



Universidad Tecnológica Nacional

Facultad Regional Concordia

Proyecto final

“Mejoramiento y optimización redes de 13,2 kV zona sur de Concordia”

(Versión 2)

Profesor: Ing. Federico Schattenhofer

Alumnos: Gustavo Rojas (versión 1 y 2)

Corradi Mauro (versión 1)

Lezcano Eduardo (versión 1)

Año 2017

Índice

1. Objetivos generales.....	1
2. Objetivos específicos	1
3. Resumen técnico.....	1
4. Resumen ejecutivo.....	2
5. Antecedentes.....	3
6. Idea-necesidad.....	12
7. Solución propuesta.....	13
8. Misión, visión y objetivos.....	13
8.1. Misión	13
8.2. Visión	13
8.3. Objetivos.....	13
8.4. A largo plazo.....	13
8.5. A corto plazo.....	14
9. Estudio de la demanda de energía y potencia.....	14
10. Descripción del proyecto	22
10.1. Traza de la línea.....	22
11. Análisis FODA.....	24
11.1. Descripción de las actividades.....	24
12. Planificación de las obras.....	25
12.1. Descripción de las actividades.....	25
13. Presupuesto.....	27
14. Riesgos.....	33
14.1. Riesgos de mercado.....	33
14.2. Riesgos económicos.....	33
15. Plan de marketing.....	33

15.1.	Investigación del mercado	33
15.2.	Segmentación	33
15.3.	Diferenciación.....	34
15.4.	Posicionamiento.....	34
16.	Análisis económico y financiero.....	34
16.1.	Recupero de la inversión.....	34
16.2.	Flujo de fondos.....	34
16.2.1.	Ingresos.....	34
16.2.2.	Egresos.....	34
16.2.3.	Flujo de fondos para los distintos escenarios.....	36
16.3.	Rentabilidad de la inversión	43
17.	Conclusiones	43
16.1	Financieras/económicas.....	43
16.2	Técnicas.....	43
18.	ANEXO 1 Estado de carga de la SET Yerua Sur (<i>en el momento en que se realizó este trabajo</i>).....	45
19.	ANEXO 2 Soluciones realizadas y propuestas por a empresa para solucionar los problemas plateado.....	53

Plan de negocios

1. Objetivos generales

Los objetivos del presente proyecto es desarrollar una propuesta para la optimización técnica y económica del sistema eléctrico de distribución en media tensión de la zona sur de la ciudad de Concordia para la empresa encargada de brindar dicho servicio.

2. Objetivos específicos

Efectuar el diagnóstico del sistema eléctrico de distribución en media tensión con la finalidad de determinar sus condiciones operativas.

Seleccionar una alternativa adecuada que genere mejoras en la disminución de las pérdidas para contar con un sistema de distribución confiable, seguro, flexible, económica y capacidad de expansión tan amplio como lo exija el consumo.

Estimar la rentabilidad de la alternativa seleccionada a fin de determinar la factibilidad del proyecto.

3. Resumen técnico

El estudio se centra en la línea aérea del rebaje Aracama que es la más antigua, sus estructuras de suspensión son postes de madera, los cuáles se deterioran en un corto período de tiempo, por lo que deben ser reemplazados para prevenir caídas de los mismos por su mal estado o por eventuales tormentas.

Los conductores son de una sección menor respecto de las demás redes en cuestión por lo que se estudia el reemplazo del mismo por un conductor nuevo de aleación de aluminio de 50 mm² de sección.

Otra de las cuestiones a considerar es que esta red actualmente funciona energizada solo desde la estación de rebaje sin posibilidad de poder alimentar desde otro punto lo que

implica que una falla en el transformador de la subestación, o por la caída de alguna estructura próxima a la misma produciría un corte total del suministro de energía a todos los usuarios conectados a esta red.

Por lo que se analiza una traza nueva que nos posibilite alimentar a esta red desde la estación de rebaje Yerúa norte.

4. Resumen ejecutivo

El presente trabajo abarcara además del estudio de factibilidad técnica del mejoramiento y optimización de una línea de 13,2kV, también se realizara una comparación de precios tanto en materiales como de facturación debido a los aumentos tarifarios e inflacionarios ocurridos en el último año.

Periodos considerados:

- Septiembre/Octubre de 2015 (Fecha de la primer entrega del trabajo).
- Octubre/Noviembre de 2016 (Fecha de la segunda entrega actualizada).

Factores que influirán en las proyecciones de demanda eléctrica:

- Crecimiento demográfico y poblacional.
- Crecimiento comercial e industrial.
- Medidas económicas tomadas.

El análisis comparativo intentara comparar las rentabilidades y poner en evidencia los pro y contra de los aumentos tarifarios.

La demanda de la zona es del tipo comercial industrial, siendo los más destacados empaques citrícolas de importantes exportadores (Argencitrus), arándanos, aserraderos, areneras, emprendimientos comerciales.

5. Antecedentes

La empresa a cargo de la distribución es “Cooperativa eléctrica y otros servicios de Concordia Ltda.”, la cual cuenta con tres estaciones de rebaje en la zona sur del ejido de Concordia, las mencionadas son:

- SET YERUÁ NORTE.

Datos a considerar:

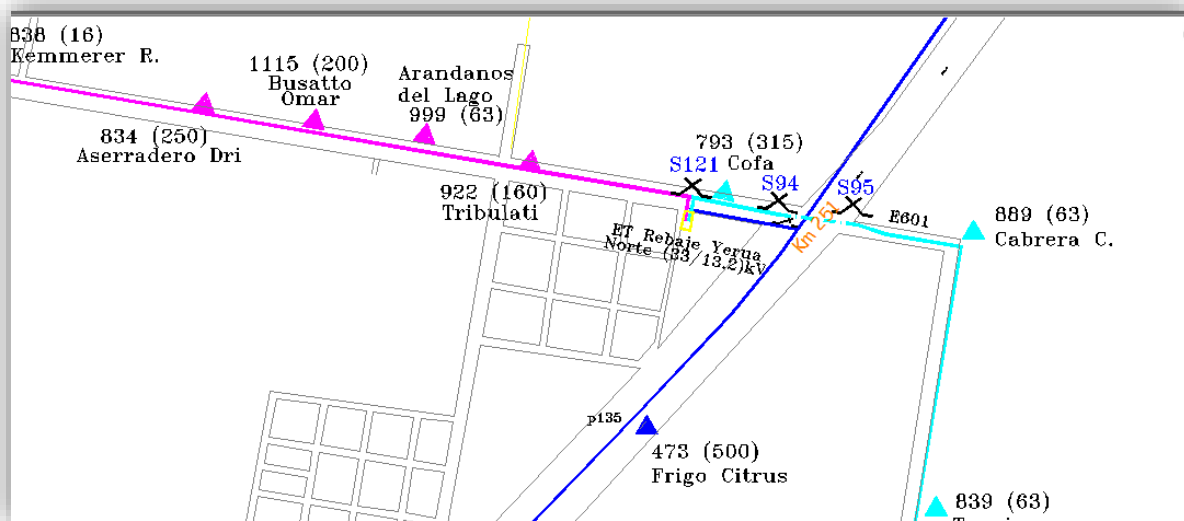
Potencia: 2500 kVA.

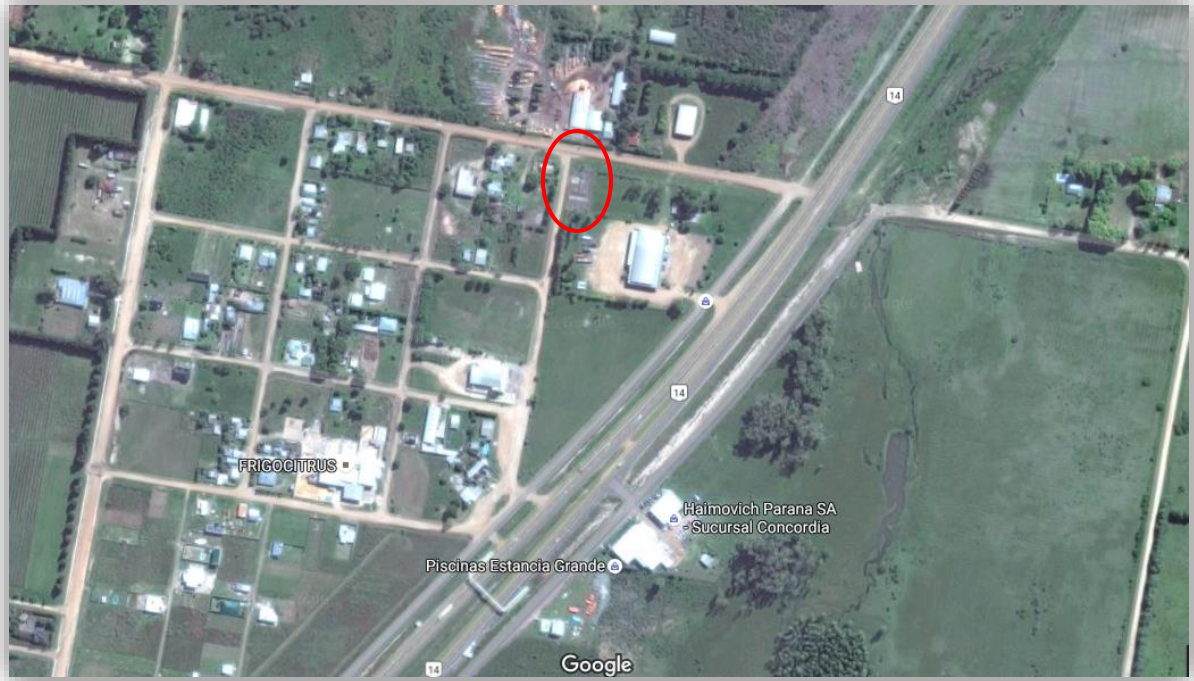
Relación de transformación: 33/13,2 kV.

Ubicación: camino de acceso a las cascaditas de Dri a unos 200m al oeste de la ruta nacional N°14, km 251.

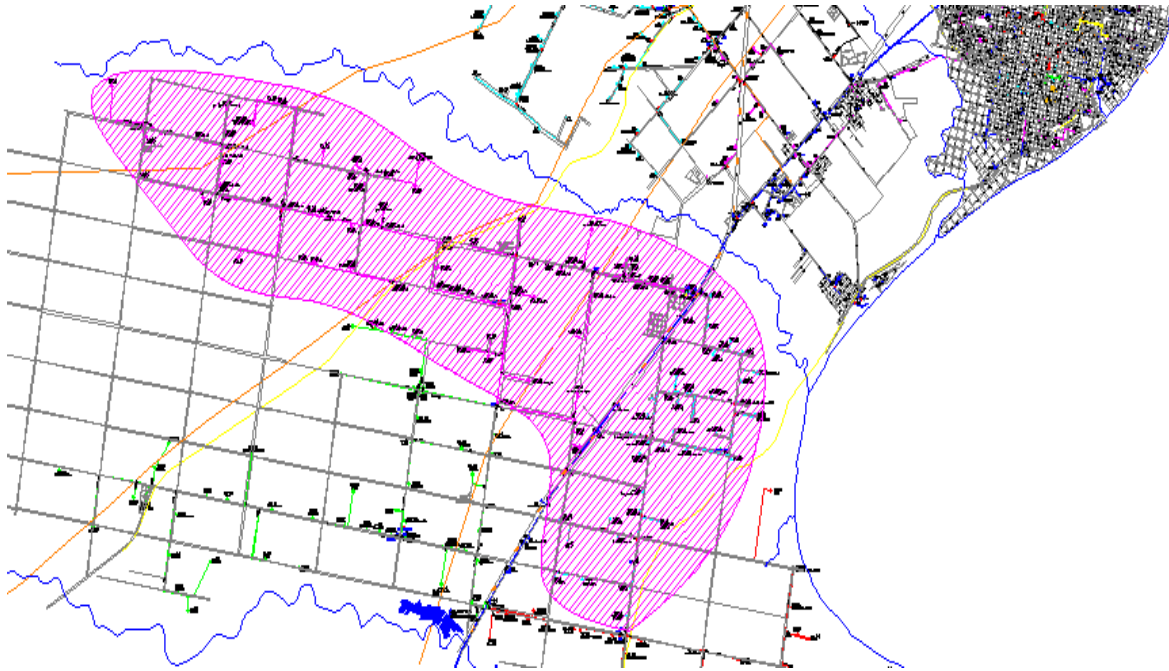
Área de influencia: dos salidas en 13,2 kV (este y oeste), que comprende las zonas de Colonia Yerúa, cascadita de Dri y alrededores.

Cantidad de usuarios:





Área de influencia



- SET YERUÁ SUR

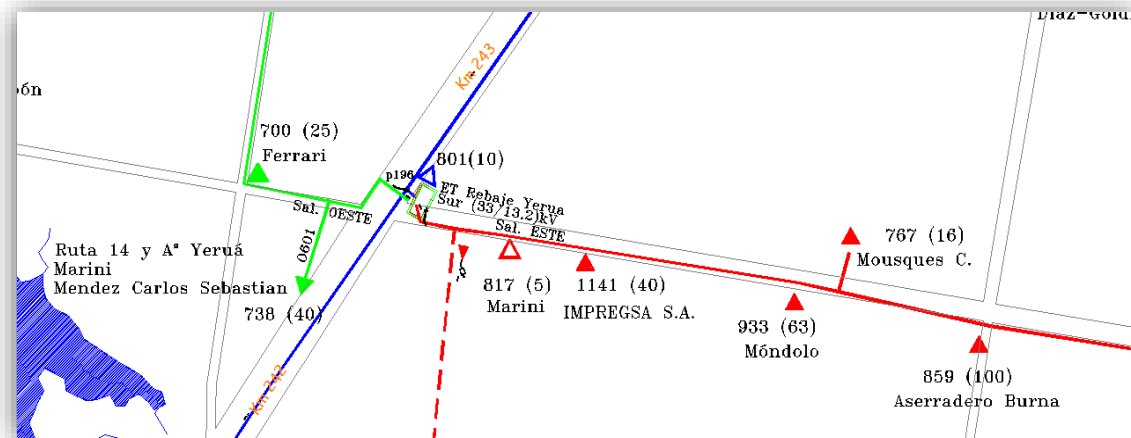
Datos a considerar:

