.
- [33] Volterra, V. *Variazioni e fluttuazioni del numero d'individui in specie animali conviventi*. 1926.
- [34] Luna F., and B. Stefansson, eds. *Economic Simulations in Swarm: Agent based modeling and object oriented programming*. Vol. 14. Springer, 2000.
- [35] Collier N. "Repast: An extensible framework for agent simulation." *The University of Chicago's Social Science Research* 36, 2003.

- [36] North M., et al. "Multi-agent electricity market modeling with EMCAS," Argonne National Laboratory, 2004. URL: <http://www.ipd.anl.gov/anlpubs/2002/09/44048.pdf>
- [37] Sun, J, L Tesfatsion. "Dynamic testing of wholesale power market designs: An open-source agent-based framework." *Computational Economics* 30.3 (2007): 291-327.
- [38] LeBaron, Blake, and Leigh Tesfatsion. "Modeling macroeconomies as open-ended dynamic systems of interacting agents." *The American Economic Review* 98.2 (2008): 246-250.
- [39] Borrill, Paul L., and Leigh Tesfatsion. "Agent-based modeling: the right mathematics for the social sciences?" *The Elgar Companion to Recent Economic Methodology* (2011): 228.
- [40] Kersting, William H. *Distribution system modeling and analysis*. CRC press, 2012.
- [41] Garcia, P. A. N.; Pereira, J. L. R.; Carneiro, S., Jr.; da Costa, V. M.; Martins, N., "Three phase power flow calculations using the current injection method," *Power Systems, IEEE Transactions on* , vol.15, no.2, pp.508,514, May 2000.
- [42] S. Jin and D. P. Chassin, "Thread Group Multithreading: Accelerating the Computation of an Agent-Based Power System Modeling and Simulation Tool-GridLAB-D," *2014 47th Hawaii International Conference on System Sciences (HICSS)*, , Issue Date: 6-9 Jan. 2014.
- [43] P. Kundur, *Power System Stability and Control*, McGraw-Hill (1994).
- [44] W. Kersting, *Distribution System Modeling and Analysis*, CRC Press (2002).
- [45] American National Standard for Electric Power Systems and Equipment—Voltage Ratings (60 Hertz), ANSI C84.1-2011, 2011.

[46] Schneider, K.P., Weaver, T.F., "Volt-VAR optimization on American Electric Power feeders in Northeast Columbus," Transmission and Distribution Conference and Exposition (T&D), 2012 IEEE PES, pp. 1-8, 7-10 May 2012.

[47] Widergren et al, AEP Ohio gridSMART Demonstration Project Real-time Pricing Demonstration Analysis, PNNL Report no. 23192, Pacific Northwest National Laboratory, Richland, Washington (USA), February 2014.

[48] Schneider, K.P.; Fuller, J.C.; Chassin, D.; *Analysis of distribution level residential demand response*. Power Systems Conference and Exposition (PSCE), 2011 IEEE/PES , vol., no., pp.1-6, 20-23 March 2011.

[49] Fuller, J.C.; Ciraci, S.; Daily, J.A.; Fisher, A.R.; Hauer, M., "Communication simulations for power system applications," *Modeling and Simulation of Cyber Physical Energy Systems (MSCPES), 2013 Workshop on*, pp.1-6, 20-20 May 2013.

[50] T. Williams, T.; Wang, D.; Crawford, C.; Djilali, N, "Integrating renewable energy using a smart distribution system: Potential of self-regulating demand response," *Renewable Energy*, vol. 52, pp.46-56, April 2013. [51] Apt J., "The spectrum of power from wind turbines," *J. Power Sources*, vol. 169, no. 2, pp. 369–374, June 2007. [52] Broeer, T.; Fuller, J.; Tuffner, F.; Chassin, D.; Djilali, N., "Modeling framework and validation of a smart grid and demand response system for wind power integration," *Applied Energy*, vol. 113, pp. 199-207, January 2014.