

UNIVERSIDAD CENTRAL “MARTA ABREU” DE LAS VILLAS

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA.

DEPARTAMENTO DE ELECTROENERGÉTICA.



TRABAJO DE DIPLOMA

Distribución primaria en la ciudad de Cienfuegos.

Autor: Vladimir Sousa Santos

Tutor: M. SC. Roberto Ripoll Salcines

Santa Clara

2004

"Año del 45 Aniversario del Triunfo de la Revolución"



Hago constar que el presente trabajo de diploma fue realizado en la Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas como parte de la culminación de estudios de la especialidad de eléctrica autorizando a que el mismo sea utilizado por la Institución para los fines que estime conveniente, tanto de forma parcial como total y que además no podrá ser presentado en eventos ni publicado sin autorización de la Universidad.

Firma del Autor


Los abajo firmantes certificamos que el presente trabajo ha sido realizado según acuerdos de la dirección de nuestro centro y el mismo cumple con los requisitos que debe tener un trabajo de esta envergadura referido a la temática señalada.

Firma del Autor

Firma del Jefe de Departamento
donde se defiende el trabajo

Firma del Responsable de
Información Científico-Técnica

PENSAMIENTO

A scroll-shaped frame with a black outline and a light gray shadow on the left side, containing text. The top and bottom edges of the scroll are rounded and slightly curved, giving it the appearance of a rolled-up document.

*A las estrellas
no se llega por
caminos llanos*

José Martí

DEDICATORIA

*A mis amigos y al tesoro mas grande que me ha dado la
vida, mi familia.*

AGRADECIMIENTOS

A los profesores que me dieron la instrucción, a Eydel que me enseñó a pensar, a los trabajadores de la empresa eléctrica que brindaron su ayuda, al profesor Jorge Mier García, a Ariel y a Yorki sin los cuales nunca hubiera terminado.

Santa Clara. Julio. 2004.

TAREA TÉCNICA

1. Revisión de trabajos realizados referidos al tema.
2. Familiarización con la red de distribución de la ciudad de Cienfuegos: Calibre de conductores, transformadores de distribución secundaria y primaria, posibles pasos de futuros alimentadores.
3. Dibujo en un plano de la red perteneciente a la ciudad de Cienfuegos con la ayuda del Sistema para la Observabilidad de las Redes Eléctricas (SORE) programa usado por el despacho de la Empresa eléctrica de Cienfuegos.
4. Actualización de los datos secundarios de las redes.
5. Actualización de las características de las cargas y subestaciones de distribución secundaria.
6. Implementación de los datos y curvas de las cargas en el programa que usaremos, el Radial.
7. Planificación, ejecución y procesamiento de datos de la variante 1.
8. Planificación, ejecución y procesamiento de datos de la variante 2.
9. Valoración técnica, económica, de viabilidad de llevar a cabo la variante y de fiabilidad.
10. Conclusión sobre la variante a escoger.

Firma del Autor

Firma del tutor

RESUMEN

El siguiente trabajo surge como una necesidad de la red de distribución primaria de la ciudad de Cienfuegos de operar completa a 13 kV, convirtiendo así a aquellos circuitos que aún lo hacen a 4 kV, debido al enorme ahorro de energía que significará este cambio, a la escasez en el mercado de los dispositivos que constituyen los sistemas de distribución a 4.16 kV y la imposibilidad de los circuitos de nuestra ciudad de asimilar las nuevas cargas previstas a este nivel. El objetivo que se persigue es satisfacer esa necesidad pero con la aplicación de una nueva concepción, que consiste en prevalecer el criterio de la fiabilidad sobre el de la valoración técnica- económica que en este caso se verá mediante la aplicación de dos variantes. La primera consistirá en transformar las actuales subestaciones en puntos de seccionamientos, mientras que en la segunda surgirán nuevos circuitos que serán alimentados desde las nuevas subestaciones las cuales irán tomando cargas paulatinamente de los actuales circuitos permitiendo la conversión progresiva de los que aún lo hacen a 4.16 kV. Se obtuvo como resultado que la variante 1 cumplía las mejores condiciones técnicas-económicas sin embargo fue seleccionada la segunda variante pues era más confiable.

TABLA DE CONTENIDOS

INTRODUCCIÓN.....	10
CAPÍTULO 1. SITUACIÓN ACTUAL DE LA RED DE LA CIUDAD DE CIENFUEGOS, HERRAMIENTA FUNDAMENTAL QUE PERMITIRÁ SU MEJORA 14	
1.1 Situación actual de la red de la ciudad de Cienfuegos.....	14
1.1.1 Problemas fundamentales que se presentan en la actualidad.....	15
1.1.2 Comportamiento de las fallas en las redes de 4.16 kV.	15
1.1.3 Comportamiento de las fallas en las redes de 13.8 kV.	16
1.2 Herramienta fundamental con que se ejecutará el estudio que permitirá mejorar la situación actual de la red de distribución primaria de la ciudad de Cienfuegos.	17
1.2.1 Método para determinar las pérdidas de energía anuales con el RADIAL.....	18
1.2.2 Estimación del crecimiento vegetativo.	19
1.2.3 Leyenda de abreviaturas más usadas.	20
CAPÍTULO 2. ESTUDIO DE LA VARIANTE 1.	20
2.1 Variante uno.....	21
2.2 Primera fase.....	21
2.2.1 Etapa 1	22
2.2.2 Etapa 2	23
2.2.3 Etapa 3	24
2.2.4 Etapa 4	25
2.2.5 Etapa 5	27
2.2.6 Etapa 6	28
2.3 Segunda fase.....	30
2.3.1 Etapa 7	30
2.3.2 Etapa 8	31

CAPÍTULO 3. ESTUDIO DE LA VARIANTE 2	34
3.1 Variante 2	34
3.2 Primera fase.....	34
3.2.1 Etapa 1	34
3.2.2 Etapa 2	35
3.2.3 Etapa 3	37
3.2.4 Etapa 4.	38
3.2.5 Etapa 5.	39
3.2.6 Etapa 6	41
3.3 Segunda Fase.....	43
3.3.1 Etapa 7	43
3.3.2 Etapa 8.	44
CAPITULO 4: COMPARACIÓN MEDIANTE EL ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS DE LAS DOS VARIANTES.....	47
4.1 Análisis técnico.	47
4.2 Análisis económico aproximado.	50
4.3 Análisis sobre posibilidad de llevar a vías de hecho cada variante según características propias de la ciudad y situación económica actual.....	54
4.4 Análisis de fiabilidad.....	55
CONCLUSIONES.....	56
RECOMENDACIONES	57
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.	58

INTRODUCCIÓN

La red de distribución en cualquier sistema eléctrico debe ser diseñada a partir de las características de su razón de ser, el consumidor. Para esto se requiere de parámetros tales como los niveles de demanda, el factor de carga, las características de los consumidores y el nivel permisible de afectación al servicio, con lo cual se definirá el tamaño y ubicación de la subestaciones que le servirán de alimentación.

En la actualidad el factor fundamental que rige cualquier diseño de un sistema de distribución lo constituye la confiabilidad que no es más que el hecho de minimizar las afectaciones del servicio al consumidor, es por esto que la elaboración de este conlleva las siguientes premisas:

- Valores permisibles de afectación al consumidor (en número y duración) debido al fallo de los diferentes componentes del sistema.
- Variaciones permisibles de la tensión de servicio en el punto de entrega al consumidor tanto en condiciones normales como de emergencia.

Lo anteriormente expuesto ha traído consigo el aumento considerable de los costos de distribución respecto a los costos totales del sistema eléctrico general, lo cual es demostrado por estudios realizados que han arrojado como resultado que los costos de inversiones en el sistema de distribución han aumentado de un 15,8 % a un 35,1 % respecto a los costos totales de inversión en el sector eléctrico en sólo 10 años, incluso a la hora de determinar el tamaño de un conductor y la carga máxima de un circuito lo más importante es tener en cuenta la cantidad de consumidores que puede quedar sin servicio al ocurrir una falla y no las pérdidas de energía o la caída de voltajes, criterios esto que hasta hace muy poco tiempo constituían el factor fundamental.

Otro aspecto a considerar en los diseños de redes de distribución primaria es la preparación de dicho sistema para el crecimiento vegetativo de las cargas que se produce de un año a otro lo cual exige el aumento de su capacidad. Para lograr lo anterior se cuenta con un grupo de estrategias tales como:

- Instalación de alimentadores adicionales en combinación con la configuración de la red de distribución existente.
- Completamiento de conductores de fase en los primarios laterales con una o dos fases.
- Incremento del nivel de voltaje manteniendo los conductores existentes.
- Diseñar la red de distribución aérea con la mayor cantidad posible de elementos correspondientes al nivel de voltaje superior, de forma que su conversión futura requiera solamente de la sustitución del aislamiento, los elementos de seccionalización, protección y los transformadores

Cualquiera de estas medidas, principalmente la última, pudiera constituir una solución viable, lo que sí se debe evitar a toda costa es la sustitución de los conductores existentes por uno de mayor capacidad pues resulta un proceso muy costoso y difícil.

Un aspecto muy común en el sistema de distribución lo constituye la conversión a un voltaje superior, lo cual constituye muchas veces una necesidad de cualquier red, ya sea porque el estado de su carga así lo requiera, porque se pronostique un desarrollo vertiginoso de una ciudad o área determinada, o simplemente porque se quiera lograr la disminución de pérdidas que este proceso trae consigo. Estos programas requieren de una especial planificación de forma que su ritmo de conversión debe ser lo suficientemente rápido como para evitar la necesidad de compra de equipos al nivel de voltaje que va a ser reemplazado y al mismo tiempo lo suficientemente lento como para permitir la reutilización de los equipos que se retiran a medida que avanza el programa de conversión.

Como resumen de esta breve panorámica con que se ha reflejado la política que rige en la actualidad los diseños de sistemas de distribución primaria se puede decir que los conceptos de evaluación de daños, de los costos de confiabilidad y otros similares han quedado sustituidos por los índices de calidad del servicio desde el punto de vista del consumidor, entendiéndose por ello las garantías, y no las restricciones, que se brindará a los clientes en cuanto al servicio eléctrico, los demás criterios quedan subordinados a dicho principio y esto sin lugar a dudas ha constituido una verdadera revolución en el campo de la planificación de los sistemas de distribución.(UNE,2004)

El trabajo que a continuación se presenta tendrá como premisa lo anteriormente expuesto y consiste en el estudio minucioso de los circuitos de distribución primaria perteneciente a la ciudad de Cienfuegos y analizar la factibilidad de su operación total a 13.8 kV desde subestaciones (110/13.8) kV convirtiéndose aquellos que aún lo hacen a 4.16kV. Este objetivo constituye en la actualidad una prioridad de la Unión Nacional Eléctrica (UNE) debido al enorme ahorro de energía que se producirá tanto por el aumento del voltaje de operación (Casas Fernández, Leonardo.1973), así como por el hecho de que se producirá el cambio de voltaje desde niveles de transmisión a distribución primaria directamente sin pasar por el nivel de subtransmisión con solo dos transformadores lo cual evitaría las pérdidas de los numerosos transformadores que implica la transferencia del nivel de transmisión a subtransmisión y de este último al nivel de distribución, se solucionaría el problema de que los dispositivos que constituyen los sistemas de distribución a 4.16 kV están desapareciendo del mercado y además se podrá instalar nuevas cargas que están previstas y que sin embargo en la actualidad nuestra ciudad no permiten su asimilación al nivel de 4 kV.

En el trabajo se expondrán dos variantes que se desarrollarán en dos fases. Durante la primera fase la fuente de energía de la red de distribución primaria será la subestación de Junco Sur ubicada en la periferia este de la ciudad cuyo transformador será de (110/13) kV con 25 MV.A de capacidad, mientras que en la segunda se contemplará el servicio de otra subestación con igual característica que servirá de apoyo indispensable a la primera y cuya ubicación será al norte.(Hernández Alberola, Armando,2003) La variante 1 para la conversión consistirá en transformar las subestaciones existentes en estos momentos en puntos de seccionamientos que serán alimentados mediante expresos, quedando la carga concentrada, y la actual estructura de los circuitos invariable mientras que en la segunda esta estructura si cambiará pues se irá transfiriendo carga paulatinamente hacia los nuevos circuitos que serán creados con el objetivo de lograr la total conversión, en este caso la carga quedará distribuida.

Lo explicado anteriormente se desarrollará en cuatro capítulos. En el primero se brindará una panorámica general de la situación actual de los circuitos así como de la

herramienta y métodos que se aplicarán para lograr su mejoramiento, en el segundo y tercer capítulo se expondrán la variante 1 y 2 respectivamente a través del análisis detallado de la evolución y repercusión de cada una de las ocho etapas que componen dichas variantes, mientras que el cuarto y último capítulo permitirá definir cual de las dos variantes resulta mejor a través de un análisis técnico- económico, teniendo en cuenta que se obtiene un satisfactorio resultado técnico cuando se disminuyen las perdidas de energía y potencia, cuando la cargabilidad sea apropiada y cuando se logre siempre en cada nodo un buen nivel de voltaje, cuyo rango permisible se encuentra en el anexo 1, mientras que la variante que cumpla los requisitos antes expuestos es satisfactoriamente económica cuando su inversión se pague en un número razonable de años, la variante a escoger tendrá que cumplir los requisitos antes expuestos pero el elemento definitivo será la confiabilidad.