Potencia: 2500 kVA

Relación de transformación: 33/13,2 kV

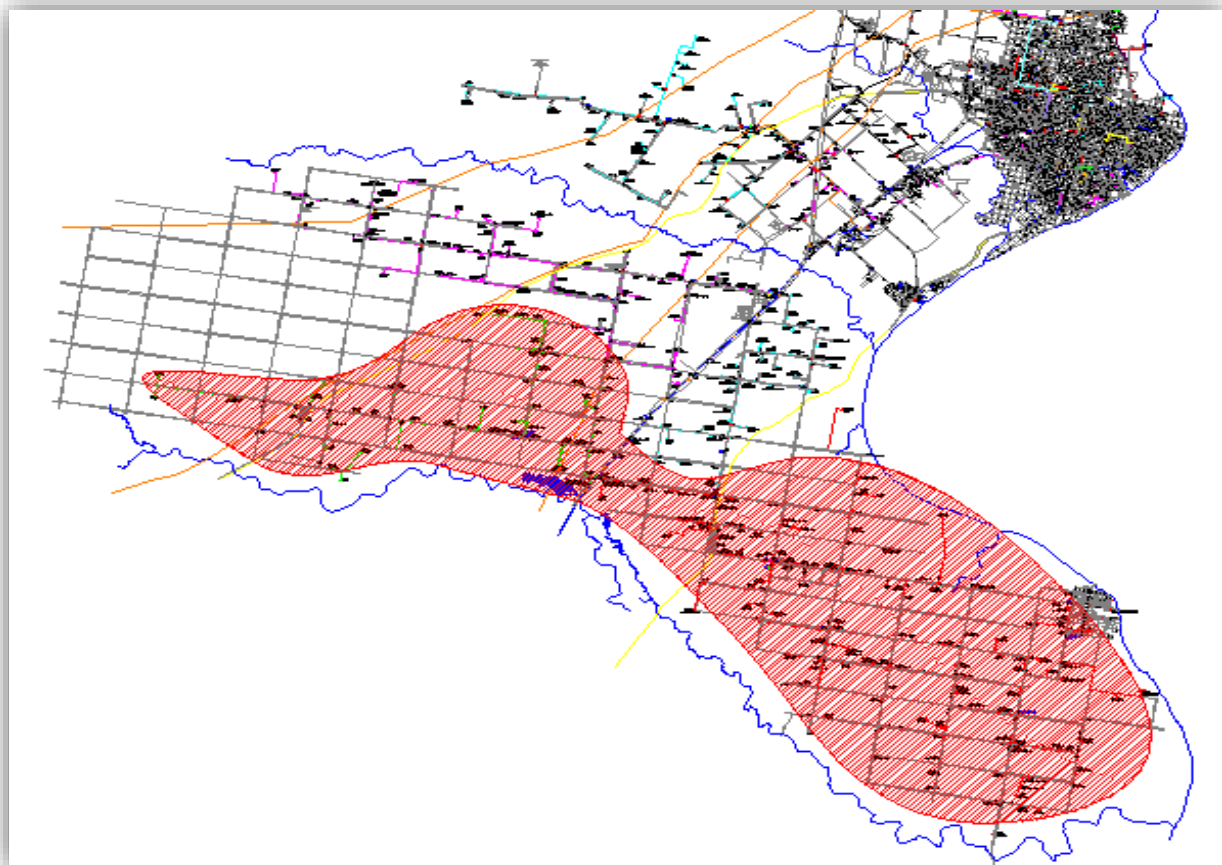
Ubicación: Acceso a Puerto Yerúa y ruta nacional N°14

Área de influencia: con dos salidas de 13,2 kV (este y oeste) que comprenden las localidades de Puerto Yerúa, calabacillas, estación Yerúa y alrededores.

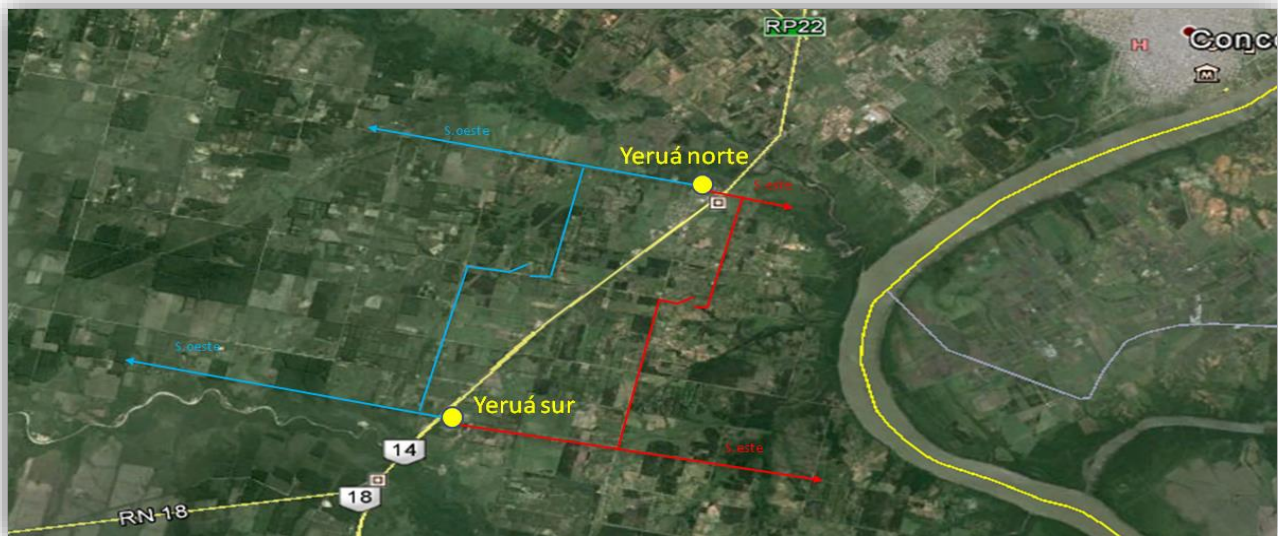




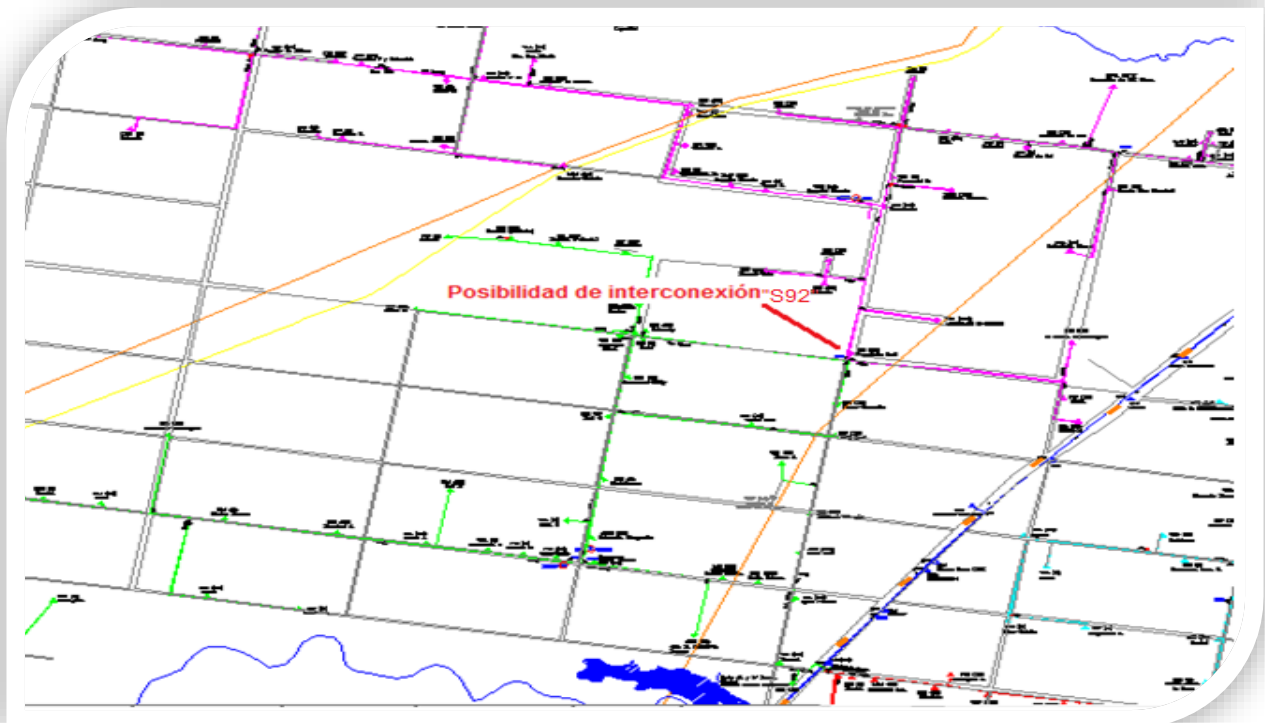
Área de influencia



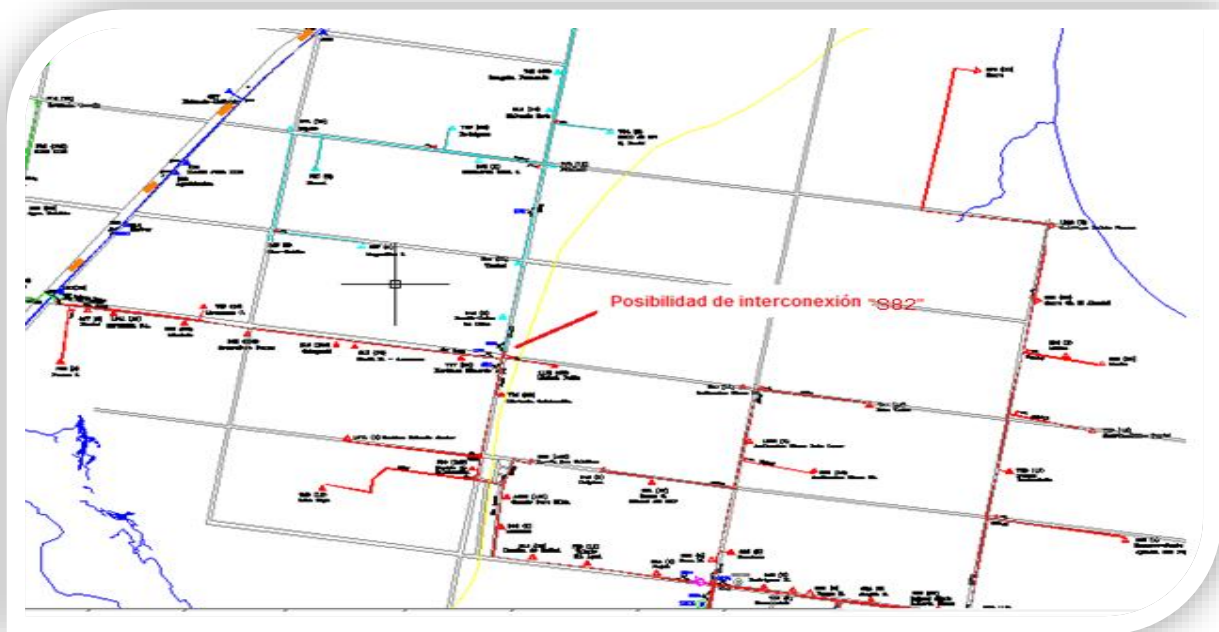
Posibilidades de interconexión entre Yerua Norte y Sur:



Detalladamente:



Redes de 13,2 kV salidas oeste (magenta YERUÁ NORTE), (verde YERUÁ SUR) existe la posibilidad de interconectar ambas redes en la **S92**.



Redes de 13,2 kV salidas este (celeste YERUÁ NORTE), (roja YERUÁ SUR) existe la posibilidad de interconectar ambas redes en la **S82**.

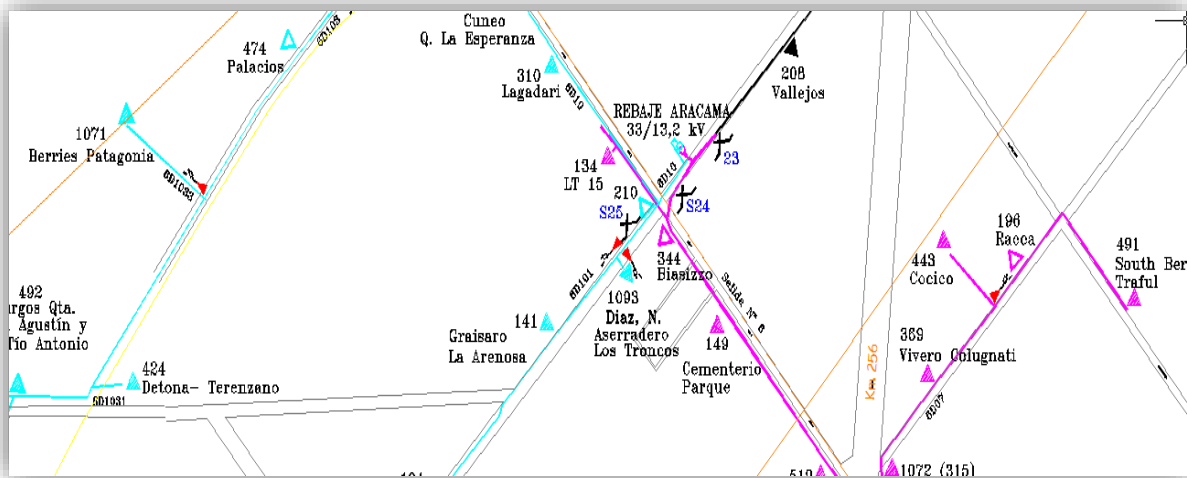
- **SET ARACAMA**

Potencia: 2000 kVA

Relación de transformación: 33/13,2 kV

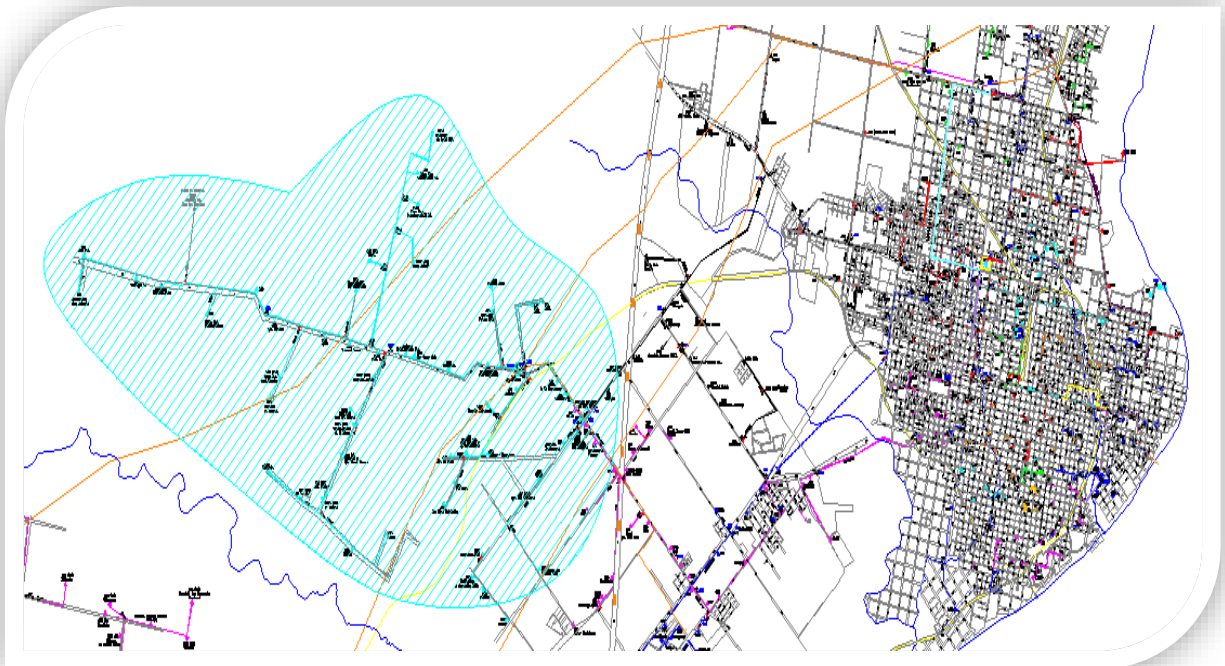
Ubicación: a unos 200m al oeste del cementerio privado parque de la Concordia

Área de Influencia: con una salida de 13,2 kV que comprende la localidad de Yuquerí y alrededores siguiendo su traza por la ruta provincial N°22 hacia el oeste abasteciendo a todos los usuarios de la zona.

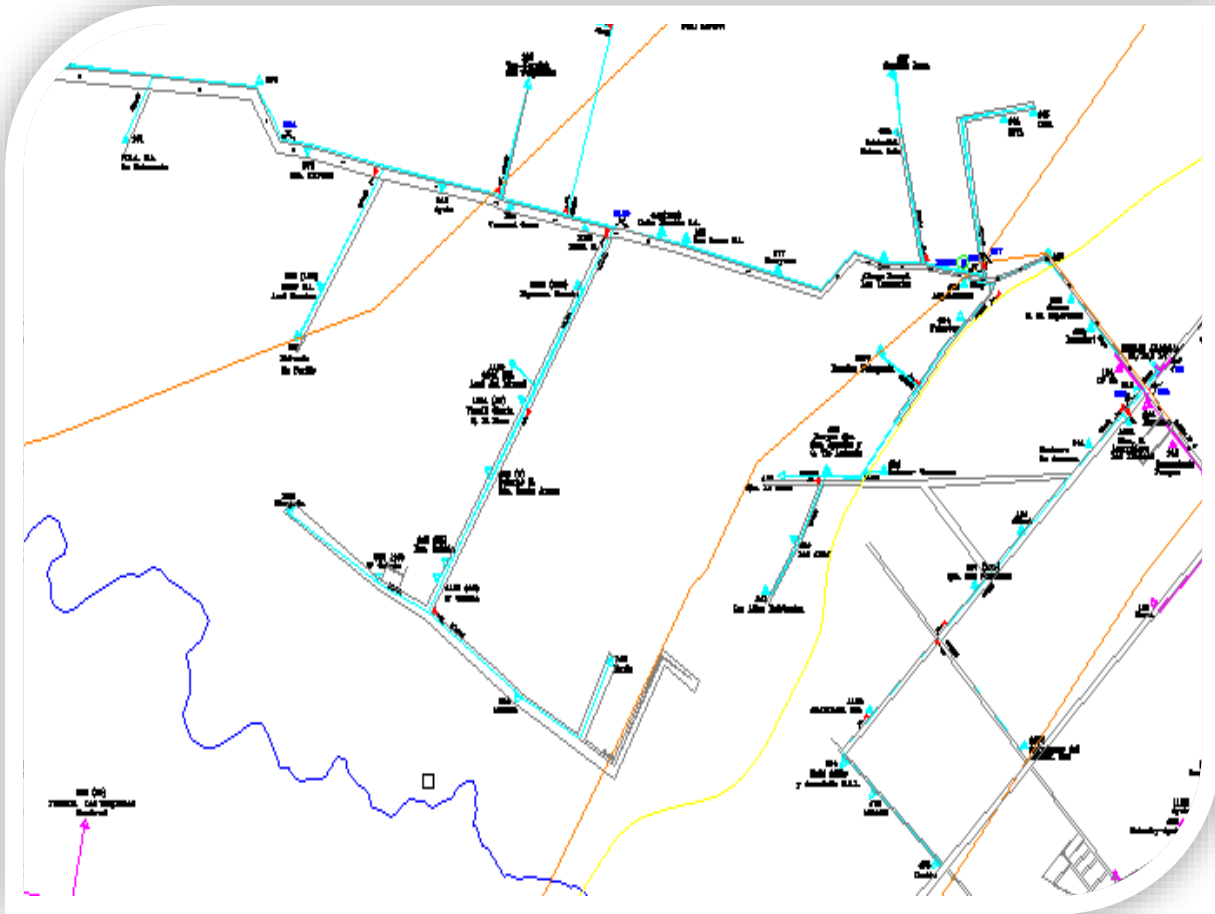




Área de Influencia:



Red de 13,2 kV SET ARACAMA actualmente funcionando energizada desde un solo punto.

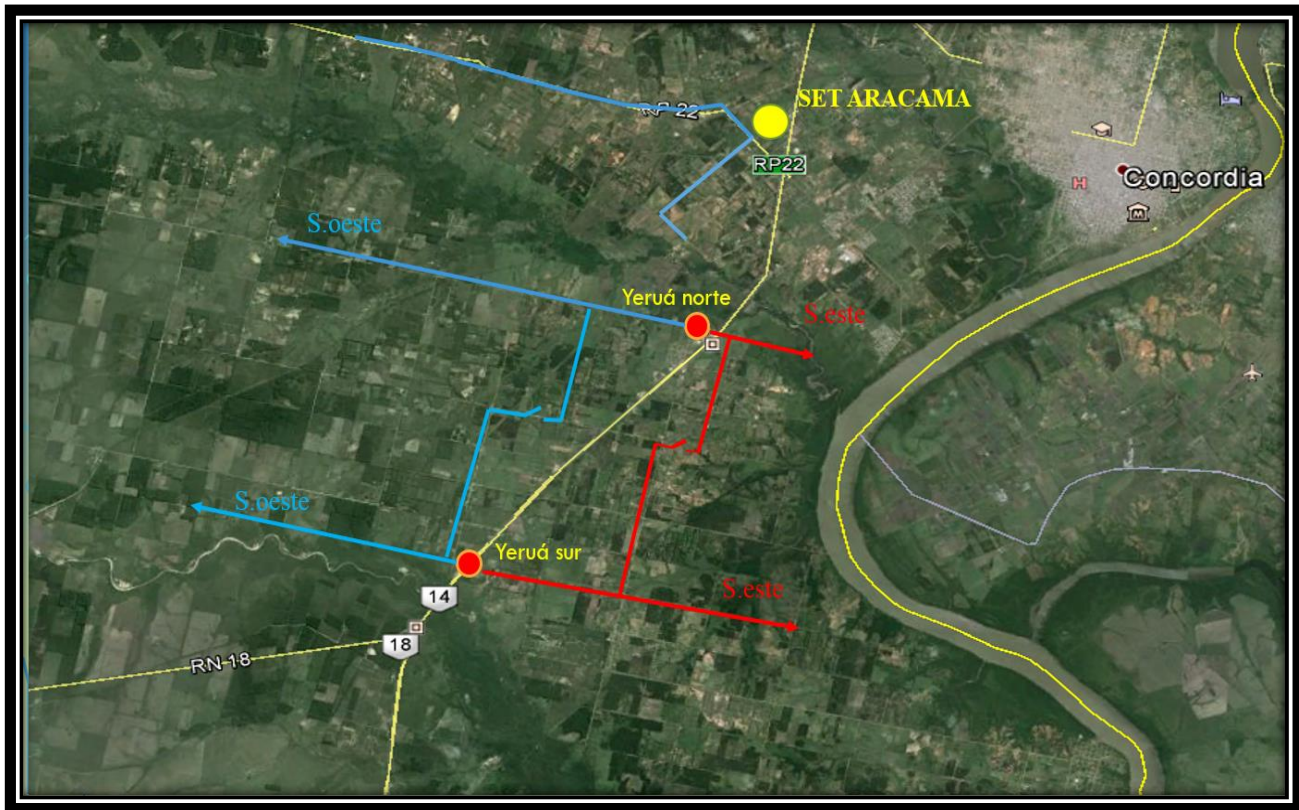


Energización de los rebajes:

- *SET YERUÁ NORTE y SUR* son energizadas por el alimentador N°6 de 33 kV proveniente de la ET Concordia (propiedad de la empresa Enersa).
- *SET ARACAMA* es alimentada por la salida N°6 de 33 kV proveniente de la ET central N°2 (propiedad de la empresa Cooperativa eléctrica y otros servicios de Concordia Ltda).

Las actividades que se desarrollan en la zona son:

- Producción de citrus (quintas, empaques).
- Producción de arándanos.
- Forestación.



6. Idea-necesidad

Las ampliaciones en la red de distribución de 13,2 kV y mejoras en las instalaciones existentes se deben a las siguientes necesidades:

1. La línea aérea de la estación de rebaje ARACAMA está construida casi en su totalidad por postes de madera, los cuáles se deterioran en un corto período de tiempo por lo que deben ser reemplazados.



2. La red ARACAMA es energizada solo de dicha estación de rebaje, no es posible desde otro punto, por lo que una falla en el transformador de la estación, mantenimientos programados, o caída de postes cercanos a la estación dejarían sin servicio a los usuarios dependientes de dicha red.
3. El crecimiento agrícola e industrial de la zona producirá un aumento en el consumo de energía eléctrica.

7. Solución propuesta

Para resolver los problemas indicados se propone el reemplazo de la salida de la subestación ARACAMA con postes de madera y conductor de menor sección por líneas de columnas de hormigón y conductores de 50 mm² y repotenciar dicha estación con un transformador de 3500 kVA. Además se plantea la interconexión de la subestación ARACAMA y YERUÁ NORTE.

El objetivo del proyecto es disponer de instalaciones capaces de atender la demanda de energía y potencia con un horizonte de 30 años, aumentar la confiabilidad de suministro y anillar las salidas antes mencionadas para facilitar las tareas de mantenimiento y poder atender la demanda con la salida de servicio de algunas de las estaciones.

Todos los materiales utilizados en el proyecto cumplen con las reglamentaciones de la AEA e IRAM.

Se tiene como limitación técnica que la demanda de potencia y energía superen los máximos previstos.

8. Misión, visión y objetivos

24.1. Misión

Se pretende el fortalecimiento en las redes de distribución en media tensión de la zona sur del departamento Concordia, brindándole al cliente energía de calidad que asegure el desarrollo de las actividades que allí se realizan.

24.2. Visión

Anhelamos con esta propuesta el bienestar del cliente a través de una prestación del servicio competitivo y de alta calidad que satisfaga importantes necesidades sociales.

24.3. Objetivos

24.3.1. A largo plazo

Este proyecto será el sustento para el crecimiento agroindustrial de la zona, asegurando el suministro para futuras instalaciones y, a su vez, proveerá energía necesaria para las actuales.

24.3.2. A corto plazo

Con la incorporación de estas nuevas obras se posibilitará el mantenimiento de las estaciones de rebajes actuales, brindando el soporte adecuado en caso de falla de alguna de ellas evitando cortes prolongados de energía.

9. Estudio de la demanda de energía y potencia

Dicho análisis se hará tanto para el rebaje de Aracama como para el de Yerua Sur, pero como en la consigan del trabajo solo se solicito la repotenciación de Aracama en el análisis de flujo y presupuesto la repotenciación de Yerua no será tomada en cuenta, pero al final del estudio habrá un pequeño resumen de costos y flujos de fondos teniendo en cuenta ambas repotenciones.

Para analizar la evolución de la demanda de energía eléctrica se tomó como referencia el trabajo "Estudio de la demanda de energía eléctrica en el sistema de distribución de la

Coop. Eléctrica y O. S. de Cdia. Ltda.”, realizada por el Departamento Proyectos de la empresa.

En el estudio que realizó la empresa distribuidora de Concordia desarrollaron tres modelos estimativos a través de los cuáles proyectaron la demanda correspondiente a cada alimentador.

El modelo econométrico consiste en proyectar el consumo de energía en función de factores de crecimiento demográfico, económicos y de composición de la demanda.

El modelo lineal consiste en proyectar el consumo en función de las mediciones históricas registradas para cada subestación de rebaje, lo que representa el comportamiento futuro de la demanda en función de sus datos de explotación.

El modelo mixto relaciona los resultados de los modelos anteriores, lo que nos proporciona como resultado un término medio de crecimiento de la demanda.

Los consumos correspondientes a cada usuario los utilizamos para verificar los valores de potencia y energía actualmente demandados. Dichos datos los solicitamos al departamento de facturación de la empresa y a los encargados de control de calidad del servicio y del producto.

A continuación se indican las potencias nominales instaladas de las subestaciones y luego las proyecciones de potencia y energía de la zona en estudio.

Potencia instalada rebaje ARACAMA

N°SET	kVA	DIRECCIÓN	CLIENTES
139	63	Las Cavas S.A. (Estación Yuquerí)	1
141	5	Graisaro-Ramirez (La Arenosa)Est. Yuquerí	1
144	63	Yuquerí (INTA)	1
145	200	Yuquerí (INTA)	1
157	200	Yuquerí (Quinta Las Palmeras) (Sambiasi)	2
161	160	Ruta M (Raimondo)	1
162	25	Ruta M (Von Wernich –Los Yuqueríes)	1
164	63	Ruta M (Albors –Forestal Los Yuqueríes)	8