CAPÍTULO 1. SITUACIÓN ACTUAL DE LA RED DE LA CIUDAD DE CIENFUEGOS, HERRAMIENTA FUNDAMENTAL QUE PERMITIRÁ SU MEJORA

1.1 Situación actual de la red de la ciudad de Cienfuegos.

La ciudad de Cienfuegos se alimenta por las líneas de 34.5 kV (interruptor 1610 y 1615) que salen de la subestación de 110/34.5 kV ubicada en la termoeléctrica Carlos Manuel de Céspedes, esta subestación presenta 2 transformadores de 25 MVA de los cuales también se alimentan 4 interruptores más (salidas rurales y enlace con otras barras).

La red de la Ciudad de Cienfuegos consta de 8 subestaciones que alimentan a un total de 19 circuitos cuyos datos son los siguientes:

año 0										
SUB	#TRANSF	KVA inst	kV	circuitos	kV.A dem	kW dem	kvar dem	f.p	f.c	L (km)
Junco Sur	1	8000	14	76,19,69	5112.92	4623	2184	0.95	0.73	34.757
Plaza	1	4000	14	16,20	2194.48	1962	983	0.89	0.8	9.929
Hospital	1	2500	14	64	931.24	840	402	0.9	0.63	2.959
Cfgos 4kV	2	4000+4000	4.33	1,2,3,4,5.	5231.70	4413	2810	0.9	0.8	22.16
Reina	1	4000	4.33	65,66	2675.39	2298	1370	0.91	0.78	10.251
San Lázaro	2	4000+2500	4.33	79,80,81	4394.01	3836	2143	0.96	0.77	11.689
Pastorita	1	2500	4.33	7,67	2916.90	2423	1624	0.86	0.74	24.871
Zona ind	1	1600+1600	14	13	2742.27	2349	1415	0.91	0.74	11.586
total	10	40300		19circuitos	26198.90	22744.00	12931.00			128.20

Tabla 1. Datos de la red de la ciudad de Cienfuegos:

año 0					
SUB	L (km)	PP(kW)	PE(MWh/año)	V l min(kV)	V f min(kV)
Junco Sur	34.757	142	771.04	13.86	8.00
Plaza	9.929	41	293.77	13.9	8.03
Hospital	2.959	15	86.89	13.98	8.08
Cfgos 4kV	22.16	166	1041.37	4.16	2.41
Reina	10.251	77	446.73	4.18	2.41
San Lázaro	11.689	154	828.71	4.09	2.36
Pastorita	24.871	89.8	611.67	4.14	2.38
Zona ind	11.586	68	377.52	13.69	7.9
total	128.20	752.80	4457.70		

Tabla 2. Pérdidas y voltaje

año 0			
SUBESTACIONES	kV.A instalado	kV.A demandado.	% de cargabilidad
Junco Sur	8000	5258.76	65.73
Plaza	4000	2232.94	55.82
Hospital	2500	941.99	37.68
Cfgos 4kV	4000+4000	5367.07	67.09
Reina	4000	2753.42	68.84
San Lázaro	4000+2500	4482.98	68.97
Pastorita	2500	2916.90	116.68
Zona ind	1600+1600	2742.27	85.70
Total	38700	26696.31	68.98

Tabla 3.Estados de las subestaciones.

Ecuación:

$$\% \text{ de cargabilidad} = (\text{kV.A demandado} / \text{kV.A instalado}) * 100 \quad (1.1)$$

Llama la atención dos aspectos referidos a las subestaciones, en primer lugar la subestación de Junco Sur en realidad presenta un transformador de 6500 kV.A, lo que sucede es que recientemente le colocaron un sistema de enfriamiento por ventilación que le permite llegar a los 8000 kV.A representados en la tabla, en segundo lugar se destaca el pequeño estado de sobrecarga en que se encuentra la subestación de Pastorita.

1.1.1 Problemas fundamentales que se presentan en la actualidad.

- La cargabilidad de las subestaciones de distribución del centro de la ciudad tanto de 4 como de 13 kV.
- El posible respaldo entre dichas barras en caso de avería.
- La situación de los circuitos a 4 kV y la asimilación de nuevas cargas.
- La necesidad de conversión de las cargas próximas a la subestación (110/13.8) kV.
- La necesidad de asimilar las nuevas cargas puntuales al voltaje de 13 kV.

1.1.2 Comportamiento de las fallas en las redes de 4.16 kV.

El comportamiento de las fallas en las redes de 4.16 kV pertenecientes a la ciudad de Cienfuegos se manifestó de la siguiente manera durante el último año. (Reportes de interrupciones dirección técnica, 2003)

Hubo un total de 67 fallas cuyas causas fueron las siguientes:

- Rayos (6).
- Vientos fuertes (4).
- Falla conductor (10).
- Árboles (1).
- Público, aves, fuego (5).
- Tránsito (2).
- Falla de equipos de protección o mando (4).
- Falla de grampas- puentes –empalmes (19).
- Causas desconocidas (16).

1.1.3 Comportamiento de las fallas en las redes de 13.8 kV.

El comportamiento de las fallas en las redes de 13.8 kV pertenecientes a la ciudad de Cienfuegos se manifestó de la siguiente manera durante el último año. (Reportes de interrupciones dirección técnica, 2003)

Hubo un total de 69 fallas cuyas causas fueron las siguientes:

- Rayos (1).
- Falla aislador (3).
- Vientos fuertes (4).
- Falla conductor (2).
- Árboles (5).
- Público, aves, fuego (2).
- Falla en el secundario o durante la prestación de servicio (3).
- Tránsito (1).
- Falla de equipos de protección o mando (2).
- Falla de grampas- puentes –empalmes (25).
- Causas desconocidas (21).

Aclaración: Los números entre paréntesis constituyen la cantidad de fallas por las causas especificadas.

CIRCUITOS	CARACTERÍSTICAS DE LAS CARGAS
1	residencial.
2	residencial.
3	residencial.
4	área de estadio.
5	expreso casco histórico.
64	zona hospitalaria y hospital.
65	residencial y comercial.
66	residencial.
76	rural.
19	residencial
69	residencial
79	residencial y comercial.
80	residencial
81	residencial y comercial.
16	residencial y reserva hospitalaria.
20	plaza, punta gorda, reserva pediátrico.

Tabla 4. Características de la cargas de los circuitos involucrados en la primera fase

1.2 Herramienta fundamental con que se ejecutará el estudio que permitirá mejorar la situación actual de la red de distribución primaria de la ciudad de Cienfuegos.

La herramienta fundamental con que se ejecutará el estudio que permitirá mejorar la situación actual de la red de distribución primaria de la ciudad de Cienfuegos será el RADIAL, pero para su uso será necesario realizar una serie de tareas previas:

1. Familiarización con la red de distribución de la ciudad de Cienfuegos: Calibre de conductores, transformadores de distribución secundaria y primaria, posibles pasos de futuros alimentadores.
2. Dibujo en un plano de la red perteneciente a la ciudad de Cienfuegos con la ayuda del Sistema para la Observabilidad de las Redes Eléctricas (SORE) programa usado por el despacho de la Empresa eléctrica de Cienfuegos.
3. Actualización de los datos secundarios de las redes. (Despacho, 2003)
4. Actualización de las características de las cargas y subestaciones de distribución secundaria.
5. Implementación de los datos y curvas de las cargas en el programa.

1.2.1 Método para determinar las pérdidas de energía anuales con el RADIAL.

Como es conocido el RADIAL lo que da como resultado son las pérdidas de energía en un día, por lo tanto para hallar las de un año lo cual constituye un indicador vital se ideó el siguiente método aproximado:

Se parte del hecho de que los ficheros del RADIAL tienen como datos el comportamiento de las cargas en sus días típicos, entonces se realiza un análisis de las cargas determinando en cada una de ellas sus días no típicos agrupándolos de la siguiente manera:

Residencia (R): Se considera que su comportamiento es estable durante los 365 días del año.

Normales(N): 82 días no típicos. Lo constituyen aquellas cargas pertenecientes a centros de trabajos que no trabajan los sábados no laborables, los domingos ni los días feriados.

Escuelas:(E) 130 días no típicos. Lo constituyen los centros educacionales que no trabajan ni sábado, ni domingo y recesan sus actividades aproximadamente a mediados de julio y agosto.

Tiendas (T): 57 días no típicos: Lo constituyen los centros comerciales que solamente no trabajan los domingos y días feriados a partir de las 12:00pm.

Discotecas y centros nocturnos (D): 236 días no típicos. Aquí se encuentran las discotecas y centros nocturnos que trabajan solo los sábados y domingos por lo que presenta gran número de días no típicos.

Una vez que se tengan agrupadas las cargas de esa forma se realizan las corridas con los días típicos y no típicos en el RADIAL, esto último no es más que poner las cargas en sus condiciones de mínima carga, que pudiera ser por ejemplo el consumo de potencia activa y reactiva al 20% de su valor pico.

A continuación se hará una demostración:

Supóngase que se tiene un circuito con cargas normales, escuelas y tiendas que como se dijo anteriormente presentan los siguientes días no típicos: 82 días no típicos, 130 días no típicos, 57 días no típicos respectivamente:

Se determinan los días típicos (365-130) por ser 130 el mayor de los días no típicos.

Días típicos = 235

Se realiza entonces una corrida con las condiciones iniciales del circuito (I) multiplicándose las pérdidas de energías diarias por 235: (235I).

Se realiza una corrida con las condiciones no típicas de las cargas (N), (T) y (E) multiplicándose las pérdidas de energías diarias por 57; (57 por ser el menor de los días no típicos): 57 (T, N, E). Quedando así calculados los días no típicos de las tiendas, mientras que a las cargas (N) le quedan 25 días no típicos ($82-57=25$) y a las cargas (E) 73 días no típicos ($130-57=73$).

Se realiza una corrida con las condiciones no típicas de las cargas (N) y (E) multiplicándose las pérdidas de energías diarias por 25; (25 por ser el menor de los de los días no típicos): $25*(N, E)$. Quedando así calculados los días no típicos de las cargas (N), mientras que le quedan 48 días no típicos a las cargas (E): ($73-25=48$).

Se realiza una corrida con las condiciones no típicas de las cargas (E) multiplicándose las pérdidas de energías diarias por 48: $48*(E)$

Se obtiene así la siguiente formula para este ejemplo:

$$\text{Pérdidas de energía (MW.h/año)} = (235I + 57(T, N, E) + 25(N, E) + 48(E)) / 1000$$

En la práctica al trabajarse con el RADIAL se recomiendan los siguientes pasos:

Se determina la fórmula para cada caso como se explicó anteriormente, se realizará la corrida con:

1. sus condiciones iniciales (I).
2. las condiciones (E).
3. las condiciones(N, E).
4. las condiciones (T, N, E).

Se multiplica entonces los valores obtenidos de pérdidas de energía diarias por el factor correspondiente de la formula.

Al cerrar el RADIAL no se guardan los cambios realizados y así se mantienen las condiciones iniciales del fichero o circuito sin afectarlo.

Tiene que cumplirse que:

$$235I + 57(T, N, E) + 25(N, E) + 48(E) < 365 * I$$

$$\text{Días del año} = 235 + 57 + 25 + 48 = 365$$

1.2.2 Estimación del crecimiento vegetativo.

El transcurso de un año a otro lleva consigo un crecimiento vegetativo, que para este trabajo se aplicó de la siguiente forma: 1% para las cargas comerciales, 3% para las cargas residenciales y 5% para las cargas mixtas.

1.2.3 Leyenda de abreviaturas más usadas.

Este trabajo se caracteriza por presentar muchas tablas de resultados obtenidos del Radial cuyas abreviaturas más comunes son las siguientes:

TRANSF: Número de transformadores.

SUB: Nombre de la subestación.

kV.A inst: Potencia aparente de los transformadores de las subestaciones.

kV: Voltaje de operación de los transformadores de las subestaciones.

Circuitos o ctos: Número con que se identifican a los circuitos que alimentan cada subestación.

Kvar dem: Potencia reactiva demandada por los circuitos para la hora de máxima.

kW dem: Potencia activa demandada por los circuitos para la hora de máxima.

kV.A dem: Potencia aparente demandada por los circuitos para la hora de máxima.

f.p: Factor de potencia para la hora de máxima.

f.c: Factor de carga para la hora de máxima.

L (Km.): Longitud total de las líneas de los circuitos para la hora de máxima.

PP (kW): Pérdida de potencia para la hora de máxima.

PE (kW.h): Pérdida de energía para la hora de máxima.

Vl min. (KV): El mínimo voltaje de línea que habrá entre los circuitos de la subestación para la hora de máxima.

VF min. (KV): El mínimo voltaje de fase que habrá entre los circuitos de la subestación para la hora de máxima.

Cfgos: Cienfuegos.

Máx-máxima.

Mín- mínimo .