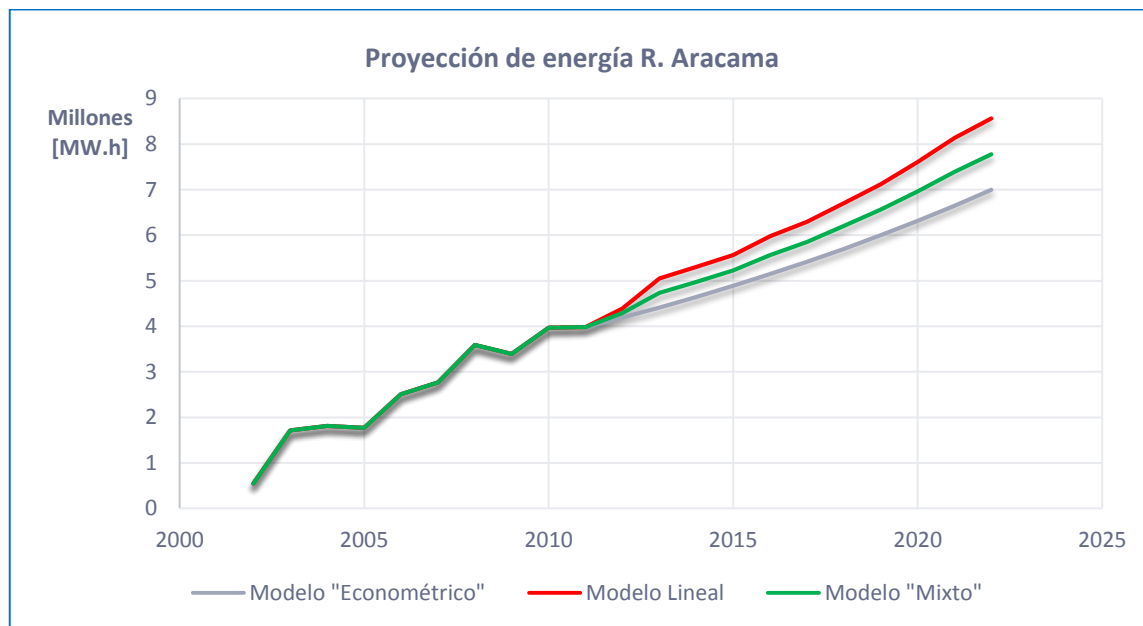
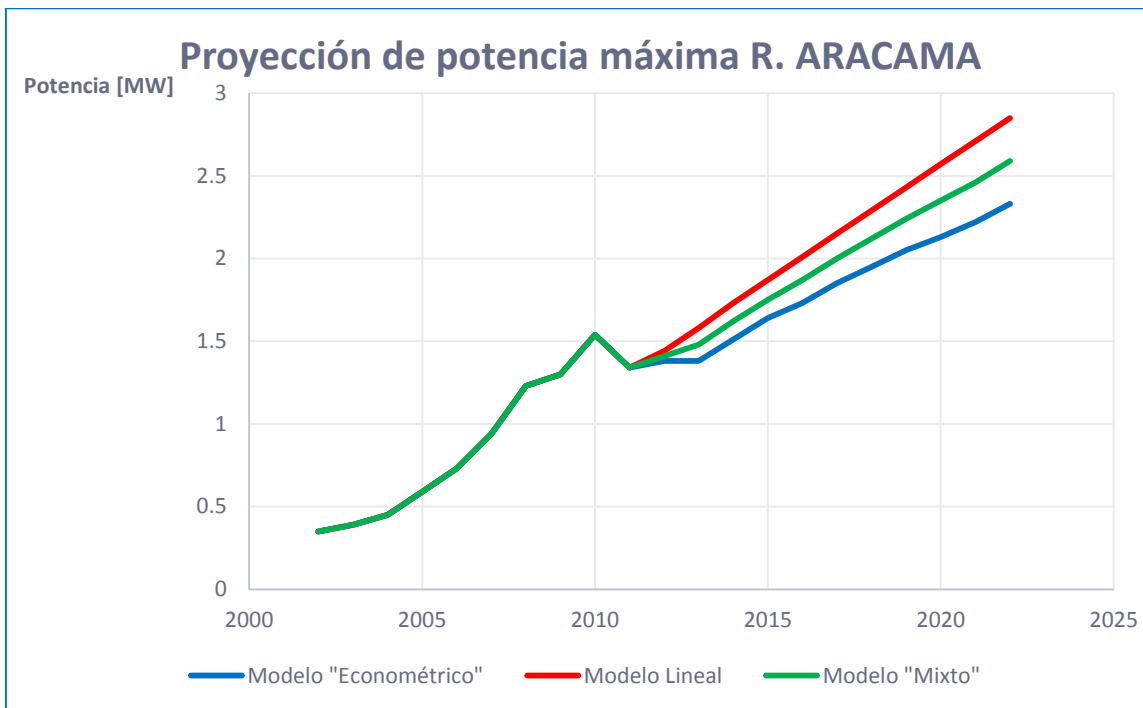
194	100	Zona Yuquerí (Citrál)	3
210	10	Ruta M (Aracama)	2
250	10	Ruta M y Vías del FFCC	2
254	40	Besol (Est. Yuquerí)	1
268	63	Perillo (Estación Yuquerí)	2
273	10	Qta Kuruqué (Ruta M)	1
275	100	Ruta M (Ex Quinta Las Margaritas)	1
280	100	SEGPS.A. (E. Yuqueri)	1
281	25	Ruta M (Cuneo)	2
310	63	Ruta M (Lagadari)	2
342	10	Vuarant Omar (Ruta M) “El Ranchito”	1
343	63	Ruta M (Ayala)	2
348	25	Barrio Escuela Cohello	5
349	10	Barla (E. Yuquerí)	1
350	16	Barrio Cohello (Estación Yuquerí)	3
355	5	Moledo (Estación Yuquerí)	1
377	160	Ruta M (San Benito, Tavella – Berrycon Export)	2
378	5	Mengeon (Est. Yuqueri)	1
402	25	Est. Don Luis (Estación Yuquerí)	1
410	16	Tamagno Edgardo (Ruta M)	1
411	200	Ruta M (Ex Tatedetuti – Baggio Quinta San Antonio)	1
424	160	Detona / Terenzano	1
434	25	Estación Yuquerí (Los Altos)	2
435	315	Ruta M (Argencitrus)	1
440	160	Delta Berries S.A. (Est. Yuquerí)	1
441	63	Los Altos Buktenica	1
447	10	Quinta La Elisa	3
474	16	Estación Yuquerí Palacios	2
475	5	Yuquerí (Mirasol)	1
476	10	Yuquerí (Limito)	2
485	160	Schiaritti (Estación Yuquerí)	1
487	40	Scordia Juan (Estación Yuquerí)	1
490	40	Blue Line Investment S.A.	1
492	40	Quinta San Agustín, Burgos Rodolfo (Est. Yuquerí)	2
494	40	IGFO S.A. (Est. Yuquerí)	1
954	25	Rubi Atilio – Arandalis S.R.L.	3
1055	63	Maiz, Hector (Est. Yuquerí, sobre Ruta M)	1
1062	200	Figueroa Alcorta Arandanos S.A.	1
1067	63	Apici S.A. (Ruca Berry)-E. Yuquerí	1
1071	200	Berries Patagonia – Arg. S.A. (Est. Yuqueri- Quinta “Dos”)	1
1074	100	Arandanos del Hemisferio Sur (Al oeste de S.E.R.	1

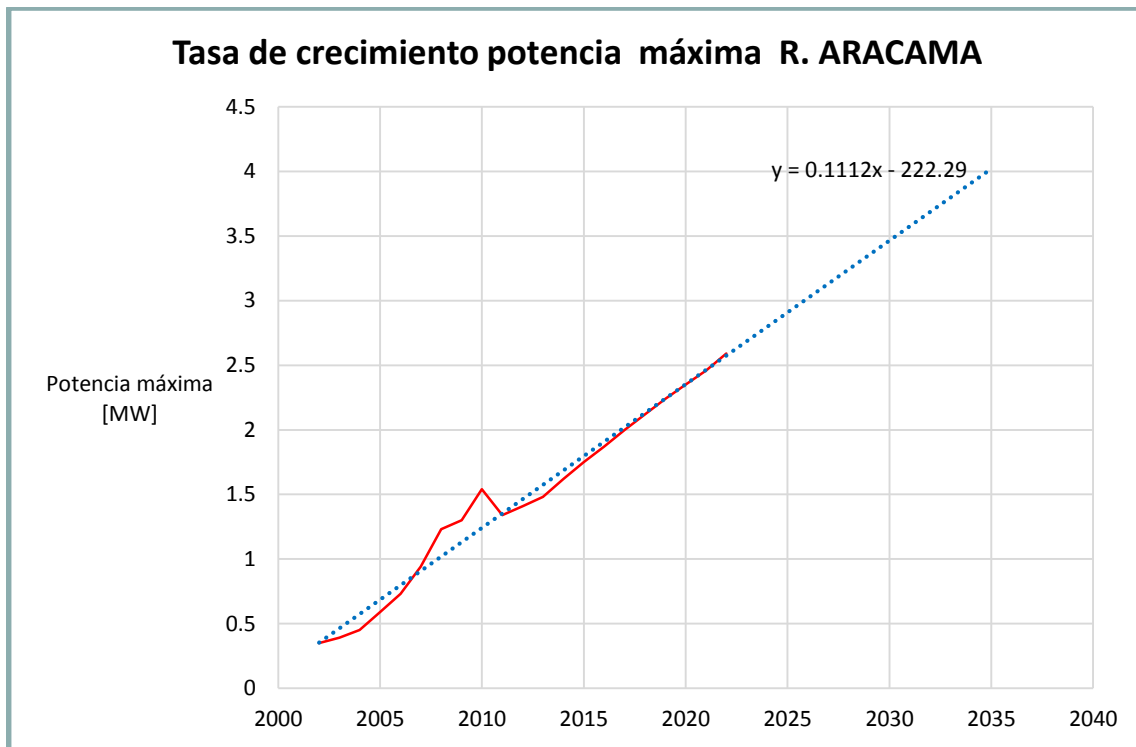
		Aracama)	
1087	63	Saul Alberto (Est. Yuqueri)	1
1093	160	Dias Norberto (Est. Yuqueri al Sur de SER Aracama)	1
1100	63	ODOI SRL (E Yuquerí)	1
1103	100	Blue Line Investment II S.A. (E. Yuquerí)	1
1105	100	ARANDALIA SRL (E. Yuqueri)	1
1124	40	Vinelli Gloria (Q. El Moro-Est. Yuquerí)	1
1159	16	B° Cohello II	10

Proyecciones de potencia y energía en el Rebaje ARACAMA

Modelo "Econométrico"					Modelo lineal					Modelo "mixto"				
	Pot. Max	Pot. Media	Fc	Energía anual [MWh]		Pot. Max	Pot. Media	Fc	Energía anual [MWh]		Pot. Max	Pot. Media	Fc	Energía anual [MWh]
2002	0,35	0,06	0,18	546430	2002	0,35	0,05	0,18	545430	2002	0,35	0,06	0,18	546430
2003	0,39	0,2	0,5	1712170	2003	0,39	0,2	0,5	1712170	2003	0,39	0,2	0,5	1712170
2004	0,45	0,21	0,46	1810399	2004	0,45	0,21	0,46	1810899	2004	0,45	0,21	0,46	1310899
2005	0,59	0,2	0,34	1771207	2005	0,59	0,29	0,34	1771206,5	2005	0,59	0,2	0,34	1771206,5
2006	0,73	0,29	0,39	2508842	2006	0,73	0,29	0,39	2508841,5	2006	0,73	0,29	0,39	2508841,5
2007	0,94	0,32	0,34	2770323	2007	0,94	0,32	0,34	2770322,75	2007	0,94	0,32	0,34	2770322,75
2008	1,23	0,41	0,33	3587527	2008	1,23	0,41	0,33	3587627	2008	1,23	0,41	0,33	3587522
2009	1,3	0,39	0,3	3395479	2009	1,3	0,39	0,3	3395479	2009	1,3	0,39	0,3	3395479
2010	1,54	0,45	0,29	3965453	2010	1,54	0,45	0,29	3965453	2010	1,54	0,45	0,29	3965453
2011	1,34	0,45	0,34	3983992	2011	1,34	0,45	0,34	3983991,83	2011	1,34	0,45	0,34	3983591,53
2012	1,38	0,48	0,35	4193071,73	2012	1,44	0,5	0,35	4390101,41	2012	1,41	0,49	0,35	4291586,57
2013	1,38	0,5	0,36	4413124,13	2013	1,58	0,58	0,36	5052971,8	2013	1,48	0,54	0,36	4733047,96
2014	1,51	0,53	0,35	4644724,88	2014	1,73	0,61	0,35	5303421,56	2014	1,62	0,57	0,35	4974073,22
2015	1,64	0,56	0,34	4888480,05	2015	1,87	0,63	0,34	5559691,03	2015	1,75	0,6	0,34	5224085,54
2016	1,73	0,59	0,34	5145027,48	2016	2,01	0,68	0,34	5975265,52	2016	1,87	0,63	0,34	5560146,5
2017	1,85	0,62	0,33	5415038,52	2017	2,15	0,72	0,33	6292272,4	2017	2	0,67	0,33	5853655,46
2018	1,95	0,65	0,33	5699219,74	2018	2,29	0,76	0,33	6699080,95	2018	2,12	0,71	0,33	6199150,34
2019	2,05	0,68	0,33	5998314,79	2019	2,43	0,81	0,33	7116433,44	2019	2,24	0,75	0,33	6557374,12
2020	2,13	0,72	0,34	6313106,35	2020	2,57	0,87	0,34	7609742,55	2020	2,35	0,79	0,34	6961424,45
2021	2,22	0,76	0,34	6644418,18	2021	2,71	0,93	0,34	8131455,9	2021	2,46	0,84	0,34	7387937,04
2022	2,33	0,8	0,34	6993117,24	2022	2,85	0,98	0,34	8560774,64	2022	2,59	0,89	0,34	7776945,94
Proyección de energía y potencia [MW] Rebaje ARACAMA														

En las gráficas siguientes se puede apreciar la evolución de potencia y energía





En base a los datos del modelo mixto podemos hacer una proyección estadística para los años siguientes y vemos que la tasa de crecimiento es 0,1112 MW/año.

	P[MW]	S[MVA]		P[MW]	S[MVA]
2015	1,778	1,9756	2026	3,001	3,3347
2016	1,889	2,0991	2027	3,112	3,4582
2017	2	2,2227	2028	3,224	3,5818
2018	2,112	2,3462	2029	3,335	3,7053
2019	2,223	2,4698	2030	3,446	3,8289
2020	2,334	2,5933	2031	3,557	3,9524
2021	2,445	2,7169	2032	3,668	4,076
2022	2,556	2,8404	2033	3,78	4,1996
2023	2,668	2,964	2034	3,891	4,3231
2024	2,779	3,0876	2035	4,002	4,4467
2025	2,89	3,2111			