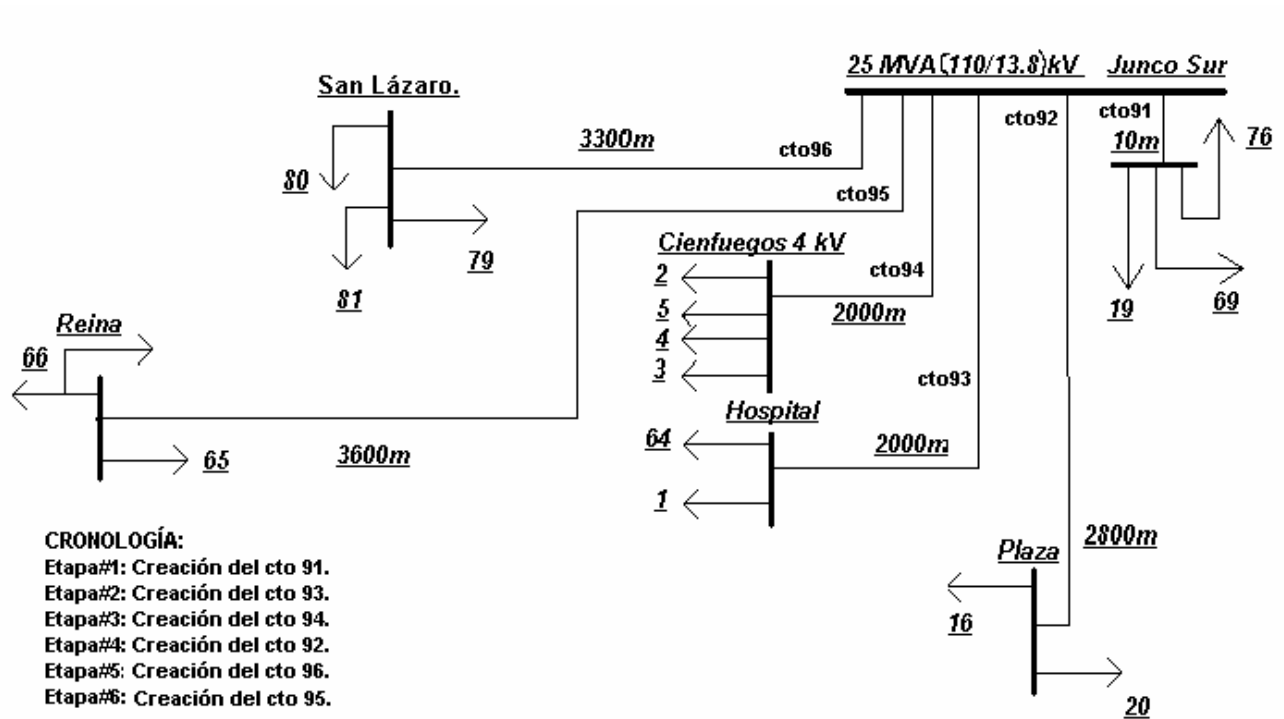
CAPÍTULO 2. ESTUDIO DE LA VARIANTE 1.

2.1 Variante uno

La primera variante consiste en la conversión de los circuitos de la ciudad de Cienfuegos desde puntos de seccionamiento que serán las subestaciones actuales, las cuales serán alimentadas mediante expresos provenientes desde las nuevas subestaciones 110/13.8 kV que serán construidas.

2.2 Primera fase

Figura 1: Esquema de la primera fase:



año 0										
SUB	#TRANSF	KVA inst	kV	circuitos	kV.A dem	kW dem	kvar dem	f.p	f.c	L (km)
Junco Sur	1	8000	14	76,19,69	5112.92	4623	2184	1	0.73	34.76
Plaza	1	4000	14	16,20	2194.48	1962	983	0.9	0.8	9.929
Hospital	1	2500	14	64	931.24	840	402	0.9	0.63	2.959
Cfgos 4kV	2	4000+4000	4.33	1,2,3,4,5.	5231.70	4413	2810	0.9	0.8	22.16
Reina	1	4000	4.33	65,66	2675.39	2298	1370	0.9	0.78	10.25
San Lázaro	2	4000+2500	4.33	79,80,81	4394.01	3836	2143	1	0.77	11.69
total	8	40300		19circuitos	20539.74	17972.00	9892.00			91.75

Tabla 5. Datos actuales de los circuitos involucrados en la primera fase.

Es importante destacar que la subestación de Junco Sur tiene instalado realmente 6500 kV.A pero presenta un sistema de enfriamiento mediante ventiladores que le permite aumentar su capacidad hasta 8000 kV.A.

año 0						
SUB	#TRANSF	KVA inst	PP(kW)	PE(MWh/año)	V l min(kV)	V f min(kV)
Junco Sur	1	8000	142	771.04	13.86	8.00
Plaza	1	4000	41	293.77	13.9	8.03
Hospital	1	2500	15	86.89	13.98	8.08
Cfgos 4kV	2	4000+4000	166	1041.37	4.16	2.41
Reina	1	4000	77	446.73	4.18	2.41
San Lázaro	2	4000+2500	154	828.71	4.09	2.36
total	8	40300	752.80	4457.70		

Tabla 6. Pérdidas y voltaje:

2.2.1 Etapa 1

Esta etapa que se realizará en el año 1 (próximo año) consistirá en la creación del circuito 91 el cual estará formado por los circuitos 19, 69 y 76 que en la actualidad se alimentan desde esa misma subestación por lo que su ejecución es sencilla:

ETAPA 1											
CTOS	kV	kV.A dem	kW dem	kvar dem	f.p	f.c	L (km)	PP(kW)	PE(MWh/año)	V l min(kV)	V f min(kV)
91	14	5258.76	4755	2246	0.95	0.73	34.757	149	801.53	13.85	8.00
Sub Plaza	14	2232.94	1996	1001	0.89	0.8	9.929	41	296.20	13.9	8.03
Sub Hospital	14	941.99	850	406	0.9	0.63	2.959	16	87.56	13.98	8.08
Sub Cfgos 4kV	4.33	5367.07	4527	2883	0.9	0.8	22.16	172	1105.28	4.15	2.4
Sub Reina	4.33	2753.42	2365	1410	0.91	0.78	10.251	80	455.55	4.18	2.4
Sub San Lázaro	4.33	4482.98	3915	2184	0.96	0.77	11.689	160	864.18	4.08	2.36
total		21037.15	18408.00	10130.00			91.75	618.00	3610.29		

Tabla 7. Resultados.

Para esta etapa no ocurre ningún cambio salvo el producto del crecimiento vegetativo.

ETAPA 1			
SUBESTACIONES	kV.A instalado	kV.A demandado.	% de cargabilidad
Junco Sur	8000	5258.76	65.73
Plaza	4000	2232.94	55.82
Hospital	2500	941.99	37.68
Cfgos 4kV	4000+4000	5367.07	67.09
Reina	4000	2753.42	68.84
San Lázaro	4000+2500	4482.98	68.97
Total	33000	21037.15	63.75

Tabla 8.Estado de cargabilidad de las subestaciones al transcurrir esta etapa:

Como puede observarse para esta etapa aun no es necesario la instalación del nuevo transformador de 25 MV.A en la subestación de Junco Sur.

2.2.2 Etapa 2

Para esta etapa que se realizará en al año 2 deberá estar ubicado el nuevo transformador de 25 MV.A en la subestación de Junco Sur lo cual permitirá el surgimiento del circuito 93 formado por un alimentador proveniente desde la subestación de Junco Sur que llegará hasta la subestación Hospital alimentando así a los circuitos 64 y 1 permitiendo la conversión a 13 kV de este último y además libera de carga a la subestación Cienfuegos 4kV.

ETAPA 2											
CTOS	kV	kV.A dem	kW dem	kvar dem	f.p	f.c	L (km)	PP(kW)	PE(MWh/año)	Vl min(kV)	Vf min(kV)
91	14	5408.64	4891	2309	0.95	0.73	34.762	156	834.72	13.85	7.99
Sub Plaza	14	2274.53	2033	1020	0.89	0.8	9.929	42	298.75	13.9	8.03
93	14	2797.06	2364	1495	0.94	0.78	13.286	69	384.18	13.82	7.98
Sub Cfgos 4kV	4.33	3829.29	3295	1951	0.84	0.75	13.884	145	712.31	4.15	2.4
Sub Reina	4.33	2833.68	2434	1451	0.91	0.78	10.251	84	461.49	4.17	2.4
Sub San Lázaro	4.33	4572.04	3993	2227	0.96	0.77	11.689	166	901.62	4.07	2.35
total		21715.23	19010.00	10453.00			93.80	662.00	3593.06		

Tabla 9.Resultados.

Se puede observar el efecto de la transferencia desde la subestación Cfgos 4kV por la variación que ha experimentado su factor de carga.

ETAPA 2			
SUBESTACIONES	kV.A instalado	kV.A demandado.	% de cargabilidad
Junco Sur	25000	8205.69	32.82
Plaza	4000	2274.53	56.86
Hospital	0	0.00	0.00
Cfgos 4kV	4000+4000	3829.29	47.87
Reina	4000	2833.68	70.84
San Lázaro	4000+2500	4572.04	70.34
Total	47500	21715.23	45.72

Tabla 10. Estado de cargabilidad de las subestaciones al transcurrir esta etapa. En la tabla se representa la retirada del transformador que tenía la subestación Hospital que pasará entonces a ser un punto de seccionamiento.

(e2-e1)	
kV.A dem	PE(MW.h/año)
678.09	-17.23

Tabla 11. Informa sobre la evolución de la demanda y las pérdidas de energía al comparar estos valores de la etapa actual con la anterior.

Como se observa la demanda para esta etapa a aumentado debido fundamentalmente al crecimiento vegetativo de las cargas, mientras que el signo de menos en las pérdidas de energía significa su disminución como consecuencia de la conversión del circuito 1 en que el beneficio que esto reportó prevaleció por encima del crecimiento antes señalado e incluso por encima del hecho de que las pérdidas de potencia aumentan como consecuencia de la transportación de la energía desde una distancia mayor.

2.2.3 Etapa 3

Esta etapa que se realizará en el año 3 consiste en la creación del circuito 94 el cual estará formado por un expreso que alimentará a la subestación Cienfuegos 4 kV desde la subestación de Junco Sur, permitiendo la conversión de los circuitos 2,3,4 y 5 a 13.8 kV.

ETAPA 3											
CTOS	kV	kV.A dem	kW dem	kvar dem	f.p	f.c	L (km)	PP(kW)	PE(MWh/año)	V l min(kV)	V f min(kV)
91	14	5563.41	5031	2375	0.95	0.73	34.762	163	869.18	13.84	7.99
Sub Plaza	14	2316.12	2070	1039	0.89	0.8	9.929	43	301.31	13.9	8.03
93	14	2875.82	2430	1538	0.94	0.78	13.286	72	388.715	13.81	7.98
94	14	3764.91	3229	1936	0.87	0.75	15.914	101	581.565	13.74	7.93
Sub Reina	4.33	2917.55	2506	1494	0.91	0.78	10.251	88	467.69	4.16	2.4
Sub San Lázaro	4.33	4664.70	4074	2272	0.96	0.77	11.689	172	941.61	4.06	2.35
total		22102.52	19340.00	10654.00			95.83	639.00	3550.06		

Tabla 12 Resultados:

Se puede observar en los resultados del circuito 94 comparable con los de la subestación Cfgos 4 kV del pasado año pues son la misma carga solo que con la diferencia de ser

alimentadas desde mucho más lejos como disminuyen las pérdidas de energía aún cuando debería de suceder lo contrario poniéndose de manifiesto una vez más el beneficio de aumentar el voltaje de 4.16 a 13.8 kV.

ETAPA 3			
SUBESTACIONES	kV.A instalado	kV.A demandado.	% de cargabilidad
Junco Sur	25000	12204.14	48.82
Plaza	4000	2316.12	57.90
Hospital	0	0.00	0.00
Cfgos 4kV	0	0.00	0.00
Reina	4000	2917.55	72.94
San Lázaro	4000+2500	4664.70	71.76
Total	47500	22102.52	46.53

Tabla 13.Estado de cargabilidad de las subestaciones al transcurrir esta etapa:

En la tabla se representa la retirada del transformador que tenía la subestación Cfgos 4 kV que pasará entonces a ser un punto de seccionamiento.

(e3-e2)	
kV.A dem	PE(MW.h/año)
387.28	-43.00

Tabla 14.Informa sobre la evolución de la demanda y las pérdidas de energía al comparar estos valores de la etapa actual con la anterior.

Se observa como también para esta etapa la demanda a aumentado debido al crecimiento vegetativo de las cargas, mientras que el signo de menos en las pérdidas de energía significa su disminución que en este caso es mayor como consecuencia de la conversión de los circuitos 2,3,4 y 5 apreciándose como el beneficio del cambio de voltaje sobre el crecimiento señalado anteriormente y sobre el aumento de las pérdidas de potencia provocado por el hecho de que dichos circuitos serán alimentados desde una mayor distancia.

2.2.4 Etapa 4

Esta etapa que se ejecutará en el año 4 consistirá en la creación del circuito 92 el cual estará formado por un expreso que transportará la energía que alimentará a la subestación Plaza desde la Subestación Junco Sur. Para este caso no habrá conversión pues ya los circuitos 16 y 20 operan a 13.8 kV.

ETAPA 4											
CTOS	kV	kV.A dem	kW dem	kvar dem	f.p	f.c	L (km)	PP(kW)	PE(MWh/año)	V l min(kV)	V f min(kV)
91	14	5723.14	5176	2442	0.95	0.73	34.762	171	905.94	13.84	7.99
92	14	2387.36	2124	1090	0.89	0.8	12.579	60	387.84	13.73	7.93
93	14	2958.19	2499	1583	0.93	0.78	13.286	75	393.27	13.81	7.97
94	14	3861.15	3319	1973	0.87	0.75	15.914	104	468.72	13.73	7.93
Sub Reina	4.33	3005.01	2581	1539	0.91	0.78	10.251	93	473.97	4.16	2.4
Sub San Lázaro	4.33	4757.36	4155	2317	0.96	0.77	11.689	178	983.96	4.05	2.35
total		22692.21	19854.00	10944.00			98.48	681.00	3613.69		

Tabla 15.Resultados;

Se observa la caída de voltaje experimentado en las cargas del anterior sub. Plaza llamado ahora circuito 94 desde 13.9 kV de voltaje de línea mínimo el pasado año a13.73 este año como consecuencia de la alimentación desde mayor distancia.

ETAPA 4			
SUBESTACIONES	kV.A instalado	kV.A demandado.	% de cargabilidad
Junco Sur	25000	14929.84	59.72
Plaza	4000	0.00	0.00
Hospital	0	0.00	0.00
Cfgos 4kV	0	0.00	0.00
Reina	4000	3005.01	75.13
San Lázaro	4000+2500	4757.36	73.19
Total	47500	22692.21	47.77

Tabla 16. Representa el estado de cargabilidad de las subestaciones al transcurrir esta etapa.

En este caso la tabla representa la permanencia del transformador de la subestación de Plaza a pesar de que sus circuitos ya no serán alimentados por este pues se ha decidido dejarlo como reserva ante cualquier contingencia.

(e4-e3)	
kV.A dem	PE(MW.h/año)
589.70	63.63

Tabla 17. Informa sobre la evolución de la demanda y las pérdidas de energía al comparar estos valores de la etapa actual con la anterior.

Como se puede observar aumenta la demanda y las pérdidas de energía pues en este caso no se efectúa ninguna conversión que atenúe el efecto del aumento vegetativo de las cargas y del aumento de las pérdidas de potencia por el hecho de que las cargas se alimentan desde una mayor distancia.

2.2.5 Etapa 5

En esta etapa que se efectuará en el año 5 surgirá el circuito 96 que tendrá como objetivo la alimentación y conversión de los circuitos 79, 80 y 81 desde la subestación de Junco Sur mediante un alimentador que llegará hasta la subestación San Lázaro.

ETAPA 5												
CTOS	kV	kV.A dem	kW dem	kvar dem	f.p	f.c	L (km)	PP(kW)	PE(MWh/año)	V l min(kV)	V f min(kV)	
91	14	5888.67	5326	2512	0.95	0.73	34.762	180	944.72	13.83	7.99	
92	14	2433.42	2165	1111	0.89	0.8	12.579	62	392.22	13.73	7.93	
93	14	3042.79	2570	1629	0.93	0.78	13.286	78	398.10	13.8	7.97	
94	14	3933.52	3380	2012	0.86	0.75	15.914	107	595.74	13.73	7.92	
Sub Reina	4.33	3005.01	2581	1539	0.91	0.78	10.251	93	473.97	4.16	2.4	
96	14	4865.64	4220	2422	0.96	0.77	14.948	161	982.07	13.57	7.84	
total		23169.04	20242.00	11225.00			101.74	681.00	3786.83			

Tabla 18. Resultados:

Se puede observar en los resultados del circuito 96 comparable con los de la subestación Reina del pasado año pues son la misma carga solo que con la diferencia de ser alimentadas desde mucho más lejos causa esta que debería de haber traído como consecuencia el aumento de las pérdidas ha ocurrido exactamente lo contrario poniéndose de manifiesto una vez más el beneficio de aumentar el voltaje de 4.16 a 13.8 kV.

ETAPA 5			
SUBESTACIONES	kV.A instalado	kV.A demandado.	% de cargabilidad
Junco Sur	25000	20164.04	80.66
Plaza	4000	0.00	0.00
Hospital	0	0.00	0.00
Cfgos 4kV	0	0.00	0.00
Reina	4000	3005.01	75.13
San Lázaro	0	0.00	0.00
Total	47500	23169.04	48.78

Tabla 19. Representa el estado de cargabilidad de las subestaciones al transcurrir esta etapa:

En este caso la tabla representa la retirada del transformador de la subestación de San Lázaro convirtiéndose en un punto de distribución.

(e5-e4)	
kV.A dem	PE(MW.h/año)
476.83	173.13

Tabla 20. Informa sobre la evolución de la demanda y las pérdidas de energía al comparar estos valores de la etapa actual con la anterior.

Como se puede observar aumenta la demanda y las pérdidas de energía pues en este caso aunque se realizaron conversiones en tres circuitos (79, 80 y 81) no se contrarresta el efecto del aumento vegetativo de las cargas y del aumento de las pérdidas de potencia por el hecho de que las cargas de los circuitos mencionados anteriormente se alimentan desde una mayor distancia, en este caso 3.3 Km.

2.2.6 Etapa 6

En esta etapa que se realizará en el año 6 se creará el circuito 95 que consistirá en la alimentación y conversión de los circuitos 65 y 66 pertenecientes a la subestación Reina a través de un expreso desde la subestación de Junco Sur quedando así convertidos todos los circuitos de la ciudad.

ETAPA 6												
CTOS	kV	kV.A dem	kW dem	kvar dem	f.p	f.c	L (km)	PP(kW)	PE(MWh/año)	V l min(kV)	V f min(kV)	
91	14	6059.15	5481	2583	0.95	0.73	34.762	189	985.91	13.82	7.98	
92	14	2479.06	2205	1133	0.89	0.8	12.579	63	396.88	13.72	7.93	
93	14	3131.52	2644	1678	0.93	0.78	13.286	82	402.89	13.79	7.96	
94	14	4008.11	3443	2052	0.86	0.75	15.914	110	602.80	13.72	7.92	
95	14	3196.74	2738	1650	0.9	0.78	13.846	102	486.40	13.65	7.88	
96	14	4966.98	4307	2474	0.96	0.77	14.948	166	1027.08	13.56	7.83	
total		23841.56	20818.00	11570.00			105.34	712.00	3901.96			

Tabla 21. Resultados.

La tabla anterior constituye el reporte final de la primera fase de esta variante.

ETAPA 6			
SUBESTACIONES	kV.A instalado	kV.A demandado.	% de cargabilidad
Junco Sur	25000	23841.56	95.37
Plaza	4000	0.00	0.00
Hospital	0	0.00	0.00
Cfgos 4kV	0	0.00	0.00
Reina	0	0.00	0.00
San Lázaro	0	0.00	0.00
Total	47500	23841.56	50.19

Tabla 22. Estado de cargabilidad de las subestaciones al transcurrir esta etapa:

En este caso la tabla representa la retirada del transformador de la subestación Reina convirtiéndose en un punto de distribución.

(e6-e5)	
kV.A dem	PE(MW.h/año)
672.51	115.13

Tabla 23. Informa sobre la evolución de la demanda y las pérdidas de energía al comparar estos valores de la etapa actual con la anterior.

Como se puede observar aumenta la demanda y las pérdidas de energía pues la conversión de los circuitos (65 y 66) no contrarrestaron el efecto del crecimiento vegetativo de las cargas y del aumento de las pérdidas de potencia debido a que las cargas de los circuitos mencionados anteriormente se alimentan desde una mayor distancia, en este caso 3.6 km

Una vez terminada la etapa 6 todos los circuitos de la ciudad de Cienfuegos están convertidos, teniendo como fuente de alimentación la subestación (110/13) kV de la subestación Junco Sur y como respaldo la subestación (33/13.8) kV de Plaza. Esta situación como es lógico será insostenible a corto plazo desde el punto de vista de la fiabilidad y de hecho cuando se realiza la corrida de los circuitos para los años venideros teniendo en cuenta el crecimiento vegetativo se obtienen los siguientes resultados:

etapa 7					etapa 8				
CTOS	kV	kV.A dem	kW dem	kvar dem	CTOS	kV	kV.A dem	kW dem	kvar dem
91	14	6233.19	5639	2656	91	14	6414.42	5804	2731
92	14	2528.27	2248	1157	92	14	2576.57	2291	1179
93	14	3222.79	2721	1727	93	14	3511.02	2801	2117
94	14	4047.89	3475	2076	94	14	4416.42	3542	2638
95	14	3295.87	2823	1701	95	14	3888.94	2909	2581
96	14	5072.29	4398	2527	96	14	5153.14	4491	2527
total		24400.29	21304.00	11844.00	total		25960.51	21838.00	13773.00

Tabla 24. Pronóstico de tiempo por cargabilidad de subestación de Junco Sur.

Se puede observar que ya para el año 8 la demanda será superior a los 25 MV.A instalados en la fuente alimentación anteriormente señalada, por esto se necesita la construcción de una nueva subestación para el año 7 la cual será ubicada en la periferia norte de la ciudad y será conocida como Sub ZI(25), tendrá una capacidad de 25 MV.A, 6 salidas de las cuales para el caso de esta variante se utilizarán 3 que servirán de alimentación a la subestación de Pastorita, subestación San Lázaro y la subestación Zona Industrial#1 constituyéndose así los nuevos circuitos 21,22 y 23 respectivamente, aliviando de esta

manera la situación de la subestación Junco Sur, esto dará inicio a la segunda fase del proceso de conversión.

2.3 Segunda fase

año 6											
SUB	kV	kV.A dem	kW dem	kvar dem	f.p	f.c	L (km)	PP(kW)	PE(MWh/año)	V l min(kV)	V f min(kV)
Pastorita	4.33	3263.61	2707	1823	0.86	0.74	24.871	107	656.90	4.12	2.37
Zona ind	14	3206.64	2772	1612	0.91	0.74	11.586	88	400.62	13.8	8
total		30217.31	26246.00	14891.00			128.20	958.00	5345.32		

Tabla 25. Brindará información sobre los circuitos nuevos que se involucrarán en esta segunda fase para el año 6.

Como se puede ver ya una de estas nuevas subestaciones están convertidas a 13.8 kV.

SUBESTACIONES	kV.A instalado	kV.A demandado.	% de cargabilidad
Pastorita	2500	3263.61	130.54
Zona ind	1600+1600	3206.64	100.21
Total	33000	30217.31	63.75

Tabla 26. Estado de cargabilidad de dichas subestaciones:

Es evidente que para este año existirá una sobrecarga para estas subestaciones.

2.3.1 Etapa 7

En esta etapa a realizarse en el año 7 tendrá lugar la creación del circuito 21 el cual permitirá dar servicio a los actuales circuitos pertenecientes a la subestación Pastorita (7 y 67) desde la nueva sub ZI (25) logrando así su conversión a 13 kV, también aparecerá el circuito 22 que tendrá como objetivo la alimentación del circuito 13 mediante un expreso que llevará la energía desde la nueva subestación mencionada hasta la subestación Zona Industrial#1.

ETAPA 7		Sub Junco Sur									
CTOS	kV	kV.A dem	kW dem	kvar dem	f.p	f.c	L (km)	PP(kW)	PE(MWh/año)	V l min(kV)	V f min(kV)
91	14	6233.19	5639	2656	0.94	0.73	34.762	198	1032.80	13.82	7.98
92	14	2528.27	2248	1157	0.89	0.8	12.579	65	401.47	13.72	7.92
93	14	3222.79	2721	1727	0.93	0.78	13.286	86	408.88	13.78	7.96
94	14	4047.89	3475	2076	0.86	0.75	15.914	111	715.80	13.71	7.92
95	14	3295.87	2823	1701	0.9	0.78	13.846	108	493.15	13.64	7.87
96	14	5079.78	4398	2542	0.96	0.77	14.948	172	1075.10	13.55	7.82
total		24407.78	21304.00	11859.00			105.34	740.00	4127.20		
ETAPA 7		Sub ZI (25)									
CTOS	kV	kV.A dem	kW dem	kvar dem	f.p	f.c	L (km)	PP(kW)	PE(MWh/año)	V l min(kV)	V f min(kV)
21	14	3010.64	2503	1673	0.86	0.75	19.941	70	443.60	13.84	7.99
22	14	3344.24	2862	1730	0.91	0.74	16.367	104	454.00	13.68	7.9
total		6354.88	5365.00	3403.00			36.31	174.00	897.60		

Tabla 27. Resultados

Se observa que ya todos los circuitos operan a 13.8 kV.

ETAPA 7			
SUBESTACIONES	kV.A instalado	kV.A demandado.	% de cargabilidad
Junco Sur	25000	24407.78	97.63
ZI(25)	25000	6354.88	25.42
Total	50000	30762.66	61.53

Tabla 28. Representa el estado de cargabilidad de las subestaciones al transcurrir esta etapa:

Se puede observar como la subestación de Junco Sur necesita una urgente liberación de parte de su carga problema que debe resolverse para la etapa siguiente.

En este caso no se hará un análisis comparativo de la evolución de la demanda y las pérdidas pues en esta etapa se incluyeron nuevas cargas.

2.3.2 Etapa 8

Esta etapa que se realizará en el año 8 tiene como objetivo liberar de carga a la subestación de Junco Sur que como se pudo observar esta prácticamente a plena capacidad, para lograr esto se habilitará una nueva salida de la subestación ZI (25) de donde saldrá un alimentador que llegará hasta el punto de distribución San Lázaro desde donde salen los circuitos 79, 80 y 81 formando así el nuevo circuito 23 y desaparece el circuito 96.