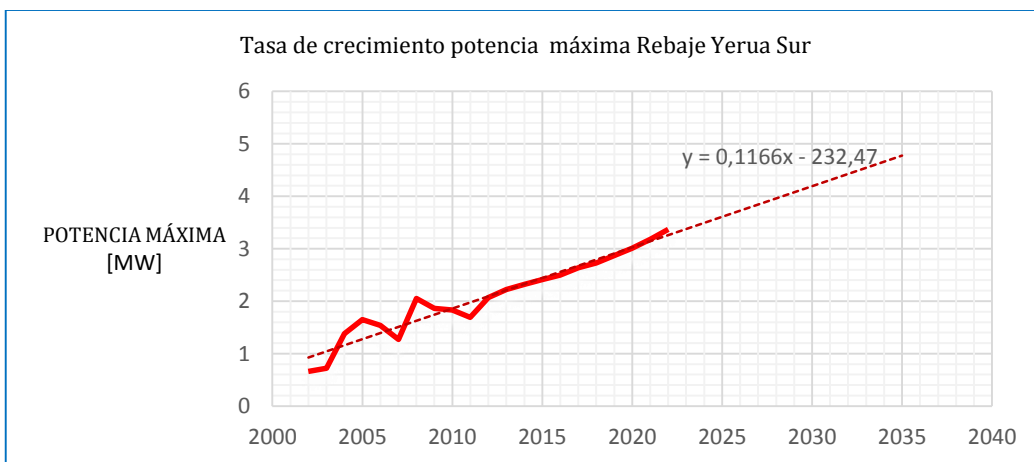
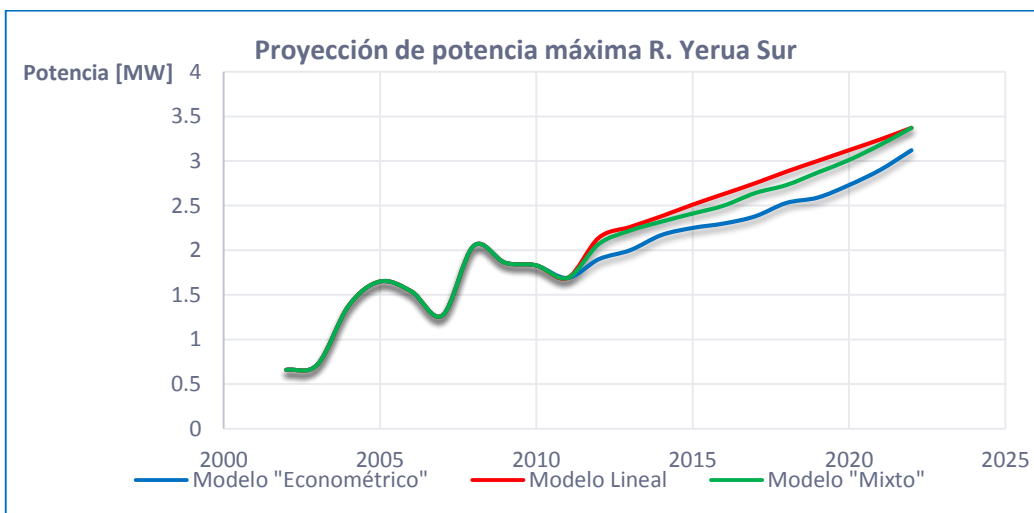
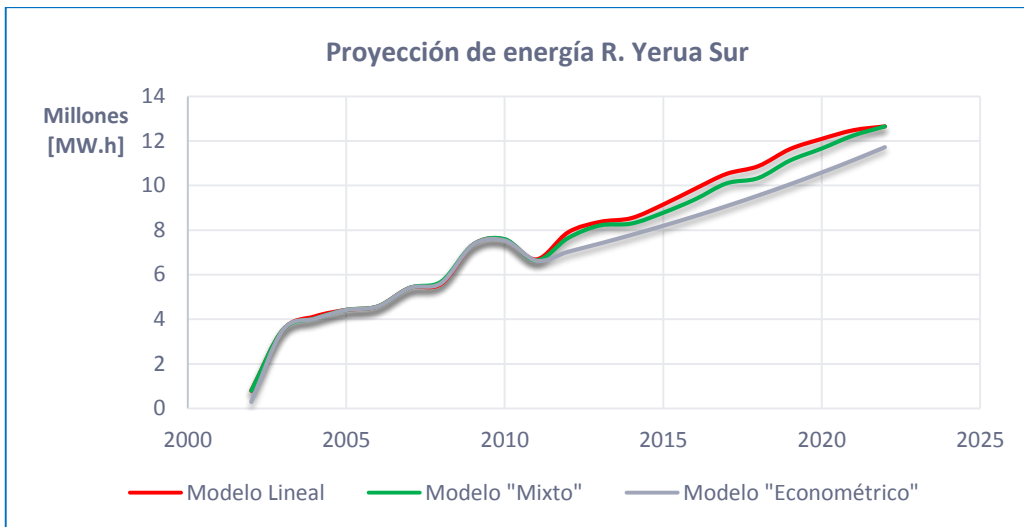
FP=0,9

Con estos datos vemos que en 2016 el transformador actualmente instalado se ve superado en su capacidad de potencia (2000 kVA) por lo que se estudia su reemplazo.

Proyecciones de potencia y energía YERUA SUR **(ESTOS VALORES SERAN TENIDO EN CUENTA EN EL ANEXO)**

Modelo "Econométrico"					Modelo lineal					Modelo "mixto"				
	Pot. Max	Pot. Media	Fc	Energía anual [MWh]		Pot. Max	Pot. Media	Fc	Energía anual [MWh]		Pot. Max	Pot. Media	Fc	Energía anual [MWh]
2002	0,66	0,27	0,42	291113	2002	0,66	0,27	0,42	791118	2002	0,66	0,27	0,42	791113
2003	0,72	0,4	0,56	3523814	2003	0,72	0,4	0,56	3523834	2003	0,72	0,4	0,56	3528814
2004	1,38	0,45	0,33	4023080	2004	1,38	0,45	0,33	4123061	2004	1,38	0,45	0,33	4028030
2005	1,65	0,5	0,31	4419511	2005	1,65	0,5	0,31	4419511	2005	1,65	0,5	0,31	4419511
2006	1,54	0,52	0,34	4576180	2006	1,54	0,52	0,34	4576160,5	2006	1,54	0,52	0,34	4576150,5
2007	1,27	0,62	0,49	5407483	2007	1,27	0,62	0,49	5407483	2007	1,27	0,62	0,49	5407433
2008	2,05	0,65	0,32	5631267,71	2008	2,05	0,65	0,32	5591267,71	2008	2,05	0,65	0,32	5691257,71
2009	1,86	0,84	0,45	7344354,53	2009	1,86	0,84	0,45	7344354,5	2009	1,86	0,84	0,45	7344394,5
2010	1,83	0,87	0,47	7537981,5	2010	1,83	0,87	0,47	7567931,5	2010	1,83	0,87	0,47	7587931,5
2011	1,69	0,92	0,54	6631777,3	2011	1,69	0,92	0,54	6681777,3	2011	1,69	0,92	0,54	6631777,3
2012	1,9	0,8	0,42	7032436,92	2012	2,14	0,9	0,42	7897859,19	2012	2,07	0,87	0,42	7644695,82
2013	2	0,84	0,42	7401499,27	2013	2,26	0,95	0,42	8363701,35	2013	2,22	0,94	0,42	8205844,9
2014	2,17	0,89	0,41	7789929,95	2014	2,38	0,97	0,41	8536116,38	2014	2,32	0,95	0,41	8292748,04
2015	2,25	0,94	0,42	8198745,47	2015	2,51	1,04	0,42	9143286,78	2015	2,41	1	0,42	8774956,95
2016	2,3	0,99	0,43	8629015,63	2016	2,63	1,12	0,43	9845807,31	2016	2,5	1,07	0,43	9371942,13
2017	2,38	1,04	0,44	9081866,37	2017	2,75	1,2	0,44	10519331,1	2017	2,64	1,15	0,44	10093548,07
2018	2,53	1,09	0,43	9558482,72	2018	2,88	1,24	0,43	10865267,4	2018	2,73	1,18	0,43	10332644,73
2019	2,59	1,15	0,44	10060111,9	2019	3	1,83	0,44	11630809,4	2019	2,87	1,27	0,44	11117721,08
2020	2,73	1,21	0,44	10588066,57	2020	3,12	1,38	0,44	12089077,1	2020	3,01	1,33	0,44	11655944,09
2021	2,9	1,27	0,44	11143278,3	2021	3,24	1,42	0,44	12476968,6	2021	3,18	1,4	0,44	12241453,49
2022	3,12	1,34	0,43	11728551,16	2022	3,37	1,44	0,43	12650847,3	2022	3,37	1,44	0,43	12650847,27
Proyección de energía y potencia [MW] Rebaje Yerua Sur														

En las gráficas siguientes se puede apreciar la evolución de potencia y energía



En base a los datos del modelo mixto podemos hacer una proyección estadística para los años siguientes y vemos que la tasa de crecimiento es 0,1166 MW/año.

Años	P(MW)	S(MVA)	Años	P(MW)	S(MVA)
2015	2,479	2,75444	2026	3,7616	4,17956
2016	2,5956	2,884	2027	3,8782	4,30911
2017	2,7122	3,01356	2028	3,9948	4,43867
2018	2,8288	3,14311	2029	4,1114	4,56822
2019	2,9454	3,27267	2030	4,228	4,69778
2020	3,062	3,40222	2031	4,3446	4,82733
2021	3,1786	3,53178	2032	4,4612	4,95689
2022	3,2952	3,66133	2033	4,5778	5,08644
2023	3,4118	3,79089	2034	4,6944	5,216
2024	3,5284	3,92044	2035	4,811	5,34556
2025	3,645	4,05			

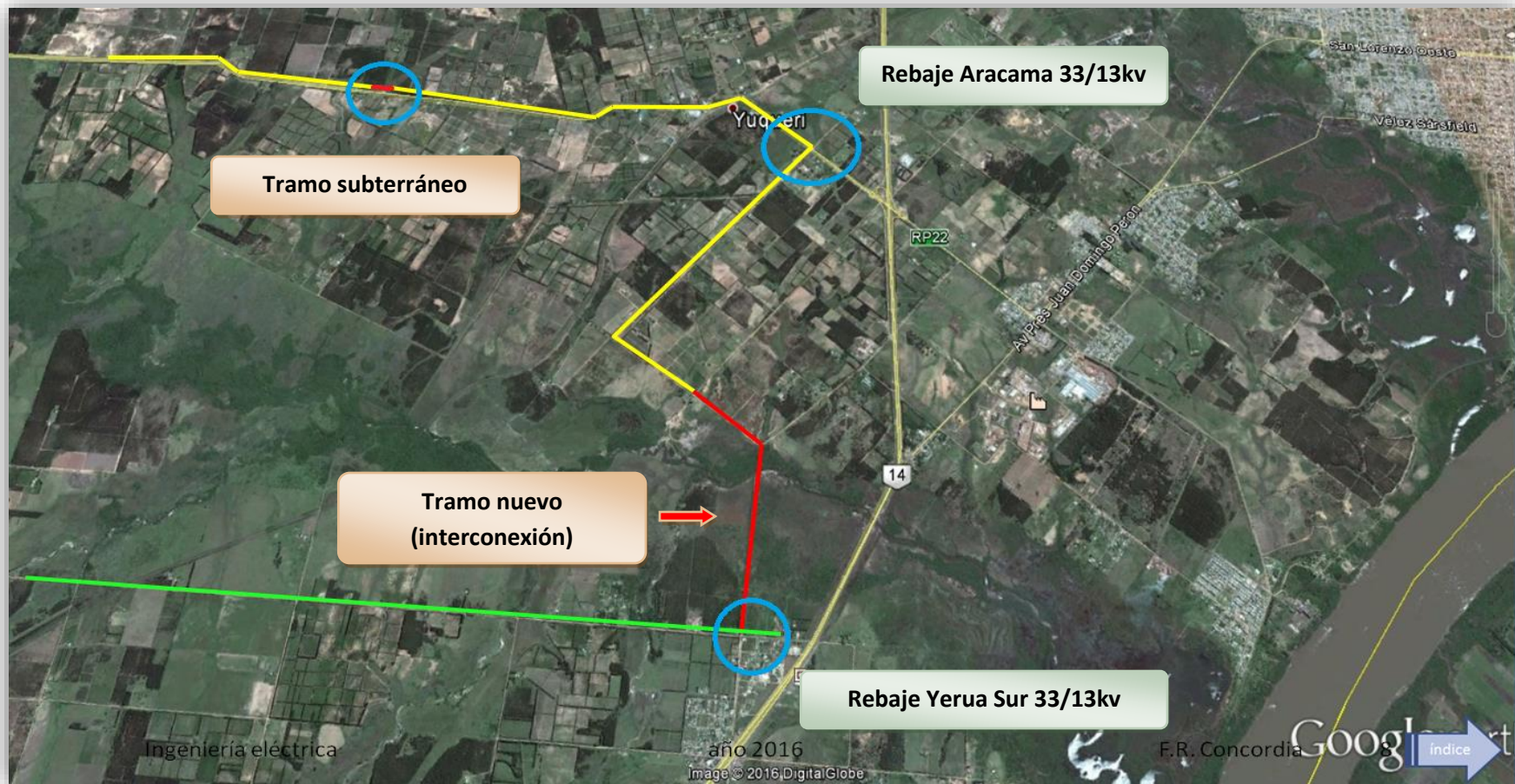
Con estos datos vemos que en 2015 el transformador actualmente instalado se ve superado en su capacidad de potencia (2500 kVA) por lo que se estudia su reemplazo en el Anexo del este trabajo.

10. Descripción del proyecto

Las líneas proyectadas están compuestas por tramos aéreos y uno subterráneo debido a un cruce con una línea de 500 kV, también en la traza nueva se tiene el cruce con el arroyo Yuquerí chico.

26.1. Traza de la línea

Para la ubicación de las obras se tienen en cuenta las especificaciones del inciso 16 de la reglamentación de la AEA Líneas exteriores de media y alta tensión AEA 95301, y se puede ver en la siguiente imagen.



- ✓ El tramo aéreo de la red ARACAMA (amarillo) – Longitud = 11.159,38 m.
- ✓ El tramo subterráneo (rojo) – Longitud = 80 m.
- ✓ Traza nueva (rojo) de interconexión - Longitud = 2.579 m.

11. Análisis FODA

FORTALEZAS

- Recuperación de la Inversión en corto tiempo
- Instalación con elevada vida útil
- Aumento en la capacidad de transporte
- Mayor flexibilidad de maniobras
- Bajos costos de operación
- Mantenimientos mínimos
- Menores tiempos de reposición del servicio

OPORTUNIDADES

- Soporte ante fallas
- Ampliación de las subestaciones de rebaje

DEBILIDADES

- Necesidad de cortes de suministro programados durante las obras
- Limitación en capacidad instalada en subestaciones de rebaje

AMENAZAS

- Incremento de los costos de la obra por demora
- Incremento de los costos en función de la tasa Badlar
- Reducción de la actividad económica de la zona
- Disminución de beneficios tarifarios

12. Planificación de las obras

Las obras ya mencionadas requieren que el servicio deje de prestarse se prevé que sea por el menor tiempo posible por lo que se efectuarán cortes programados.

Inicialmente se realizará el tramo nuevo de interconexión con YERUÁ NORTE y se aprovechará luego la posibilidad de energizar desde allí para poder realizar las obras de ampliación en la estación.

Después se irá construyendo las fundaciones y tendido de la línea aérea. La habilitación del servicio se va realizando de manera progresiva minimizando el corte del servicio.

28.1. Descripción de las actividades

- Definición de la traza, estudio de suelos y planialtimetría
- Construcción de bases de H°S° según proyecto
- Armado de cabezales de estructuras
- Montaje de columnas de H°A°
- Tendido de conductores
- Preparación de zanja tramo subterráneo
- Tendido de cable tapado y nivelado
- Montaje de acometida de subterráneos
- Empalme de línea aérea y subterránea
- Revisión general y puesta en servicio

Teniendo un total aproximado de 111 días hábiles, sin tener en cuenta días de lluvia.

Se detalla el cronograma de cada actividad en el diagrama de Gantt.