ETAPA 8		Sub Junco Sur									
CTOS	kV	kV.A dem	kW dem	kvar dem	f.p	f.c	L (km)	PP(kW)	PE(MWh/año)	V l min(kV)	V f min(kV)
91	14	6414.85	5804	2732	0.94	0.73	34.762	209	1079.40	13.81	7.97
92	14	2576.57	2291	1179	0.89	0.8	12.579	67	406.21	13.71	7.92
93	14	3318.20	2801	1779	0.93	0.78	13.286	91	414.12	13.77	7.95
94	14	4127.46	3542	2119	0.86	0.75	15.914	115	744.65	13.71	7.92
95	14	3396.88	2909	1754	0.9	0.78	13.846	114	500.10	13.62	7.87
total		19833.96	17347.00	9563.00			90.39	596.00	3144.48		
ETAPA 8		Sub ZI (25)									
CTOS	kV	kV.A dem	kW dem	kvar dem	f.p	f.c	L (km)	PP(kW)	PE(MWh/año)	V l min(kV)	V f min(kV)
21	14	3071.10	2553	1707	0.86	0.75	19.941	72	447.30	13.84	7.99
22	14	3416.11	2948	1726	0.91	0.74	16.367	113	466.30	13.66	7.89
23	14	5127.39	4462	2526	0.95	0.77	13.859	149	967.19	13.67	7.91
total		11614.60	9963.00	5959.00			50.17	334.00	1880.79		

Tabla 29. Resultados:

La tabla anterior constituye el reporte final de los circuitos al terminar la conversión según la primera variante, como se puede observar se ha obtenido un buen nivel de voltaje.

ETAPA 8			
SUBESTACIONES	kV.A instalado	kV.A demandado.	% de cargabilidad
Junco Sur	25000	19833.96	79.34
ZI(25)	25000	11614.60	46.46
Total	50000	31448.55	62.90

Tabla 30. Estado de cargabilidad de las subestaciones al transcurrir esta etapa constituyendo además el reporte final de las subestaciones al terminar la conversión según la primera variante.

(e8-e7)	
kV.A dem	PE(MW.h/año)
685.89	0.47

Tabla 31. Informa sobre la evolución de la demanda y las pérdidas de energía al comparar estos valores de la etapa actual con la anterior:

Como se ha podido observar se logró la liberación de cargas en la subestación de Junco Sur y aunque a aumentado la demanda, las pérdidas de energía se han mantenido prácticamente constante lo cual es consecuencia inmediata del hecho de que ahora los circuitos pertenecientes al punto de distribución de San Lázaro serán alimentados desde una menor

distancia aumentando su voltaje mínimo de línea y fase y disminuyendo las pérdidas de línea.

Con lo anteriormente expuesto se concluye el proceso de conversión utilizando esta variante.

año	8	9	10	20	30	35	36	40	45	60	67	68
DEMANDA(MV.A)Sub Junco Sur.	19.83	20.02	20.21	20.40	20.59	24.95	25.14	25.33	26.85	29.69	31.02	31.21
DEMANDA(MV.A) Sub ZI(25)	11.61	11.84	12.06	12.29	12.51	17.68	17.90	18.13	19.92	23.29	24.86	25.09

Tabla 32 Representación del tiempo (teniendo en cuenta el crecimiento vegetativo) que debe durar cada subestación en llegar a su máxima capacidad.

En la figura los saltos de años se realizan en aras de ahorrar espacio pues aquellos que no se encuentran no aportan ninguna información a la siguiente conclusión.

Como se aprecia la subestación de Junco Sur debe de llegar a su máxima capacidad 28 años después de haberse concretado el fin de las conversiones mientras que la Sub ZI(25) 60 años con lo cual se logra para ambos casos un magnifico resultado en este sentido.

CAPÍTULO 3. ESTUDIO DE LA VARIANTE 2

3.1 Variante 2

En este capítulo se ejecutará la variante 2 la cual consiste en la creación de nuevos circuitos que serán alimentados desde las nuevas subestaciones las cuales irán tomando cargas paulatinamente de los actuales circuitos permitiendo la conversión progresiva de los que operan a 4 kV, para ello se llevará a cabo un total de 8 etapas que se realizarán en dos fases.

3.2 Primera fase

Para la realización de esta fase será necesario la ubicación de un transformador de 25 MV.A en la subestación de Junco Sur pues precisamente de aquí saldrán los 5 circuitos (40, 17, 18,85 y 84) que alimentarán en un inicio a la Ciudad a 13.8 kV, la conformación de estos se hará paulatinamente durante 6 etapas que a continuación se describirán.

3.2.1 Etapa 1

La primera etapa consiste en la creación del circuito 17 y 18 y se estima será ejecutado el próximo año, es decir en el año uno del crecimiento vegetativo que si se tiene en cuenta que en la actualidad es el año cero representaría el análisis para un aumento de la carga. Es importante decir que para ambos casos se cambiará el calibre de aquellos conductores del circuito 1 que antes constituían subramales y ahora serán el inicio de un tronco que irá aumentando su carga progresivamente.

CIRCUITO 17.

Este circuito será energizado desde la subestación Junco Sur por un alimentador que saldrá por la avenida 5 de septiembre (ave 42) y estará constituido por parte del circuito 1 permitiendo su conversión de 4 kV a 13kV y parte del circuito 16.

CIRCUITO 18.

Este circuito será energizado desde la subestación Junco Sur por un alimentador que recorrerá la avenida 56 y estará constituido por la parte del circuito 1 que alimenta al materno permitiendo su conversión a 13 k V y dándole una mayor fiabilidad a este que será próximamente una importante institución médica, se le pasará además parte del circuito 19 aliviando la alta cargabilidad que presenta este (ver anexo 2)

etapa 1											
ctos	kV	kV.A dem	kW dem	kvar dem	f.p	f.c	L (km)	PP(kW)	PE(MWh/año)	V l min(kV)	V f min(kV)
40	14	4437.07	4013	1893	0.96	0.74	32.22	138	741.64	13.82	7.98
Plaza	14	2062.58	1840	932	0.89	0.76	9.117	39	265.17	13.9	8.03
Hospital	14	941.99	850	406	0.9	0.63	2.959	16	87.56	13.98	8.08
Cfgos 4kV	4.33	4726.91	3996	2525	0.88	0.8	18.637	141	920.79	4.18	2.41
Reina	4.33	2753.42	2365	1410	0.91	0.78	10.251	80	455.55	4.18	2.4
San Lázaro	4.33	4482.98	3915	2184	0.96	0.77	11.689	160	864.18	4.08	2.36
17	14	483.59	427	227	0.88	0.66	3.467	9	51.49	13.99	8.07
18	14	1427.59	1259	673	0.96	0.74	9.112	32	209.2	13.87	8
total		21316.12	18665.00	10250.00			97.45	615.00	3595.58		

Tabla 33. Resultado.

Si se comparan los datos de la subestación Cfgos 4 kV respecto al año anterior se aprecia como ha disminuido el factor de carga lo cual indica como ha habido una transferencia de esta hacia los nuevos circuitos creados.

ETAPA 1			
SUBESTACIONES	kV.A instalado	kV.A demandado.	% de cargabilidad
Cienfuegos 4kV	4000+4000	4726.91	59.09
Hospital	2500	941.99	37.68
Reina	4000	2753.42	68.84
Junco Sur	8000	6348.25	79.35
San Lázaro	4000+2500	4482.98	68.97
Plaza	4000	1840.00	46.00
Total	33000	21093.54	63.92

Tabla 34. Representa los kV.A instalados y demandados en cada subestación para esta etapa:

3.2.2 Etapa 2

La segunda etapa que se realizará en el año 2 consistirá en convertir a 13kV desde el circuito 17 y 18 la parte del circuito 1 que permita la capacidad instalada de la subestación Junco Sur que en este momento es de 6.5 MV.A pero presenta un sistema de ventilación con el que puede asumir hasta 8 MVA. (ver anexo 3)

etapa 2											
ctos	kV	kV.A dem	kW dem	kvar dem	f.p	f.c	L (km)	PP(kW)	PE(MWh/año)	V l min(kV)	V f min(kV)
40	14	4562.36	4127	1945	0.96	0.74	32.22	145	772.30	13.81	7.97
Plaza	14	2097.46	1871	948	0.89	0.76	9.117	39	267.36	13.9	8.07
Hospital	14	953.16	860	411	0.9	0.63	2.959	16	88.23	8.08	13.98
Cfgos 4kV	4.33	4141.86	3551	2132	0.86	0.76	15.49	145	777.71	4.11	2.41
Reina	4.33	2833.68	2434	1451	0.91	0.78	10.251	84	461.49	4.17	2.4
San Lázaro	4.33	4572.04	3993	2227	0.96	0.77	11.689	166	901.62	4.07	2.35
17	14	1186.69	1010	623	0.95	0.65	5.3	22	112.46	13.95	8.06
18	14	1675.82	1472	801	0.95	0.76	9.943	39	236.37	13.85	8
total		22023.09	19318.00	10538.00			96.97	656.00	3617.54		

Tabla 35.Resultado

Se observa como el circuito 17 y 18 ha pesar de que ha aumentado su carga se encuentra subutilizado lo cual lo demuestra el bajo factor de carga que presenta.

ETAPA 2			
SUBESTACIONES	kV.A instalado	kV.A demandado.	% de cargabilidad
Cienfuegos 4kV	4000+4000	4141.86	51.77
Hospital	2500	953.16	38.13
Reina	4000	2833.68	70.84
Junco Sur	8000	7424.87	92.81
San Lázaro	4000+2500	4572.04	70.34
Plaza	4000	2097.46	52.44
Total	33000	22023.09	66.74

Tabla 36 Representa los kV.A instalados y demandados en cada subestación para esta etapa:

Para esta etapa la subestación de Junco Sur alimenta a una demanda que constituye el 92.81% de su capacidad lo cual obliga a que ya para el próximo año deba de estar ubicado el nuevo transformador de 25 MV.A para poder proseguir con la conversión.

(e2-e1)	
kV.A dem	PE(MW.h/año)
706.97	21.96

Tabla 37. Informa sobre la evolución de la demanda y las pérdidas de energía al comparar estos valores de la etapa actual con la anterior:

Como se ha podido apreciar existe un lógico incremento de estos indicadores energéticos debido al crecimiento vegetativo de la carga que predomina por encima del escaso tramo convertido del circuito 1.

3.2.3 Etapa 3

En esta etapa que se realizará en el año 3, se supondrá que esté instalado en la subestación de Junco Sur el transformador (110/13) kV de 25MV.A. Se creará el circuito 85 que saldrá de dicha subestación recorriendo la avenida 50 y estará formado por parte del circuito 1 y el circuito 2 completo, permitiendo su conversión. El circuito 17 en este caso seguirá con parte del circuito 1 agregándosele prácticamente todo el circuito 16 y el circuito 64 completo, esto último me permite transferirle la carga del circuito 5 al transformador (33/13.8) que pertenecía al circuito 64 el cual se encuentra en la misma subestación. El circuito 18 por su parte seguirá estando constituido por la parte del circuito 1 perteneciente al materno y se le agregará el circuito 79 permitiéndose así la conversión de este último. Por lo tanto esta importante etapa permitirá la conversión total de los circuitos 1, 2,5 y 79 (ver anexo 4)

etapa 3											
ctos	kV	kV.A dem	kW dem	kvar dem	f.p	f.c	L (km)	PP(kW)	PE(MWh/año)	V l min(kV)	V f min(kV)
40	14	4691.22	4244	1999	0.96	0.74	32.22	152	805.10	13.80	7.97
Plaza	14	1618.01	1430	757	0.88	0.67	6.023	31	200.80	13.91	8.04
Hospital	14	1845.74	1623	879	0.88	0.59	3.04	35	184.39	13.93	
Cfgos 4kV	4.33	1413.16	1183	773	0.84	0.78	8.504	84	245.40	4.17	2.4
Reina	4.33	2917.55	2506	1494	0.91	0.78	10.251	88	467.69	4.16	2.4
San Lázaro	4.33	2886.99	2517	1414	0.95	0.72	6.847	79	450.47	4.19	2.42
17	14	1723.03	1525	802	0.95	0.8	8.333	34	216	13.94	8.05
18	14	3706.40	3257	1769	0.96	0.77	9.943	110	665.11	13.69	7.9
85	14	1775.41	1467	1000	0.83	0.69	5.836	35	182.46	13.9	8.03
total		22577.50	19752.00	10887.00			91.00	648.00	3417.42		

Tabla 38. Resultado

La longitud de los circuitos que ya operan a 13 kV (65.4 km) señala que en esta etapa ya el 72% de los circuitos involucrados en esta primera fase están convertidos lo cual aunque no es lo que se aspira constituiría desde este momento un gran beneficio desde el punto de vista energético a la red.

ETAPA 3			
SUBESTACIONES	kV.A instalado	kV.A demandado.	% de cargabilidad
Cienfuegos 4kV	4000+4000	1413.16	17.66
Hospital	2500	1845.74	73.83
Reina	4000	2917.55	72.94
Junco Sur	25000	11896.06	47.58
San Lázaro	4000+2500	2886.99	44.42
Plaza	4000	1618.01	40.45
Total	50000	22577.50	45.16

Tabla 39. Representa los kV.A instalados y demandados en cada subestación para esta etapa

(e3-e2)	
kV.A dem	PE(MW.h/año)
554.41	-200.12

Tabla 40. Informa sobre la evolución de la demanda y las pérdidas de energía al comparar estos valores de la etapa actual con la anterior.

Los resultados demuestran como ha disminuido las pérdidas de energía debido al beneficio que reporta haber convertidos 3 circuitos a 13.8 kV (1, 2 y 79) lo cual implica un ahorro considerable de pérdidas atenuando el efecto del crecimiento vegetativo.

3.2.4 Etapa 4.

Esta etapa se realizará en el año 4 y permitirá la conversión del circuito 3 y 4 a 13.8 kV mediante su alimentación desde la subestación Plaza, eliminándose así la subestación Cienfuegos 4kV (ver anexo 5)

etapa 4											
ctos	kV	kV.A dem	kW dem	kvar dem	f.p	f.c	L (km)	PP(kW)	PE(MWh/año)	V l min(kV)	V f min(kV)
40	14	4825.88	4366	2056	0.96	0.74	32.22	160	839.50	13.80	7.97
Plaza	14	2840.91	2472	1400	0.87	0.78	14.57	56	397.41	13.9	8.03
Hospital	14	1864.98	1640	888	0.88	0.59	3.04	35	186.11	13.93	
Reina	4.33	3005.01	2581	1539	0.91	0.78	10.251	93	473.97	4.16	2.4
San Lázaro	4.33	2932.63	2557	1436	0.95	0.72	6.847	80.6	468.70	4.19	2.42
17	14	1765.55	1562	823	0.95	0.8	8.333	35.2	223.6	13.94	8.05
18	14	3820.53	3357	1824	0.96	0.77	9.943	116	691.28	13.68	7.89
85	14	1835.31	1517	1033	0.83	0.69	5.836	37	188.9	13.9	8.02
total		22890.80	20052.00	10999.00			91.04	612.80	3469.47		

Tabla 41. Resultados

Se observa como a pesar del aumento de carga que se ha experimentado en la subestación Plaza el voltaje mínimo se mantiene prácticamente con el valor del voltaje de operación del transformador y así sucedería con prácticamente todos los circuitos que se le agregasen

pues la subestación que se está analizando se encuentra prácticamente en el centro de carga lo cual hace pensar que pudiera dejarse en el futuro como respaldo ante cualquier falla que ocurriera en los circuitos de la ciudad.

ETAPA 4			
SUBESTACIONES	kV.A instalado	kV.A demandado.	% de cargabilidad
Hospital	2500	1864.98	74.60
Reina	4000	3005.01	75.13
Junco Sur	25000	12247.27	48.99
San Lázaro	4000+2500	2932.63	45.12
Plaza	4000	2840.91	71.02
Total	42000	22890.80	54.50

Tabla 42. Representa los kV.A instalados y demandados en cada subestación para esta etapa

Como se observa ha sido desmantelado la sub Cienfuegos 4 kV.

(e4-e3)	
kV.A dem	PE(MW.h/año)
134.66	34.40

Tabla 43. Informa sobre la evolución de la demanda y las pérdidas de energía al comparar estos valores de la etapa actual con la anterior.

Como se aprecia a pesar de la conversión de los circuitos 3 y 4 el beneficio que esto reporta no atenúa la influencia del crecimiento vegetativo.

3.2.5 Etapa 5.

Esta etapa que debe realizarse en el año 5 consistirá en la conversión del circuito 81 desde el circuito 18 mediante su unión con el antiguo circuito 79, además se incrementará notablemente el circuito 85 pues se pasará a este el circuito 5 y parte el 65 al unirse con el cto 2 no sin antes haberle unido a dicho circuito 5 el circuito 80 y el resto del 65 quedando convertidos entonces los circuitos 80,81, y 65 (ver anexo 6)

etapa 5											
ctos	kV	kV.A dem	kW dem	kvar dem	f.p	f.c	L (km)	PP(kW)	PE(MWh/año)	V l min(kV)	V f min(kV)
40	14	4963.25	4491	2113	0.95	0.74	32.22	168	876.33	13.79	7.96
Plaza	14	2901.44	2524	1431	0.87	0.78	14.57	58	408.00	13.9	8.05
Reina	4.33	2204.50	1882	1148	0.92	0.78	6.906	75	353.1	4.15	2.42
17	14	1809.38	1601	843	0.95	0.8	8.333	37	231.2	13.84	8.05
18	14	5598.31	4887	2731	0.93	0.8	9.943	208	1428	13.47	7.78
85	14	5410.16	4665	2740	0.92	0.76	14.754	162	917.86	13.61	7.86
total		22887.04	20050.00	11006.00			86.73	708.00	4214.49		

Tabla 44.Resultados

Se aprecia que solo queda una subestación por convertir.

ETAPA 5			
SUBESTACIONES	kV.A instalado	kV.A demandado.	% de cargabilidad
Reina	4000	2204.50	55.11
Junco Sur	25000	17781.10	71.12
Plaza	4000	2901.44	72.54
Total	33000	22887.04	69.35

Tabla 45. Representa los kV.A instalados y demandados en cada subestación para esta etapa.

(e5-e4)	
kV.A dem	PE(MW.h/año)
-3.76	745.02

Tabla 46. Informa sobre la evolución de la demanda y las pérdidas de energía al comparar estos valores de la etapa actual con la anterior.

La tabla representa como las pérdidas de energía han aumentado notablemente este año respecto al anterior a pesar de haberse convertido 3 circuitos lo cual se debe a varios factores entre ellos el crecimiento vegetativo de las cargas, además el circuito 85 que se ha alargado lo suficiente y además a acumulado suficiente carga (prácticamente todos los circuitos de la ciudad) como para provocar voltajes menores que anteriores etapas aun cuando se encuentren dentro de los parámetros establecidos afectando principalmente a los circuitos de los extremos (circuito 65) que antes se alimentaban desde muy cerca, lo mismo va sucediendo con el circuito 18 donde el voltaje de línea llega a alcanzar 13.47 kV. En cuanto a la demanda ocurre algo significativo y es que ha disminuido pues en esta etapa se han transferido varios circuitos que en la etapa anterior estaban vinculados a otros que tenían un gráfico de carga con una hora de máxima en que aportaban su demanda sin embargo al transferirse a otros circuitos dicho

gráfico cambió, por lo que la demanda será diferente. A continuación se muestran estos casos.

cto transferido	hora máx	cto anterior	hora máx	demanda (kV.A)	cto actual	hora máx	demanda kV.A	
81	9	sub San Lázaro	9	1900	18	19	1608	
5	10	sub Hospital.	10	1865	85	10	1886	
80	9	sub San Lázaro	9	901	85	10	1027	
65	10	sub Reina.	19	870	85	10	911.5	
							Diferencia.	-103.5

Tabla 47. Explicación de disminución de demanda.

La tabla muestra los circuitos que fueron transferidos con sus propias horas de máximo, así como la hora de máxima y la demanda que dicho circuito aporta a esta hora en el circuito que estaba insertado en el pasado año y en el actual, así se aprecia que el circuito 81 tiene un gráfico de carga en que su hora de máximo es a las 9, el año pasado estaba insertado en la subestación de San Lázaro junto al circuito 80, en ese entonces ambos provocaban un gráfico de carga en que su hora de máximo también era a las 9 horas lo cual le permitía al circuito que es objeto de análisis aportar su máxima demanda en esta etapa (1900 kV.A), sin embargo para este año se propone su conversión mediante su unión con el circuito 18 el cual tendrá un gráfico de carga en que su hora de máximo es a las 19, muy distante de la hora pico del circuito 81 de aquí que su aporte para esta etapa sea 1608 (kV.A) es decir muy inferior al pasado año incluso teniendo en cuenta el crecimiento vegetativo, y aunque si se realiza el mismo análisis para los restantes circuitos representados estos si aumentan la demanda, el efecto de todos sigue resultando un ahorro de 103.5 kV.A viéndose el predominio que ejerció el ahorro de 292 kV.A al transferirse el circuito 81 que se impone incluso al hecho del aumento vegetativo de todos los circuitos en general y del incremento de las pérdidas de potencia antes explicado ahorrándose 3.76 kV.A.

3.2.6 Etapa 6

Esta etapa tiene como objetivo terminar con la conversión de los circuitos pertenecientes a la Ciudad de Cienfuegos, para esto se dividirá el circuito 66 en dos, una parte se unirá al antiguo circuito 80 y la otra al 66 quedando integrado así al actual circuito 85, además se creará el circuito 84 que consistirá en un alimentador que irá desde Junco Sur hasta la subestación Plaza y alimentará los circuitos de dicha subestación (ver anexo 7).

etapa 6											
ctos	kV	kV.A dem	kW dem	kvar dem	f.p	f.c	L (km)	PP(kW)	PE(MWh/año)	V l min(kV)	V f min(kV)
40	14	5105.04	4619	2174	0.95	0.74	32.22	176	915.35	13.78	7.96
84	14	3015.24	2607	1515	0.87	0.78	17.369	88	281.28	13.66	7.89
17	14	1853.21	1640	863	0.95	0.8	8.333	38	239.2	13.94	8.05
18	14	5759.17	5026	2812	0.93	0.8	9.943	218	1545.76	13.45	7.77
85	14	7328.92	6304	3738	0.92	0.77	21.45	271	1658	13.38	7.73
total		23061.57	20196.00	11102.00			89.32	791.00	4639.59		

Tabla 48.Resultados

Esta tabla muestra el resumen de la primera fase perteneciente a esta variante.

ETAPA 6			
SUBESTACIONES	kV.A instalado	kV.A demandado.	% de cargabilidad
Junco Sur	25000	23061.57	92.25
Plaza	4000	0.00	0.00
Total	29000	23061.57	79.52

Tabla 49. Muestra el estado de cargabilidad de la subestación de Junco Sur

La permanencia de los 4000 kV.A instalados en la subestación Plaza constituye un interés en nuestra propuesta de mantener esta reserva para caso de emergencia, pudiéndose considerar incluso el aumento de dicha capacidad.

(e6-e5)	
kV.A dem	PE(MW.h/año)
174.53	425.10

Tabla 50. Informa sobre la evolución de la demanda y las pérdidas de energía al comparar estos valores de la etapa actual con la anterior.

Como se observa habrá un incremento de las pérdidas y la demanda debido al crecimiento vegetativo de las cargas, al empeoramiento de la situación explicada en la etapa anterior referido al circuito 85 ya que este aumentará su extensión aun más y además se agrega la construcción de un alimentador de 2500m que provocará una caída de voltaje en los circuitos que en la etapa anterior eran alimentados en la subestación Plaza incidiendo esto en un aumento considerable de pérdidas de potencia y energía, como es lógico todo esto predomina sobre el beneficio que pudiera reportar la conversión del circuito (66).

Una vez terminada la etapa seis todos los circuitos de la ciudad de Cienfuegos están convertidos, teniendo como fuente de alimentación la subestación (110/13) kV de Junco Sur y como respaldo la subestación (33/13.8) kV de Plaza. Esta situación como es lógico

será insostenible a corto plazo desde el punto de vista de la fiabilidad y de hecho cuando se realiza la corrida de los circuitos para los años venideros teniendo en cuenta el crecimiento vegetativo se obtienen los siguientes resultados.

etapa 7				etapa 8				etapa 9			
ctos	kV.A dem	kW dem	kvar dem	ctos	kV.A dem	kW dem	kvar dem	ctos	kV.A dem	kW dem	kvar dem
40	5089.05	4572	2235	40	5403.05	4890	2298	40	5558.73	5031	2364
84	3406.99	2960	1687	84	3480.54	3023	1725	84	3557.32	3088	1766
17	1900.20	1681	886	17	1947.15	1723	907	17	1996.79	1767	930
18	5925.75	5171	2894	18	6098.15	5321	2979	18	6276.01	5475	3068
85	7477.59	6430	3817	85	7631.24	6560	3899	85	7789.86	6694	3984
total	23799.57	20814.00	11519.00	total	24560.12	21517.00	11808.00	total	25178.70	22055.00	12112.00

Tabla 51: Crecimiento vegetativo de la carga.

Es apreciable que ya para el año 9 la demanda será superior a los 25 MV.A instalados en la fuente de alimentación anteriormente señalada, por esto se necesita la construcción de una nueva subestación para el año 7 la cual será ubicada en la periferia norte de la ciudad, tendrá una capacidad de 25 MV.A, 6 salidas y servirá de alimentación a los circuitos pertenecientes a la zona industrial #1, a los barrios cercanos y además ayudará a aliviar la situación de la subestación Junco Sur mediante la alimentación a algunos circuitos de a ciudad.

3.3 Segunda Fase

3.3.1 Etapa 7

Esta etapa que se ejecutará en el año 7 consiste en la creación de 4 circuitos que serán alimentados desde la nueva subestación y son los siguientes:

CIRCUITO 50: Este circuito estará formado por parte del circuito 13 y circuito 67 completo permitiendo su conversión a 13.8 kV.

CIRCUITO 51: Este circuito estará formado por la parte del circuito 13 industrial.

CIRCUITO 52: Este circuito estará formado por la parte del circuito 13 residencial.