Id		Modo de tarea	Nombre de tarea	Duración	Comienzo	Fin
1			Mejoramiento y optimización redes 13,2 kV zona sur de Concordia	110.7 días	mié 02/11/16	vie 21/04/17
2			Inicio	0 días	mié 02/11/16	mié 02/11/16
3			2 Línea nueva interconexión Aracama-Y. norte	54.7 días	mié 02/11/16	mié 25/01/17
4			2.1 Estudios de suelos Planialtimetría	3 días	mié 02/11/16	lun 07/11/16
5			2.2 Construcción de bases	20 días	lun 07/11/16	mié 07/12/16
6			2.3 Montaje de columnas	27 días	jue 17/11/16	mié 28/12/16
7			2.4 Armado de cabezales	25 días	mar 24/11/15	mar 05/01/16
8			2.5 Tendido de conductores	25 días	vie 02/12/16	mar 10/01/17
9			3 Ampliación estación transformadora	5.25 días	mar 10/01/17	mié 18/01/17
10			3.1 Desenergizar, sacar transformador	0.65 días	mar 10/01/17	mié 11/01/17
11			3.2 Preparación y construcción base Para transformador	3.6 días	mié 11/01/17	mar 17/01/17
12			3.3. colocación y puesta en marcha	1 día	mar 17/01/17	mié 18/01/17
13			4 Línea aérea Aracama	44 días	mié 18/01/17	lun 27/03/17
14			4.1 Estudio de suelos y planialtimetría	3 días	mié 18/01/17	lun 23/01/17
15			4.2 Construcción de bases	15 días	lun 23/01/17	mié 15/02/17
16			4.3 Montaje de columnas	22 días	jue 16/02/17	mié 22/03/17
17			4.4 Armado de cabezales	18 días	mar 28/02/17	lun 27/03/17
18			4.5 Tendido de conductores	21.6 días	vie 17/03/17	jue 20/04/17
19			5 Tendido Tramo subterráneo	2.7 días	mar 07/03/17	jue 09/03/17
20			5.1 excavación y preparación	0.5 días	mié 15/03/17	mié 15/03/17
21			5.2 Tendido conductor	0.5 días	mié 15/03/17	jue 16/03/17
22			5.3 Tapado y nivelación	0.25 días	jue 16/03/17	jue 16/03/17
23			5.4 instalación acometida y equipos	0.5 días	jue 16/03/17	jue 16/03/17
24			5.5 Empalme aéreo-subterráneo	0.25 días	jue 16/03/17	vie 17/03/17
25			6 Inspección general y puesta en servicio	1 día	jue 20/04/17	vie 21/04/17

29. Presupuesto

A continuación se adjuntan el presupuesto original de la obra y el correspondiente a la actualización de precio (*solo se expone en este documento los precios correspondiente a un tipo de estructura, el presupuesto completo se encuentra en el excel*).

Materiales utilizados				
2014/2015			2016	
Estructura S			Estructura S	
columna 12R350	\$ 4.634,05		columna 12R350	\$ 6.487,67
Herraje aislador	\$ 195,00		Herraje aislador	\$ 274,95
Ataduras cable	\$ 12,00		Ataduras cable	\$ 16,44
Varilla de protección	\$ 60,00		Varilla de protección	\$ 84,00
Jabalina 5/8" x 3m	\$ 110,00		Jabalina 5/8" x 3m	\$ 156,20
Bloquete PAT	\$ 8,00		Bloquete PAT	\$ 11,20
Cable Ac-Cu	\$ 42,00		Cable Ac-Cu	\$ 57,12
Fundación H°S°	\$ 1.800,00		Fundación H°S°	\$ 2.466,00
		Porcentaje de aumentos		
		columna 12R350	40%	
		Herraje aislador	41%	
		Ataduras cable	37%	
		Varilla de protección	40%	
		Jabalina 5/8" x 3m	42%	
		Bloquete PAT	40%	
		Cable Ac-Cu	36%	
		Fundación H°S°	37%	
		Promedio de aumento	39%	

Equipos/mano de obra/maquinaria			
2014/2015		2016	
Transformador 3500 kVA	\$ 800.000,00	Transformador 3500 kVA	\$ 1.050.000,00
Conductor A. Al 50mm ²	\$ 11,20	Conductor A. Al 50mm ²	\$ 15,68
Cable Al XLPE	\$ 168,00	Cable Al XLPE	\$ 235,20
Aislador LP 15 kV	\$ 484,50	Aislador LP 15 kV	\$ 668,61
Aislador RS 15 kV	\$ 255,59	Aislador RS 15 kV	\$ 352,71
Descargadores 12 kV	\$ 654,00	Descargadores 12 kV	\$ 915,60
Seccionador FAMI 15 kV	\$ 3.042,00	Seccionador FAMI 15 kV	\$ 4.167,54
Excavadora	\$ 690,00	Excavadora	\$ 972,90
Grúa	\$ 690,00	Grúa	\$ 931,50
Mano de obra	\$ 690,00	Mano de obra	\$ 966,00
		Porcentaje de aumentos	
		Transformador 3500 kVA	31%
		Conductor A. Al 50mm ²	40%
		Cable Al XLPE	40%
		Aislador LP 15 kV	38%
		Aislador RS 15 kV	38%
		Descargadores 12 kV	40%
		Seccionador FAMI 15 kV	37%
		Excavadora	41%
		Grúa	35%
		Mano de obra	40%
		Promedio de aumento	38%

Presupuesto total			
2014/2015		2016	
Total	\$ 4.361.758,19	Total	\$ 5.646.837,87
Proyecto y dirección de obra (3%)	\$ 130.852,75	Proyecto y dirección de obra (3%)	\$ 169.405,14
IVA (21%)	\$ 5.436.059,23	IVA (21%)	\$ 7.037.654,03
		Porcentaje de aumentos	
Total		Total	29%
Proyecto y dirección de obra (3%)		Proyecto y dirección de obra (3%)	29%
IVA (21%)		IVA (21%)	29%

(Se considero el dólar a \$15 para los nuevos precios)

2014/2015		2016	
Tarifas			
T1 Residencial		T1 Residencial	
Cargo fijo [\$/mes]	9,19	Cargo fijo [\$/mes]	20,81
Cargo variable por energía [\$/kWh]		Cargo variable por energía [\$/kWh]	
Primeros 100 kWh/mes	0,2629	Primeros 100 kWh/mes	0,6986
Siguientes 100 kWh/mes	0,3621	Siguientes 100 kWh/mes	0,8962
Siguientes 100 kWh/mes	0,6572	Siguientes 100 kWh/mes	1,481
Excedentes de 300 kWh/mes	0,7046	Excedentes de 300 kWh/mes	1,5781
Factor de Actualización Tarifario (FAT)	0,1	Factor de Actualización Tarifario (FAT)	0,1
		Porcentaje de aumentos	

Cargo fijo [\$/mes]	126,44%
Cargo variable por energía [\$/kWh]	
Primeros 100 kWh/mes	165,73%

Siguientes 100 kWh/mes	147,50%
Siguientes 100 kWh/mes	125,35%
Excedentes de 300 kWh/mes	123,97%
Promedio de aumento	137,80%

2014/2015		2016	
Tarifas			
T1 Uso General		T1 Uso General	
Cargo fijo [\$/mes]	17,11	Cargo fijo [\$/mes]	43,85
Cargo variable por energía [\$/kWh]		Cargo variable por energía [\$/kWh]	
Primeros 150 kWh/mes	0,4203	Primeros 150 kWh/mes	0,7586
Siguientes 150 kWh/mes	0,5901	Siguientes 150 kWh/mes	1,275
Excedentes de 300 kWh/mes	0,6991	Excedentes de 300 kWh/mes	1,4922
Factor de Actualización Tarifario (FAT)	0,1	Factor de Actualización Tarifario (FAT)	0,1
		Porcentaje de aumentos	
		Cargo fijo [\$/mes]	156,28%
		Cargo variable por energía [\$/kWh]	
		Primeros 100 kWh/mes	80,49%
		Siguientes 100 kWh/mes	116,07%
		Excedentes de 300 kWh/mes	113,45%
		Promedio de aumento	116,57%

2014/2015	
Tarifa 3 - Grandes Demandas	
Vinculación inferior en baja tensión	
Cargo fijo [\$/mes]	500,43
Capacidad de suministro contratada en horas punta [\$/kW-mes]	39,12
Capacidad de suministro contratada en horas fuera de punta [\$/kW-mes]	32,01
Cargo fijo por potencia adquirida [\$/kW-mes]	3,12
Cargo variable por energía [\$/kWh]	
Período horas restantes	0,1838
Período horas de valle nocturno	0,175
Período horas de punta	0,1983

2016	
Tarifa 3 - Grandes Demandas	
Vinculación inferior en baja tensión	
Cargo fijo [\$/mes]	996,62
Capacidad de suministro en horas punta [\$/kW-mes]	77,9
Cap de suministro en horas fuera de punta [\$/kW-mes]	63,74
Cargo fijo por potencia adquirida [\$/kW-mes]	11,94
Cargo variable por energía [\$/kWh]	
Período horas restantes	0,4452
Período horas de valle nocturno	0,4392
Período horas de punta	0,4505

Porcentaje de aumentos	
Cargo fijo [\$/mes]	99,15%
Cap de sum en hs punta [\$/kW-mes]	99,13%
Cap de sum en hs fuera de punta [\$/kW-mes]	99,13%
Cargo fijo por potencia adquirida [\$/kW-mes]	282,69%
Cargo variable por energía [\$/kWh]	
Período horas restantes	142,22%
Período horas de valle nocturno	150,97%
Período horas de punta	127,18%
Promedio de aumento	139,08%

2014/2015		2016	
Tarifa 4 - Alumbrado Público		Tarifa 4 - Alumbrado Público	
Cargo variable por energía [\$/kWh]	0,5015	Cargo variable por energía [\$/kWh]	1,174
Porcentaje de aumentos			
Cargo variable por energía [\$/kWh]		134,10%	
Promedio de aumento		134,10%	
Promedio GENERAL de aumento eléctrico		134,10%	

14. Riesgos

30.1. Riesgos de mercado

Como riesgo de mercado se tiene en cuenta que el crecimiento de la demanda de energía sea menor al previsto en las hipótesis planteadas. Se tienen en cuenta que el desarrollo de las actividades de los medianos y grandes usuarios considerados influye de manera significativa en las proyecciones de energía y potencia

30.2. Riesgos económicos

Como riesgos económicos se plantea que el crecimiento de la economía no corresponda con lo estimado, aumento de los costos financieros por tasa de interés variable y disminuya el beneficio por venta de energía debido a la regulación del cuadro tarifario.

15. Plan de marketing

31.1. Investigación del mercado

En los últimos años la zona estudiada alcanzó un desarrollo importante debido al crecimiento demográfico y a las actividades agrícolas e industriales. Esto supone un escenario altamente favorable para la región, impulsando su desarrollo y repercutiendo de manera directa en el aumento de la demanda energética. Este desarrollo genera la necesidad de planificar las ampliaciones y mejora en las instalaciones, ya que las actuales no podrán asegurar el suministro continuo a mediano y largo plazo.

Hay que tener en cuenta que el objetivo del proyecto no es generar una ganancia neta, sino satisfacer las necesidades de los asociados actuales y futuros de la región.

31.2. Segmentación

El proyecto se dirige a la pequeña, mediana y gran demanda de energía asegurando el suministro y al mismo tiempo adquiriendo un aumento en la confiabilidad y calidad del servicio prestado.

31.3. Diferenciación

La solución adoptada minimizará los costos de mantenimiento debido a la elevada utilidad de las instalaciones, brindará un servicio con mayor continuidad y menores tiempos de reposición del servicio debido a la posibilidad de anillado de las subestaciones de rebaje.

31.4. Posicionamiento

La ejecución del proyecto permitirá abastecer la demanda de energía durante la vida útil de las instalaciones, cumpliendo con los requisitos de calidad establecidos por el ente regulador (EPRE) y admitiendo el aumento del consumo energético proyectado.

16. Análisis económico y financiero

32.1. Recupero de la inversión

El monto total invertido en el proyecto será recuperado por medio de la energía comercializada en la zona además de ahorros por mantenimiento y un porcentaje de material recuperado de las instalaciones actuales.

32.2. Flujo de fondos

32.2.1. Ingresos

El principal ingreso del proyecto proviene de la venta de energía, este es un ingreso del tipo diferencial, proviene de la diferencia entre la venta de energía prevista con la obra terminada y la venta en el año de inicio del proyecto. Para el cálculo se aplica el cuadro tarifario provincial vigente.

Se tiene en cuenta también el ahorro al evitar el reemplazo de postes de madera actuales

32.2.2. Egresos

Los egresos que se tienen son la inversión inicial la cual se compone de un 25% de capital de la Cooperativa y el 75% restante proviene del préstamo solicitado al banco de inversión y comercio exterior (BICE).

La compra de energía se realiza al mercado mayorista (CMMESA). La compra de energía que es consumida por usuarios exentos del subsidio se cotiza a un valor de 120 \$/MWh.

EL otro egreso son los gastos de operación y mantenimiento, facturación y administración. Cada una de estas actividades se estima como el 1% del beneficio de la venta de energía.

Por último tenemos como egreso el pago del préstamo solicitado. Las características del mismo son:

- Monto financiado: \$ 5.278.241
- Cuotas: 12 semestrales fijas
- Plazo: 6 años
- Sistema de amortización: Alemán
- Tasa de interés: estará compuesta por una tasa fija y una variable. La fija será de 12% TNA mientras que la variable se determina en función de la tasa Badlar.

32.2.3. Flujo de fondos para los distintos escenarios

Escenario pesimista

Balance		0	2016	2017	2018	2019	2020
Ingresos	Venta de Energía		\$ 927.932,61	\$ 1.035.739,20	\$ 1.155.968,74	\$ 1.290.161,60	\$ 1.439.940,19
	Ahorros de mantenimiento		\$ 95.220,00	\$ 119.025,00	\$ 148.781,25	\$ 185.976,56	\$ 232.470,70
	Material Recuperado						
	Préstamo	\$ 5.278.240,52					
	Total de Ingresos	\$ 5.278.240,52	\$ 1.023.152,61	\$ 1.154.764,20	\$ 1.304.749,99	\$ 1.476.138,16	\$ 1.672.410,89
Egresos	Inversión Inicial	\$ 7.037.654,03					
	Compra de Energía		\$ 11.744,37	\$ 11.920,54	\$ 12.099,35	\$ 12.280,84	\$ 12.465,05
	Operación y Mantenimiento		\$ 9.161,88	\$ 10.238,19	\$ 11.438,69	\$ 12.778,81	\$ 14.274,75
	Administración y Facturación		\$ 9.161,88	\$ 10.238,19	\$ 11.438,69	\$ 12.778,81	\$ 14.274,75
	Cuota	0	0	0	1055648,105	1055648,105	1055648,105
	Intereses	0	\$ 721.970,39	\$ 721.970,39	\$ 685.871,87	\$ 541.477,79	\$ 397.083,71
	Total de Egresos	\$ 7.037.654,03	\$ 752.038,52	\$ 754.367,30	\$ 1.776.496,71	\$ 1.634.964,35	\$ 1.493.746,37
Flujo Neto	\$ -1.759.413,51	\$ 271.114,08	\$ 400.396,90	\$ -	\$ -158.826,18	\$ 178.664,52	
Flujo Acumulado	\$ -1.759.413,51	\$ -1.488.299,43	\$ -1.087.902,52	\$ -1.559.649,24	\$ -1.718.475,43	\$ -1.539.810,91	

Año 2017

2021	2022	2023	2024	2025	2026
\$ 1.607.115,45	\$ 1.793.708,86	\$ 2.001.976,84	\$ 2.234.438,14	\$ 2.493.904,28	\$ 2.783.513,63
\$ 290.588,38	\$ 363.235,47	\$ 454.044,34	\$ 567.555,43	\$ 709.444,28	\$ 886.805,36
\$ 1.897.703,83	\$ 2.156.944,33	\$ 2.456.021,19	\$ 2.801.993,57	\$ 3.203.348,56	\$ 3.670.318,98
\$ 12.652,02	\$ 12.841,81	\$ 13.034,43	\$ 13.229,95	\$ 13.428,40	\$ 13.629,82
\$ 15.944,63	\$ 17.808,67	\$ 19.889,42	\$ 22.212,08	\$ 24.804,76	\$ 27.698,84
\$ 15.944,63	\$ 17.808,67	\$ 19.889,42	\$ 22.212,08	\$ 24.804,76	\$ 27.698,84
1055648,105	1055648,105	0	0	0	0
\$ 252.689,64	\$ 108.295,56	\$ - 0,00	\$ - 0,00	\$ - 0,00	\$ - 0,00
\$ 1.352.879,03	\$ 1.212.402,81	\$ 52.813,28	\$ 57.654,11	\$ 63.037,92	\$ 69.027,50
\$ 544.824,80	\$ 944.541,52	\$ 2.403.207,90	\$ 2.744.339,45	\$ 3.140.310,64	\$ 3.601.291,48
\$ -994.986,11	\$ - 50.444,59	\$ 2.352.763,31	\$ 5.097.102,77	\$ 8.237.413,41	\$ 11.838.704,89

TIR	VAN	Crecimiento	P. Retorno
32%	\$ 5.069.304,27	1.5%	8 años

Valores del trabajo original (2014/2015)

TIR	VAN	Crecimiento	P. Retorno
24%	\$ 3.357.576,16	1.5%	10 años

Relacionando estos valores con los del trabajo anterior se observa que a pesar de los incrementos inflacionarios en mano de obra y materiales el incremento en las tarifas tiene un peso mayor, con lo que la empresa recuperaría lo invertido dos años antes.