CIRCUITO 53: Este circuito estará formado por el circuito 7 permitiendo su conversión a 13.8 kV. (ver anexo 8)

ETAPA 7		Sub Junco Sur									
CTOS	kV	kV.A dem	kW dem	kvar dem	f.p	f.c	L (km)	PP(kW)	PE(MWh/año)	V l min(kV)	V f min(kV)
40	14	5251.35	4752	2235	0.95	0.74	32.22	185	956.00	13.77	7.95
84	14	3095.93	2663	1579	0.87	0.78	17.369	91	603.80	13.66	17.89
17	14	1900.20	1681	886	0.95	0.8	8.333	39	247.84	13.94	8.05
18	14	5925.75	5171	2894	0.93	0.8	9.943	230	1677.13	13.43	7.76
85	14	7477.59	6430	3817	0.92	0.77	21.45	280	1729.5	13.37	7.72
total		23650.83	20697.00	11411.00			89.32	825.00	5214.27		
ETAPA 7		Sub ZI (25)									
CTOS	kV	kV.A dem	kW dem	kvar dem	f.p	f.c	L (km)	PP(kW)	PE(MWh/año)	V l min(kV)	V f min(kV)
50	14	1464.51	1228	798	0.84	0.63	9.266	33	166.82	13.82	7.99
51	14	357.58	306	185	0.86	0.39	3.336	7	33.16	13.98	
52	14	3140.86	2718	1574	0.91	0.69	11.586	90	360.13	13.75	7.94
53	14	2019.19	1670	1135	0.86	0.73	12.82	56	371.91	13.88	8.01
total		6982.13	5922	3692			37.008	186	932.02		

Tabla 52. Resultados.

Llama la atención los voltajes relativamente bajos en los circuitos 18 y 85 lo cual trae consigo una importante pérdida de energía.

ETAPA 7			
SUBESTACIONES	kV.A instalado	kV.A demandado.	% de cargabilidad
Junco Sur	25000	23650.83	94.60
ZI(25)	25000	6982.13	27.93
Total	50000	30632.96	61.27

Tabla 53 Representa el estado de cargabilidad de las subestaciones al transcurrir esta etapa Se puede observar como la subestación de Junco Sur necesita una urgente liberación de parte de su carga lo cual constituye el objetivo fundamental de la próxima etapa.

En este caso no se hará un análisis comparativo de la evolución de la demanda y las pérdidas pues en esta etapa se incluyen nuevas cargas.

3.3.2 Etapa 8.

Esta etapa que se realizará en el año 8 consiste en la creación de dos circuitos que serán alimentados desde la subestación ZI (25) completando así sus 6 salidas, esto constituye una necesidad técnica pues como se mostró anteriormente para este año ya la demanda superará a la capacidad instalada en la subestación de Junco Sur (ver anexo 9) que además es la configuración resultante.

Circuito 54: Dicho circuito estará formado por los antiguos circuitos 80, 5, 65 y 66 liberándole carga al circuito 85

Circuito 55: Dicho circuito estará formado por los antiguos circuitos 79 y 81 liberándole carga al circuito 18.

ETAPA 8		Sub Junco Sur									
CTOS	kV	kV.A dem	kW dem	kvar dem	f.p	f.c	L (km)	PP(kW)	PE(MWh/año)	V l min(kV)	V f min(kV)
40	14	5403.05	4890	2298	0.95	0.74	32.22	195	976.75	13.77	7.95
84	14	3150.75	2722	1586.8	0.87	0.78	17.369	93	627.03	13.65	7.89
17	14	1947.15	1723	907	0.94	0.8	10.36	41	256.88	13.93	8.05
18	14	2143.63	1875	1039	0.93	0.76	7.867	56	382.86	13.81	7.97
85	14	2466.20	2054	1365	0.84	0.69	7.436	58	282.48	13.85	8
total		15110.77	13264.00	7195.80			75.25	443.00	2526.00		
ETAPA 8		Sub ZI (25)									
CTOS	kV	kV.A dem	kW dem	kvar dem	f.p	f.c	L (km)	PP(kW)	PE(MWh/año)	V l min(kV)	V f min(kV)
50	14	1486.69	1246	811	0.88	0.53	9.266	34	168	13.82	7.99
51	14	362.55	310	188	0.86	0.39	3.336	7	33.16	13.98	
52	14	3231.78	2797	1619	0.91	0.69	11.586	95	364.51	13.74	7.94
53	14	2080.22	1720	1170	0.88	0.71	12.82	58	392.44	13.87	8.01
54	14	5824.10	5034	2929	0.94	0.72	16.869	201	1199	13.51	7.8
55	14	3953.36	3435	1957	0.92	0.78	12.193	111	734.36	13.7	7.8
total		16938.70	14542	8674			37.008	194	2891.47		

Tabla 54 Resultados

La tabla anterior constituye el reporte final de los circuitos al terminar la conversión según la segunda variante.

ETAPA 8			
SUBESTACIONES	kV.A instalado	kV.A demandado.	% de cargabilidad
Junco Sur	25000	15110.77	60.44
ZI(25)	25000	16938.70	67.75
Total	50000	32049.47	64.10

Tabla 55. Representa el estado de cargabilidad de las subestaciones al transcurrir esta etapa constituyendo además el reporte final de las subestaciones al terminar la conversión según la segunda variante:

(e8-e7)	
kV.A dem	PE(MW.h/año)
1416.50	-728.82

Tabla 56. Informa sobre la evolución de la demanda y las pérdidas de energía al comparar estos valores de la etapa actual con la anterior:

Como se aprecia se ha liberado de carga la subestación de Junco Sur pero además se obtuvo un adecuado equilibrio de cargabilidad para ambas subestaciones, los voltajes obtenidos se encuentran ampliamente dentro del rango requerido. En cuanto a la demanda es evidente su ascenso pero sin embargo ocurre un apreciable ahorro de energía como resultado de haber transferido parte importante de los circuitos 85 y 18 a la subestación Sub ZI (25) por lo que ahora las partes más alejada de dichos circuitos son alimentados desde circuitos menos cargados respecto al que tenían anteriormente.

Con lo anteriormente expuesto finaliza el proceso de conversión utilizando esta variante.

año	8	9	10	11	12	24	25	26	27	28	29	30
DEMANDA (MVA) Sub Junc Sur.	15.6	16.0	16.4	16.9	17.3	22.6	23.0	23.5	23.9	24.4	24.8	25.2
DEMANDA (MVA) Sub ZI (25).	17.0	17.5	18.0	18.5	18.9	24.6	25.0	25.5	26.0	26.4	26.9	27.4

Tabla 57. Representa que tiempo (teniendo en cuenta el crecimiento vegetativo) debe durar cada subestación en llegar a su máxima capacidad.

Los saltos de años se realizaron en aras de ahorrar espacio pues en definitiva no aportan información a la siguiente conclusión.

Como se aprecia la subestación de Junco Sur debe de llegar a su máxima capacidad 22 años después de haberse concretado el fin de las conversiones mientras que la Sub ZI(25) 17 años con lo cual se logra para ambos casos un magnifico resultado en este sentido.

CAPITULO 4: COMPARACIÓN MEDIANTE EL ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS DE LAS DOS VARIANTES.

Introducción.

Este capítulo tiene como objetivo realizar una comparación de las variantes presentadas entre sí y respecto a si no se hubiera procedido a la conversión mediante un análisis técnico y económico que permitirá decidir cual de las dos variantes resulta mejor en ese sentido.

A continuación se mostrará las tablas resúmenes de ambas variantes que ayudará a decidir cual es la más apropiada técnicamente:

4.1 Análisis técnico.

VARIANTE 1											
ETAPA 8	Sub Junco Sur										
CTOS	kV	kV.A dem	kW dem	kvar dem	f.p	f.c	L (km)	PP(kW)	PE(MWh/año)	V l min(kV)	V f min(kV)
91	14	6414.85	5804	2732	0.94	0.73	34.762	209	1079.40	13.81	7.97
92	14	2576.57	2291	1179	0.89	0.8	12.579	67	406.21	13.71	7.92
93	14	3318.20	2801	1779	0.93	0.78	13.286	91	414.12	13.77	7.95
94	14	4127.46	3542	2119	0.86	0.75	15.914	115	744.65	13.71	7.92
95	14	3396.88	2909	1754	0.9	0.78	13.846	114	500.10	13.62	7.87
total		19833.96	17347.00	9563.00			90.39	596.00	3144.48		
Sub ZI (25)											
CTOS	kV	kV.A dem	kW dem	kvar dem	f.p	f.c	L (km)	PP(kW)	PE(MWh/año)	V l min(kV)	V f min(kV)
21	14	3071.10	2553	1707	0.86	0.75	19.941	72	447.30	13.84	7.99
22	14	3416.11	2948	1726	0.91	0.74	16.367	113	466.30	13.66	7.89
23	14	5127.39	4462	2526	0.95	0.77	13.859	149	967.19	13.67	7.91
total		11614.60	9963.00	5959.00			50.17	334.00	1880.79		

Tabla 58.Resultado energético general (variante 1).

VARIANTE 2											
ETAPA 8	Sub Junco Sur										
CTOS	kV	kV.A dem	kW dem	kvar dem	f.p	f.c	L (km)	PP(kW)	PE(MWh/año)	V l min(kV)	V f min(kV)
40	14	5403.05	4890	2298	0.95	0.74	32.22	195	976.75	13.77	7.95
84	14	3150.75	2722	1586.8	0.87	0.78	17.369	93	627.03	13.65	7.89
17	14	1947.15	1723	907	0.94	0.8	10.36	41	256.88	13.93	8.05
18	14	2143.63	1875	1039	0.93	0.76	7.867	56	382.86	13.81	7.97
85	14	2466.20	2054	1365	0.84	0.69	7.436	58	282.48	13.85	8
total		15110.77	13264.00	7195.80			75.25	443.00	2526.00		
Sub ZI (25)											
CTOS	kV	kV.A dem	kW dem	kvar dem	f.p	f.c	L (km)	PP(kW)	PE(MWh/año)	V l min(kV)	V f min(kV)
50	14	1486.69	1246	811	0.88	0.53	9.266	34	168	13.82	7.99
51	14	362.55	310	188	0.86	0.39	3.336	7	33.16	13.98	
52	14	3231.78	2797	1619	0.91	0.69	11.586	95	364.51	13.74	7.94
53	14	2080.22	1720	1170	0.88	0.71	12.82	58	392.44	13.87	8.01
54	14	5824.10	5034	2929	0.94	0.72	16.869	201	1199	13.51	7.8
55	14	3953.36	3435	1957	0.92	0.78	12.193	111	734.36	13.7	7.8
total		16938.70	14542	8674			37.008	194	2891.47		

La tabla muestra los principales indicadores energéticos que caracterizan a una red eléctrica brindada por el programa Radial, en esta se puede apreciar que para ambas variantes se ha obtenido un factor de potencia por encima de 0.85 en todos los circuitos e incluso la mayoría se encuentran por encima de 0.90 y en cuanto al voltaje se observa que se encuentra dentro de los parámetros establecidos, como puede verse en ambos casos hay una paridad que impide realizar una selección de cual de las dos variantes es mejor en esos indicadores específicos.

ETAPA 8	variante 1		
SUBESTACIONES	kV.A instalado	kV.A demandado.	% de cargabilidad
Junco Sur	25000	19833.96	79.34
ZI(25)	25000	11614.60	46.46
Total	50000	31448.55	62.90
ETAPA 8	variante 2		
SUBESTACIONES	kV.A instalado	kV.A demandado.	% de cargabilidad
Junco Sur	25000	15454.52	61.82
ZI(25)	25000	16930.60	67.72
Total	50000	32385.12	64.77

Tabla 60. Estado de cargabilidad con que quedan ambas subestaciones al término de la conversión de ambas variantes y número de años que podrán trabajar sin sobrecarga.

año	8	9	10	20	30	35	36	40	45	60	67	68
DEMANDA(MV.A)Sub Junco Sur.	19.83	20.02	20.21	20.40	20.59	24.95	25.14	25.33	26.85	29.69	31.02	31.21
DEMANDA(MV.A) Sub ZI(25)	11.61	11.84	12.06	12.29	12.51	17.68	17.90	18.13	19.92	23.29	24.86	25.09

Tabla 61 Variante 1.

año	8	9	10	11	12	24	25	26	27	28	29	30
DEMANDA (MV.A) Sub Junc Sur.	15.6	16.0	16.4	16.9	17.3	22.6	23.0	23.5	23.9	24.4	24.8	25.2
DEMANDA (MV.A) Sub ZI (25).	17.0	17.5	18.0	18.5	18.9	24.6	25.0	25.5	26.0	26.4	26.9	27.4

Tabla 62.Variante 2:

Estas tablas dan constancia del apropiado nivel de cargabilidad con que queda finalmente cada subestación que le permitirá trabajar cómodo un número importante de años sin sufrir sobrecarga, siendo mejor la variante 1 pues como se aprecia en esta la subestación de Junco Sur debe de llegar a su máxima capacidad 28 años después de haberse concretado el fin de las conversiones mientras que la Sub ZI(25) 60 años entre tanto la variante 2 arroja como resultado que la subestación de Junco Sur debe de llegar a su máxima capacidad 22 años después de haberse concretado el fin de las conversiones mientras que la Sub ZI(25) 17 años.

variantes	kV.A dem	PE(MW.h/año)
variante 1	31448.55	5025.27
variante 2	32385.12	5417.47

Tabla 63.Muestra la demanda y las pérdidas de energía de ambas variantes.

variantes	ahorro de energía (MW.h/año)
variante 1	731.14
variante 2	338.94

Tabla 64.Representativa del ahorro que implica lo anteriormente expuesto.

Esta tabla es sin dudas la que permite decidir cual de las dos variantes es la mejor técnicamente pues muestra el indicador energético más importante a la hora de valorar cualquier red eléctrica: las pérdidas de energía anuales, que son menores en la variante 1 respecto a la variante 2, implicando un mayor ahorro al igual que la demanda, por lo que desde el punto de vista técnico aunque la variante 1 es la óptima aunque la variante 2 podría ser

también aceptada pues podría significar un importante ahorro de 338.94 MW.h/año.