Si se toma el VAN como termómetro de la rentabilidad de la inversión y teniendo en cuenta que VAN trata de medir si el proyecto de inversión de una empresa aumenta o disminuye el valor de la misma, podemos ver que en este periodo el Valor Actual Neto incremento un 48% lo que refleja un crecimiento importante en el valor de la empresa en este escenario.

Y teniendo en cuenta el TIR, al cual lo podemos interpretar como la máxima tasa de interés a la que un inversionista estaría dispuesto a pedir prestado dinero para financiar el proyecto pagando con los beneficios (flujo neto efectivo) la totalidad del capital y sus intereses sin pérdida de dinero, por lo que un incremento del 29% con respecto al obtenido en el periodo pasado refleja el aumento de la rentabilidad del proyecto.

Escenario intermedio

Balance		0	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Ingresos	Venta de Energía		\$ 1.098.791,84	\$ 1.250.053,73	\$ 1.422.173,31	\$ 1.618.030,16	\$ 1.840.901,77	\$ 2.094.518,55
	Ahorros de mantenimiento		\$ 95.220,00	\$ 119.025,00	\$ 148.781,25	\$ 185.976,56	\$ 232.470,70	\$ 290.588,38
	Material Recuperado							
	Préstamo	\$ 5.278.240,52						
	Total de Ingresos	\$ 5.278.240,52	\$ 1.194.011,84	\$ 1.369.078,73	\$ 1.570.954,56	\$ 1.804.006,72	\$ 2.073.372,48	\$ 2.385.106,93
Egresos	Inversión Inicial	\$ 7.037.654,03						
	Compra de Energía		\$ 27.403,54	\$ 28.362,66	\$ 29.355,35	\$ 30.382,79	\$ 31.446,19	\$ 32.546,80
	Operación y Mantenimiento		\$ 10.713,88	\$ 12.216,91	\$ 13.928,18	\$ 15.876,47	\$ 18.094,56	\$ 20.619,72
	Administración y Facturación		\$ 10.713,88	\$ 12.216,91	\$ 13.928,18	\$ 15.876,47	\$ 18.094,56	\$ 20.619,72
	Cuota	0	0	0	\$ 1055648,105	\$ 1055648,105	\$ 1055648,105	\$ 1055648,105
	Intereses	0	\$ 721.970,39	\$ 721.970,39	\$ 685.871,87	\$ 541.477,79	\$ 397.083,71	\$ 252.689,64
	Total de Egresos	\$ 7.037.654,03	\$ 770.801,69	\$ 774.766,87	\$ 1.798.731,68	\$ 1.659.261,63	\$ 1.520.367,12	\$ 1.382.123,98
Flujo Neto	\$ -1.759.413,51	\$ 423.210,15	\$ 594.311,86	\$ -227.777,13	\$ 144.745,09	\$ 553.005,36	\$ 1.002.982,95	
Flujo Acumulado	\$ -1.759.413,51	\$ -1.336.203,35	\$ -741.891,49	\$ -969.668,62	\$ -824.923,53	\$ -271.918,17	\$ 731.064,78	

Año 2017

2022	2023	2024	2025	2026
\$ 2.383.126,44	\$ 2.711.558,22	\$ 3.085.314,69	\$ 3.510.656,99	\$ 3.994.711,82
\$ 363.235,47	\$ 454.044,34	\$ 567.555,43	\$ 709.444,28	\$ 886.805,36
\$ 2.746.361,91	\$ 3.165.602,56	\$ 3.652.870,11	\$ 4.220.101,27	\$ 4.881.517,17
\$ 33.685,94	\$ 34.864,95	\$ 36.085,22	\$ 37.348,21	\$ 38.655,39
\$ 23.494,40	\$ 26.766,93	\$ 30.492,29	\$ 34.733,09	\$ 39.560,56
\$ 23.494,40	\$ 26.766,93	\$ 30.492,29	\$ 34.733,09	\$ 39.560,56
1055648,105	0	0	0	0
\$ 108.295,56	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00
\$ 1.244.618,42	\$ 88.398,82	\$ 97.069,81	\$ 106.814,38	\$ 117.776,52
\$ 1.501.743,49	\$ 3.077.203,75	\$ 3.555.800,30	\$ 4.113.286,89	\$ 4.763.740,65
\$ 2.232.808,27	\$ 5.310.012,02	\$ 8.865.812,32	\$ 12.979.099,21	\$ 17.742.839,87

TIR	VAN	Crecimiento	P. Retorno
43%	\$ 13.322.696,70	3%	6 años

Valores del trabajo original (2014/2015)

TIR	VAN	Crecimiento	P. Retorno
29%	\$ 5.278.026,26	3%	8 años

Incrementos:

VAN= 152%

TIR= 48%

Escenario optimista

Balance		0	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Ingresos	Venta de Energía		\$ 1.312.214,75	\$ 1.528.463,91	\$ 1.780.452,58	\$ 2.074.097,74	\$ 2.416.297,00	\$ 2.815.091,24
	Ahorros de mantenimiento		\$ 95.220,00	\$ 119.025,00	\$ 148.781,25	\$ 185.976,56	\$ 232.470,70	\$ 290.588,38
	Material Recuperado							
	Préstamo	\$ 5.278.240,52						
	Total de Ingresos	\$ 5.278.240,52	\$ 1.407.434,75	\$ 1.647.488,91	\$ 1.929.233,83	\$ 2.260.074,30	\$ 2.648.767,70	\$ 3.105.679,62
Egresos	Inversión Inicial	\$ 7.037.654,03						
	Compra de Energía		\$ 46.977,49	\$ 49.796,14	\$ 52.783,91	\$ 55.950,94	\$ 59.308,00	\$ 62.866,48
	Operación y Mantenimiento		\$ 12.652,37	\$ 14.786,68	\$ 17.276,69	\$ 20.181,47	\$ 23.569,89	\$ 27.522,25
	Administración y Facturación		\$ 12.652,37	\$ 14.786,68	\$ 17.276,69	\$ 20.181,47	\$ 23.569,89	\$ 27.522,25
	Cuota	0	0	0	\$ 1.055.648,10	\$ 1.055.648,10	\$ 1.055.648,10	\$ 1.055.648,10
	Intereses	0	\$ 766.852,10	\$ 766.852,10	\$ 728.509,50	\$ 575.139,08	\$ 397.083,71	\$ 268.398,24
	Total de Egresos	\$ 7.037.654,03	\$ 839.134,34	\$ 846.221,60	\$ 1.871.494,88	\$ 1.727.101,06	\$ 1.559.179,60	\$ 1.441.957,32
Flujo Neto	\$ -1.759.413,51	\$ 568.300,41	\$ 801.267,31	\$ 57.738,95	\$ 532.973,24	\$ 1.089.588,11	\$ 1.663.722,30	
Flujo Acumulado	\$ -1.759.413,51	\$ -1.191.113,10	\$ 389.845,79	\$ 332.106,84	\$ 200.866,41	\$ 1.290.454,51	\$ 2.954.176,81	

Año 2017

2022	2023	2024	2025	2026
\$ 3.279.854,21	\$ 3.821.513,62	\$ 4.452.808,86	\$ 5.188.591,50	\$ 6.046.175,70
\$ 363.235,47	\$ 454.044,34	\$ 567.555,43	\$ 709.444,28	\$ 886.805,36
\$ 3.643.089,69	\$ 4.275.557,97	\$ 5.020.364,29	\$ 5.898.035,79	\$ 6.932.981,06
\$ 66.638,47	\$ 70.636,78	\$ 74.874,98	\$ 79.367,48	\$ 84.129,53
\$ 32.132,16	\$ 37.508,77	\$ 43.779,34	\$ 51.092,24	\$ 59.620,46
\$ 32.132,16	\$ 37.508,77	\$ 43.779,34	\$ 51.092,24	\$ 59.620,46
\$ 1.055.648,10	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
\$ 115.027,82	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00
\$ 1.301.578,70	\$ 145.654,31	\$ 162.433,66	\$ 181.551,96	\$ 203.370,45
\$ 2.341.510,98	\$ 4.129.903,65	\$ 4.857.930,63	\$ 5.716.483,82	\$ 6.729.610,60
\$ 5.295.687,80	\$ 9.425.591,45	\$ 14.283.522,08	\$ 20.000.005,90	\$ 26.729.616,50

TIR	VAN	Crecimiento	P. Retorno
53%	\$ 19.146.590,01	6%	4 años

Valores del trabajo original (2014/2015)

TIR	VAN	Crecimiento	P. Retorno
35%	\$ 8.668.068,51	6%	6 años

Incrementos:

VAN= 152%

TIR= 48%

32.3. Rentabilidad de la inversión

De acuerdo a los valores obtenidos en los indicadores económicos el proyecto resulta rentable para los tres escenarios. En los tres casos, la tasa interna de retorno resulta positiva por encima de la tasa de descuento y los valores del VAN también arrojan valores favorables, por lo que se asegura el recupero de la inversión antes del plazo de vida útil del proyecto. Obviamente los mayores beneficios se dan en el escenario optimista ya que como se ve en la tabla siguiente se obtiene un elevado VAN, lo que nos da como resultado una TIR elevada al final de la vida útil del proyecto.

	Escenario pesimista	Escenario intermedio	Escenario optimista
Período de repago	8 años	6 años	4 años
VAN	\$ 5.069.304,27	\$ 13.322.696,70	\$ 19.146.590,01
TIR	32%	43%	53%

33. Conclusiones**17.1 Financieras/económicas**

Con la actualización tarifaria el proyecto se ha hecho mucho más rentable que en los meses anteriores. El aumento de materiales también es muy significativo lo que obligara a los inversores a aportar más dinero (30%) pero esta inversión no será recuperada dos años antes que en los cálculos originales.

17.2 Técnicas

Con la puesta en marcha de estas instalaciones se logrará un significativo aumento en la distribución de energía eléctrica, mediante una inversión que es fácilmente recuperable, aun considerando tasas de crecimientos desfavorables.

La empresa a cargo de la distribución contará con un sistema confiable debido a la capacidad de interconexiones posibles lo que generará un impacto positivo en las actividades que se desarrollan en la zona estudiada.

ANEXO 1

Flujo de fondo de fondos teniendo en cuenta la repotenciación del Rebaje de Yerua Sur

Escenario pesimista

Balance		0	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Ingresos	Venta de Energía		\$ 927.932,61	\$ 1.035.739,20	\$ 1.155.968,74	\$ 1.290.161,60	\$ 1.439.940,19	\$ 1.607.115,45
	Ahorros de mantenimiento		\$ 95.220,00	\$ 119.025,00	\$ 148.781,25	\$ 185.976,56	\$ 232.470,70	\$ 290.588,38
	Material Recuperado							
	Préstamo	\$ 6.283.256,84						
	Total de Ingresos	\$ 6.283.256,84	\$ 1.023.152,61	\$ 1.154.764,20	\$ 1.304.749,99	\$ 1.476.138,16	\$ 1.672.410,89	\$ 1.897.703,83
Egresos	Inversión Inicial	\$ 8.377.675,79						
	Compra de Energía		\$ 11.744,37	\$ 11.920,54	\$ 12.099,35	\$ 12.280,84	\$ 12.465,05	\$ 12.652,02
	Operación y Mantenimiento		\$ 9.161,88	\$ 10.238,19	\$ 11.438,69	\$ 12.778,81	\$ 14.274,75	\$ 15.944,63
	Administración y Facturación		\$ 9.161,88	\$ 10.238,19	\$ 11.438,69	\$ 12.778,81	\$ 14.274,75	\$ 15.944,63
	Cuota	0	0	0	1256651,369	1256651,369	1256651,369	1256651,369
	Intereses	0	\$ 766.852,10	\$ 766.852,10	\$ 728.509,50	\$ 575.139,08	\$ 397.083,71	\$ 268.398,24
	Total de Egresos	\$ 8.377.675,79	\$ 796.920,24	\$ 799.249,01	\$ 2.020.137,60	\$ 1.869.628,90	\$ 1.694.749,63	\$ 1.569.590,90
Flujo Neto	\$ -2.094.418,95	\$ 226.232,37	\$ 355.515,19	\$ -715.387,62	\$ -393.490,73	\$ -22.338,75	\$ 328.112,93	
Flujo Acumulado	\$ -2.094.418,95	\$ -1.868.186,58	\$ -1.512.671,39	\$ -2.228.059,01	\$ -2.621.549,74	\$ -2.643.888,49	\$ -2.315.775,56	

2022	2023	2024	2025	2026
\$ 1.793.708,86	\$ 2.001.976,84	\$ 2.234.438,14	\$ 2.493.904,28	\$ 2.783.513,63
\$ 363.235,47	\$ 454.044,34	\$ 567.555,43	\$ 709.444,28	\$ 886.805,36
\$ 2.156.944,33	\$ 2.456.021,19	\$ 2.801.993,57	\$ 3.203.348,56	\$ 3.670.318,98
\$ 12.841,81	\$ 13.034,43	\$ 13.229,95	\$ 13.428,40	\$ 13.629,82
\$ 17.808,67	\$ 19.889,42	\$ 22.212,08	\$ 24.804,76	\$ 27.698,84
\$ 17.808,67	\$ 19.889,42	\$ 22.212,08	\$ 24.804,76	\$ 27.698,84
1256651,369	0	0	0	0
\$ 115.027,82	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
\$ 1.420.138,33	\$ 52.813,28	\$ 57.654,11	\$ 63.037,92	\$ 69.027,50
\$ 736.806,00	\$ 2.403.207,90	\$ 2.744.339,45	\$ 3.140.310,64	\$ 3.601.291,48
\$ -1.578.969,56	\$ 824.238,35	\$ 3.568.577,80	\$ 6.708.888,45	\$ 10.310.179,93

TIR	VAN	Crecimiento	P. Retorno
27%	\$ 4.233.479,41	1.5	8 años

Escenario intermedio

Balance		0	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Ingresos	Venta de Energía		\$ 1.098.791,84	\$ 1.250.053,73	\$ 1.422.173,31	\$ 1.618.030,16	\$ 1.840.901,77	\$ 2.094.518,55
	Ahorros de mantenimiento		\$ 95.220,00	\$ 119.025,00	\$ 148.781,25	\$ 185.976,56	\$ 232.470,70	\$ 290.588,38
	Material Recuperado							
	Préstamo	\$ 6.283.256,84						
	Total de Ingresos	\$ 6.283.256,84	\$ 1.194.011,84	\$ 1.369.078,73	\$ 1.570.954,56	\$ 1.804.006,72	\$ 2.073.372,48	\$ 2.385.106,93
Egresos	Inversión Inicial	\$ 8.377.675,79						
	Compra de Energía		\$ 27.403,54	\$ 28.362,66	\$ 29.355,35	\$ 30.382,79	\$ 31.446,19	\$ 32.546,80
	Operación y Mantenimiento		\$ 10.713,88	\$ 12.216,91	\$ 13.928,18	\$ 15.876,47	\$ 18.094,56	\$ 20.619,72
	Administración y Facturación		\$ 10.713,88	\$ 12.216,91	\$ 13.928,18	\$ 15.876,47	\$ 18.094,56	\$ 20.619,72
	Cuota	0	0	0	1256651,369	1256651,369	1256651,369	1256651,369
	Intereses	0	\$ 721.970,39	\$ 721.970,39	\$ 685.871,87	\$ 541.477,79	\$ 397.083,71	\$ 252.689,64
	Total de Egresos	\$ 8.377.675,79	\$ 770.801,69	\$ 774.766,87	\$ 1.999.734,95	\$ 1.860.264,90	\$ 1.721.370,38	\$ 1.583.127,24
Flujo Neto		\$ -2.094.418,95	\$ 423.210,15	\$ 594.311,86	\$ -428.780,39	\$ -56.258,17	\$ 352.002,10	\$ 801.979,68
Flujo Acumulado		\$ -2.094.418,95	\$ -1.671.208,79	\$ -1.076.896,93	\$ -1.505.677,33	\$ -1.561.935,50	\$ -1.209.933,40	\$ -407.953,72

Año 2017

2022	2023	2024	2025	2026
\$2.383.126,44	\$ 2.711.558,22	\$ 3.085.314,69	\$ 3.510.656,99	\$ 3.994.711,82
\$363.235,47	\$ 454.044,34	\$ 567.555,43	\$ 709.444,28	\$ 886.805,36
\$ 2.746.361,91	\$ 3.165.602,56	\$ 3.652.870,11	\$ 4.220.101,27	\$ 4.881.517,17
\$ 33.685,94	\$ 34.864,95	\$ 36.085,22	\$ 37.348,21	\$ 38.655,39
\$ 23.494,40	\$ 26.766,93	\$ 30.492,29	\$ 34.733,09	\$ 39.560,56
\$ 23.494,40	\$ 26.766,93	\$ 30.492,29	\$ 34.733,09	\$ 39.560,56
1256651,369	0	0	0	0
\$108.295,56	\$ 0,00 -	\$ 0,00 -	\$ 0,00 -	\$ 0,00 -
\$ 1.445.621,68	\$ 88.398,82	\$ 97.069,81	\$ 106.814,38	\$ 117.776,52
\$1.300.740,23	\$ 3.077.203,75	\$ 3.555.800,30	\$ 4.113.286,89	\$ 4.763.740,65
\$892.786,51	\$ 3.969.990,26	\$ 7.525.790,56	\$ 11.639.077,45	\$ 16.402.818,11

TIR	VAN	Crecimiento	P. Retorno
38%	\$ 12.588.357,05	3	7 años

Escenario optimista

Balance		0	2016	2017	2018	2019	2020
Ingresos	Venta de Energía		\$ 1.312.214,75	\$ 1.528.463,91	\$ 1.780.452,58	\$ 2.074.097,74	\$ 2.416.297,00
	Ahorros de mantenimiento		\$ 95.220,00	\$ 119.025,00	\$ 148.781,25	\$ 185.976,56	\$ 232.470,70
	Material Recuperado						
	Préstamo	\$ 6.283.256,84					
	Total de Ingresos	\$ 6.283.256,84	\$ 1.407.434,75	\$ 1.647.488,91	\$ 1.929.233,83	\$ 2.260.074,30	\$ 2.648.767,70
Egresos	Inversión Inicial	\$ 8.377.675,79					
	Compra de Energía		\$ 46.977,49	\$ 49.796,14	\$ 52.783,91	\$ 55.950,94	\$ 59.308,00
	Operación y Mantenimiento		\$ 12.652,37	\$ 14.786,68	\$ 17.276,69	\$ 20.181,47	\$ 23.569,89
	Administración y Facturación		\$ 12.652,37	\$ 14.786,68	\$ 17.276,69	\$ 20.181,47	\$ 23.569,89
	Cuota	0	0	0	\$ 1.256.651,37	\$ 1.256.651,37	\$ 1.256.651,37
	Intereses	0	\$ 766.852,10	\$ 766.852,10	\$ 728.509,50	\$ 575.139,08	\$ 397.083,71
	Total de Egresos	\$ 8.377.675,79	\$ 839.134,34	\$ 846.221,60	\$ 2.072.498,15	\$ 1.928.104,32	\$ 1.760.182,86
Flujo Neto	\$ -2.094.418,95	\$ 568.300,41	\$ 801.267,31	\$ 143.264,32	\$ 331.969,98	\$ 888.584,84	
Flujo Acumulado	\$ -2.094.418,95	\$ -1.526.118,54	\$ 724.851,23	\$ 868.115,54	\$ 536.145,56	\$ 352.439,28	

TIR	VAN	Crecimiento	P. Retorno
47%	\$ 18.412.250,36	6%	5 años

Rentabilidad de la inversión

Para la repotenciación del rebaje de Yerua Sur a la inversión se le tendrían que agregar aproximadamente \$2.188.488, siendo el total del presupuesto de:

Presupuesto	
Total	\$ 6.722.037,87
Proyecto y dirección de obra (3%)	\$ 201.661,14
IVA (21%)	\$ 8.377.675,79

Periodos de repago:

	Escenario pesimista	Escenario intermedio	Escenario optimista
Período de repago	8 años	6 años	4 años
VAN	\$ 4.233.479,41	\$ 12.588.357,05	\$ 18.412.250,36
TIR	27%	38%	47%

La cantidad de días trabajados se aumentaría a 116 días hábiles sin tener en cuenta días de lluvia.

Anexo 2

Plan de contingencia llevado a cabo por la Cooperativa Eléctrica de Concordia

SET ARACAMA

Como se observó en el estudio, tanto la SET Aracama como la SET Yerua Sur han llegado a su potencia nominal.

Más allá de lo calculado y planteado en este trabajo la empresa a cargo de la distribución y suministro de energía eléctrica ha tomado medidas correctivas para continuar entregando un servicio de calidad.

Según nuestros cálculos la SET Aracama estaría llegar a su potencia nominal en 2016, lo planteado en este proyecto fue el reemplazo del transformador de 2000kVA por uno de 3500kVA, pero la empresa lo reemplazo por uno de 2500kVA. Este es de un valor menor al dimensionado, y se argumentó que esto se debe a que la zona de influencia ha reflejado una merma en el crecimiento tanto económico como demográfico, manteniendo un consumo constante y sostenible en el tiempo.

El transformador se encontraba en pleno funcionamiento en la SET Yerua Sur, esta obra se llevó a cabo en marzo de 2016.

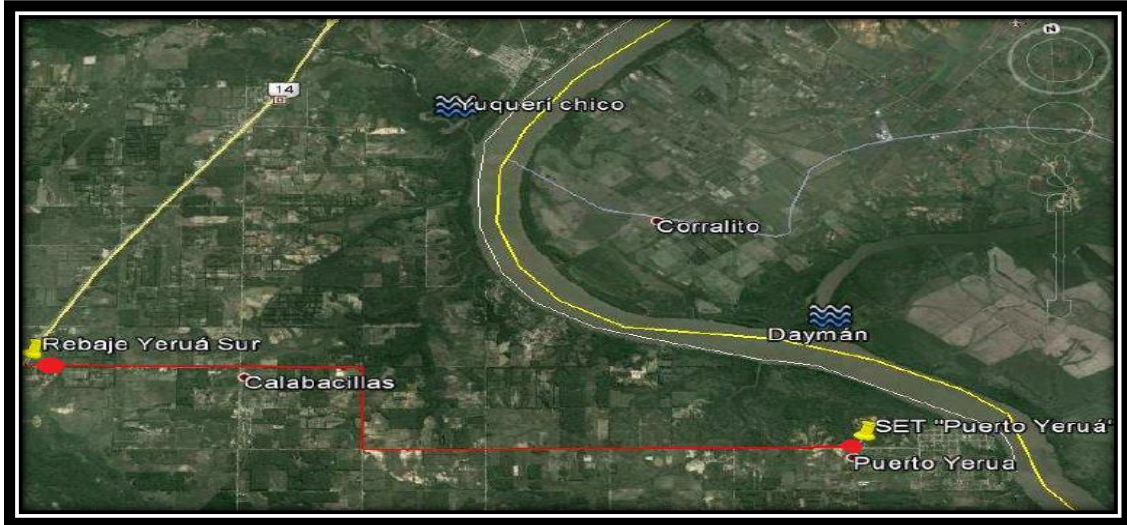
SET YERUA SUR

Para esta SET habíamos calculado anteriormente que en el año 2015 llego a su máxima capacidad, esto es coincidente con lo realizado por la empresa que en diciembre de 2015 llevo a cabo el reemplazo de este artefacto por uno de 5000kVA. Esta medida se decido ya que debido a la gran demanda y a las elevadas caídas de tensión registradas se tuvo que optar entre dos opciones para superar este inconveniente.

Las principales demandas a abastecer en el corto y largo plazo, son básicamente una gran cantera de piedras ubicada en la zona, y algunos aserraderos que han crecido en los últimos años, lo que trae aparejado un incremento de energía a consumir.

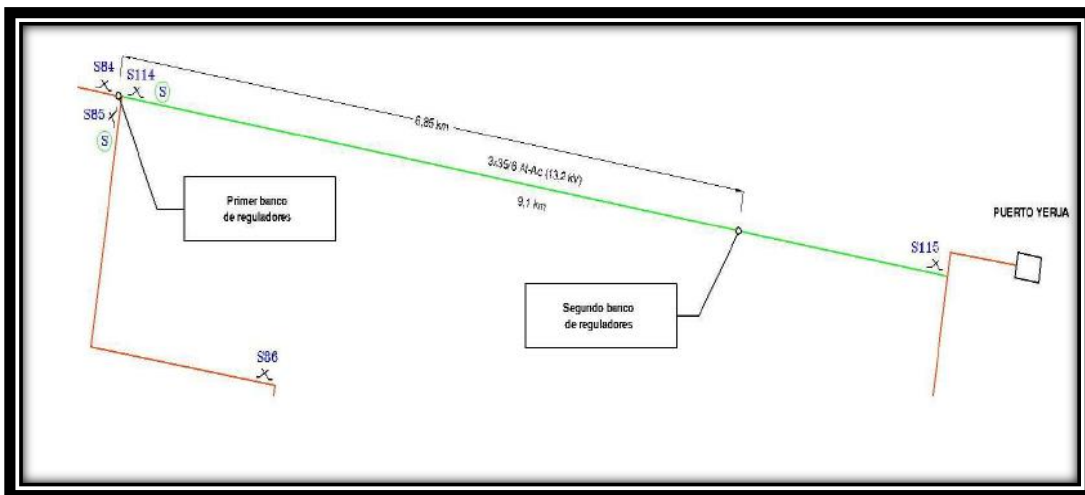
Como *primera opción* se evaluó la instalación de una estación de rebaje en Puerto Yerua, conservando el transformador de 2500 kVA en la SET Yerua Sur, pero esta decisión implicaba una gran inversión tanto civil como eléctrica ya que previamente se tenía que realizar el tendido de una línea de 33kV para que alimentase a esta.

La traza de la línea nueva seria la siguiente:



Como se mencionó anteriormente uno de las grandes dificultades que enfrentaba la empresa a la hora de presentar un servicio de calidad eran las grandes caídas de tensión en la zona de Puerto Yerua, esto se solucionó parcialmente con la instalación de dos bancos reguladores Automáticos de Tensión (R.A.T.) intercalados en la extensión de la línea entre la Subestación Transformadora de Rebaje Rural "Yerua Sur" y la Localidad en Puerto Yerua.

Ubicación de los bancos reguladores



Año 2017

Estos reguladores al finales de 2015 también se encontraban en su límite operativo, por lo que la empresa se vio obligada no entregar más potencia de la que podía limitándola a los grandes consumidores.

Como se mencionó la construcción era demasiada costosa teniendo en cuenta la situación económica del país y de la cooperativa, por lo que la empresa opto por tomar las siguientes medidas:

- Repotenciación de la SET Yerua Sur, reemplazando el trasformador de 2500 kVA por uno de 5000 kVA.
- Tendido de una línea de 33 kV proveniente de la la SET Yerua Sur hasta el seccionador S114 pero con una tensión de 13,2 kV. *Esto se realizó previendo a futuro la instalación antes mencionada.*



Año 2017

- Para este trabajo se utilizaron postes de Hº Aº y conductores de 70mm²
- El tendido de 33kV es de aproximadamente 8km
-

Beneficios obtenidos:

Aracama

- Costo menor para la repotenciación de la SET
- Mayor capacidad enfrentar aumentos de consumo y poblacional en el caso que comience nuevamente a esta zona a ser explotada

Yerua Sur

- Menores caídas de tensión
- Aumento en la capacidad de transporte.
- Se desconectó uno de los RAT, ya que no es útil con esta disposición
- Posibilidad de ampliación de la red de 33kV para futura SET en Puerto Yerua

Biografía

“Estudio de la demanda de energía eléctrica en el sistema de distribución de la Coop. Eléctrica y O. S. de Cdia. Ltda.”

Cuadro tarifario EPRE 2016

Resolución secretaría de energía 77/98

Apuntes de clases cátedra “proyecto final”

www.epre.gov.ar