4.2 Análisis económico aproximado.

Para la realización de este análisis económico se utilizó como herramienta fundamental la tabla de Valoración Económica de Proyecto, la cual es usada en el departamento de dirección técnica y desarrollo de la Empresa Eléctrica Provincial de Cienfuegos, esta trabaja a partir de los siguientes datos:

- Ahorros de las pérdidas de potencia en un rango determinado de años que en este caso será 15.
- Ahorro de pérdidas de energía en el mismo rango de años.
- Inversiones y recuperaciones durante los años de inversiones.

Obteniéndose los siguientes indicadores:

- Valor acumulado neto (VAN): Este indicador se define como la diferencia que existe entre la suma de los flujos de caja de toda la vida útil del proyecto actualizados y los gastos totales de inversión.

El criterio del (VAN) plantea lo siguiente:

$VAN > 0$ Se acepta el proyecto.

$VAN < 0$ Se desecha el proyecto.

- Tasa interna de retorno (TIR). Constituye la tasa interna de retorno de una inversión para una serie de valores en efectivo.
- Relación beneficio/costo: Brinda la relación entre los beneficios que produce la inversión y el costo de esta cuyo valor debe de ser mayor que 1.
- Ahorros- costos actualizados acumulados: Es una medida del tiempo en que se empiezan a recuperar los gastos realizados.

Pasos seguidos para la realización del análisis económico aproximado:

1. Determinación de las pérdidas de energía durante un rango de 15 años para los tres casos: configuración actual de los circuitos sin convertir, variante 1 y variante 2.

- Determinación de las pérdidas de potencia durante un rango de 15 años para los tres casos: configuración actual de los circuitos sin convertir, variante 1 y variante 2.

Para la ejecución de este paso se hizo necesario realizar las corridas del Radial de todos los circuitos para una hora fija (19 horas) pues solo así se puede comparar este indicador energético ya que como es conocido este programa brinda la información de las pérdidas de potencia para la hora de máxima, que en todos los casos no es igual.

- Determinación del ahorro de pérdidas de potencia y energía mediante la comparación de cada variante respecto a la configuración actual de los circuitos sin convertir.
- Determinación de las inversiones realizadas para la ejecución de cada variante teniendo en cuenta los siguientes datos que ante la ausencia de información exacta se decidió sobredimensionarlos, desde luego teniendo una noción de sus costos. Lo anterior a pesar de no ser lo idóneo resultará un indicador efectivo de cual de las dos variantes resulta mejor económicamente, pero además si la respuesta dada por la tabla de Valoración Económica de Proyecto brinda un resultado positivo se puede confiar plenamente en que la variante será factible.

Datos utilizados para el cálculo de las inversiones:

Transformadores mayores de 50 kV.A = 1500\$.

Transformadores menores de 50 kV.A = 1000\$.

Precio de los alimentadores a usar = 12000 \$/Km

.Datos de la configuración actual sin convertir (SC).

año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
PP SC	584	608	635	664	697	728	1010	1065	1120	1178	1247	1318	1380	1465	1550

Tabla 65. Pérdida de potencia. PP (kW) durante 15 años.

año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
PE SC	3610	3673	3841	3981	4131	4288	5524	5756	6057	6271	6489	6716	6953	7200	7458

Tabla 66. Pérdida de energía. PE (MW.h/año) durante 15 años.

Datos de la variante 1. (V1)

año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
PP V1	588	689	603	646	680	703	922	938	988	921	1086	1142	1100	1261	1247

Tabla 67. Pérdida de potencia. PP (kW) durante 15 años.

año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
PE V1	3610	3593	3550	3149	3787	3902	5025	5025	5195	5363	5538	5719	5908	6105	6310

Tabla 68. Pérdida de energía. PE (MW.h/año) durante 15 años

año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
AP V1	5	3	32	18	17	25	88	127	132	257	161	176	280	204	303

Tabla 69. Ahorro de potencia. AP (kW) durante 15 años.

año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
AE V1	607	581	565	574	678	797	1008	905	951	993	1043	1094	1151	1108	1273

Tabla 70. Ahorro de energía: AE (MW.h/año) durante 15 años

años	1	2	3	4	5	6	7	8
GASTO (MP)	113.5	258.5	24	251.6	199.6	238.7	27.9	26.1
RECUPERACION	53.7	155.1	0	130.8	96	117.3	0	37.6

Tabla 71. Inversión en miles de pesos (MP) en transformadores de distribución y alimentadores así como lo recuperado.

Datos de la variante 2. (V2)

año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
PP V2	608.00	583.00	568.00	578.00	683.00	803.00	1015	913	960	1003	1054	1106	1164	1122	1288

Tabla 72. Pérdida de potencia. PP (kW) durante 15 años.

año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
PE V2	3596	3618	3417	3469	4214	4940	6146	5417	5625	5842	6069	6306	6554	6814	7085

Tabla 73. Pérdida de energía. PE (MW.h/año) durante 15 años.

año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
AP V2	10	25	67	86	14	-75	-5	152	160	175	193	212	216	343	262

Tabla 74. Ahorro de potencia. AP (kW) durante 15 años.

año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
AE V2	15	55	424	511	-83	-652	-622	339	432	429	420	410	399	387	373

Tabla 75. Ahorro de energía: AE (MW.h/año) durante 15 años

años	1	2	3	4	5	6	7	8
GASTO (MP)	50.7	46	275.8	84.5	183.5	146.1	231.5	73.8
RECUPERACION	26.1	27.6	155.4	50.7	108.3	67.5	117.3	0

Tabla 76. Inversión en miles de pesos (MP) en transformadores de distribución y alimentadores así como lo recuperado.

Resultados Obtenidos.

años	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
AHORROS-CAA.	(MP)	-15	-41.36	-6.752	-37.87	-55.1	-75.7	-54.9	-21	3.35
TASA DE DESCUENTO.	0.17	5Años	10años.	15 años	20 Años	25 Años.				
VALOR ACUMULADO NETO (VAN).	(MP)	64.6	36.922	90.772	102.09	107.211				
TASA INTERNA DE RETORNO (TIR).	(%)	28%	28%	34%	35%	35%				
RELACIÓN BEEFICIO/COSTO.	P.U.	0.9	1.06	1.14	1.2	1.17				

Tabla 77. (Variante 1):

años	0	1	2	3	4	5	6	13	14
AHORROS-CAA.	(MP)	20	43.6	-9.5	9.7	6.2	-10.8	-1.4	6.7
TASA DE DESCUENTO.	0.17	5Años	10años.	15 años	20 Años	25 Años.			
VALOR ACUMULADO NETO (VAN).	(MP)	9.247	19.012	16.476	27.87	33.032			
TASA INTERNA DE RETORNO (TIR).	(%)	28%	-1%	29%	29%	29%			
RELACIÓN BEEFICIO/COSTO.	P.U.	0.98	0.96	1.03	1.1	1.06			

Tabla 78. (Variante 2)

Los años ausentes fueron eliminados en aras de ahorrar espacio pues su información es irrelevante.

Leyenda:

CCA- Costos actualizados acumulados.

Comparación:

Como se puede apreciar los dos presentan un $VAN > 0$ por lo que ambos proyectos son aceptables, en el caso de la variante 1 es superior a la variante 2 en cuanto al tiempo en que se recuperará la inversión (Ahorros-C.A.A) se obtuvo que lo harán en un número aceptable de años en el caso de la variante 1 será un año después de terminarse la conversión mientras que la variante 2 seis años después, por lo tanto es evidente que la variante 1 es mejor económicamente respecto a la variante 2.

Como conclusión final se tiene que la variante 1 resulta mejor que la variante 2 técnica y económicamente.

Es importante señalar que en la variante 2 durante los primeros dos años, así como durante el año cuatro y cinco los valores de (Ahorros-C.A.A) indican como si ya se hubiera

pagado la inversión, información esta que solo se podrá precisar realmente al terminar la inversión es decir en este caso sería después del año ocho y no antes.

4.3 Análisis sobre posibilidad de llevar a vías de hecho cada variante según características propias de la ciudad y situación económica actual

Cienfuegos es un ciudad pequeña que presenta una red muy complicada en el sentido de cruzamientos de muchas líneas sobre todo en el centro, si se aplicara la variante 1 esta situación se agravaría pues se agregaría la construcción de las grandes estructuras que conformaría los expresos, tal es el caso del que conformaría el circuito 95 que tendría que llegar hasta Reina atravesando el centro de la ciudad con muy pocas opciones que le garantice las condiciones que una estructura de este tipo lleva tales como estar limpio de árboles, lejos de cualquier componente urbanístico (casas, edificios, balcones) así como de otras líneas que puedan provocar una avería fatal, otro aspecto que se podría adicionar es que la inversión inicial que conllevaría esta variante que si bien se demostró se pagaría a corto plazo es lo suficientemente grande como para que la situación actual del país lo pueda asumir, por ejemplo cuando se elaborara la etapa 3 que consiste en la creación del circuito 94, la única alimentación y por lo tanto prácticamente la única opción de conversión que tendrán los actuales circuitos 2, 3, 4 y 5 que conformarán a dicho circuito será el expreso proveniente de la subestación de Junco Sur por lo que además del costo que conllevaría su construcción se necesitaría en el tiempo mas breve posible la presencia de 216 nuevos transformadores con sus nuevos dispositivos lo cual es prácticamente improbable y si no sucediera así la fiabilidad de los circuitos anteriormente mencionados quedaría afectada.

La variante dos por su parte tiene la cualidad de que su elaboración se basa en la conversión paulatina de aquellas cargas que aún están a 4 kV teniendo como base las estructuras de los actuales circuitos por lo que permite ajustarse mas a la situación económica que presenta el país, por ejemplo recientemente la empresa eléctrica dispuso de un número determinado de nuevos transformadores que han permitido el inicio de algunas conversiones, y se podrá seguir ejecutando a medida que estos recursos puedan entrar aún cuando no sea repentinamente.

4.4 Análisis de fiabilidad.

Se ha visto como la variante 1 resulta mejor técnica y económicamente por lo que si este trabajo se hubiera realizado dos años atrás se llegaría a la conclusión de que esta sería la variante a escoger, sin embargo, si se entrara a analizar el indicador mas importante que en la actualidad debe de regir el diseño de una red, la fiabilidad, la historia sería diferente, solo bastaría pensar que sucedería si algunos de los alimentadores que se sugirieron en esta primera variante y que brindaría energía a varios circuitos actuales a la vez fallara, sin dudas provocaría la interrupción súbita de numerosas cargas que demorarían en restablecer, lo cual es un riesgo que nadie querría correr y si bien es cierto que para algunos circuitos se podría prever algún respaldo existen otros que su lejanía dificultaría su protección en este sentido. En cuanto a la variante 2 se puede apreciar en el esquema resultante que todos los circuitos quedarán debidamente respaldado, es decir esta variante es más confiable que la anterior, elemento este suficiente para decidir que a los efectos de las tendencias actuales aunque con la variante 1 se obtengan mejores resultados técnicos-económicos el hecho de que la variante 2 brinde una mayor fiabilidad al servicio de los clientes permite asegurar sin lugar a dudas que la mejor variante es la segunda.

CONCLUSIONES

El trabajo permitió arribar a las siguientes conclusiones:

- Las dos variantes cumplen con las condiciones técnicas-económicas necesarias.
- Desde el punto de vista económico la mejor variante es la 1.
- Desde el punto de vista técnico la mejor variante es la 1.
- Desde el punto de vista de la posibilidad de llevar a cabo la variante según las características propias de la ciudad y situación económica actual resulta mejor la variante 2.
- Desde el punto de la fiabilidad la mejor fue la variante 2 por lo tanto es la variante a escoger.
- Se ha obtenido que la variante 1(cargas concentradas) tuvo mayores pérdidas de energía que la variante 2 (cargas distribuidas) a pesar de que la teoría plantea lo contrario lo cual quiere decir que si bien es importante tener en cuenta los fundamentos teóricos para realizar cualquier investigación la demostración práctica tiene la última palabra.

RECOMENDACIONES

- Se recomienda seguir trabajando sobre este tema mediante la creación de un grupo multidisciplinario de especialistas donde se puedan valorar las numerosas propuestas que pudieran surgir conjugando los criterios técnicos, económicos y operativos pero que prevalezca lo más importante, la fiabilidad del servicio al cliente y así concretar el anhelado propósito de convertir a 13.8 kV la ciudad Cienfuegos.
- Poner a disposición de todas las empresas eléctricas lo más rápido posible el nuevo programa RADIAL que se está implementando y que permitirá la fácil manipulación de los circuitos sustituyendo la actual versión que si bien ha sido de inapreciable utilidad es muy rígido en el aspecto mencionado anteriormente.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.

- Casas Fernández, Leonardo. Sistemas Electroenergéticos. UCLV, Santa Clara,(1973)
- Martínez Rodríguez, Boris A. Valoración sobre factibilidad de cambio de voltaje de distribución en la ciudad de Cienfuegos. Empresa Eléctrica de Cienfuegos (1999).
- Unión Nacional Eléctrica (UNE), Directiva sobre planeamientos. (2004).
- Lourdes Fernández, Reportes de interrupciones Dirección técnica, (2003).
- Despacho, Hoja de lecturas de subestaciones,(2003)
- Hernández Alberola, Armando, Propuesta de desarrollo de red de 13 kV Cienfuegos (2003).

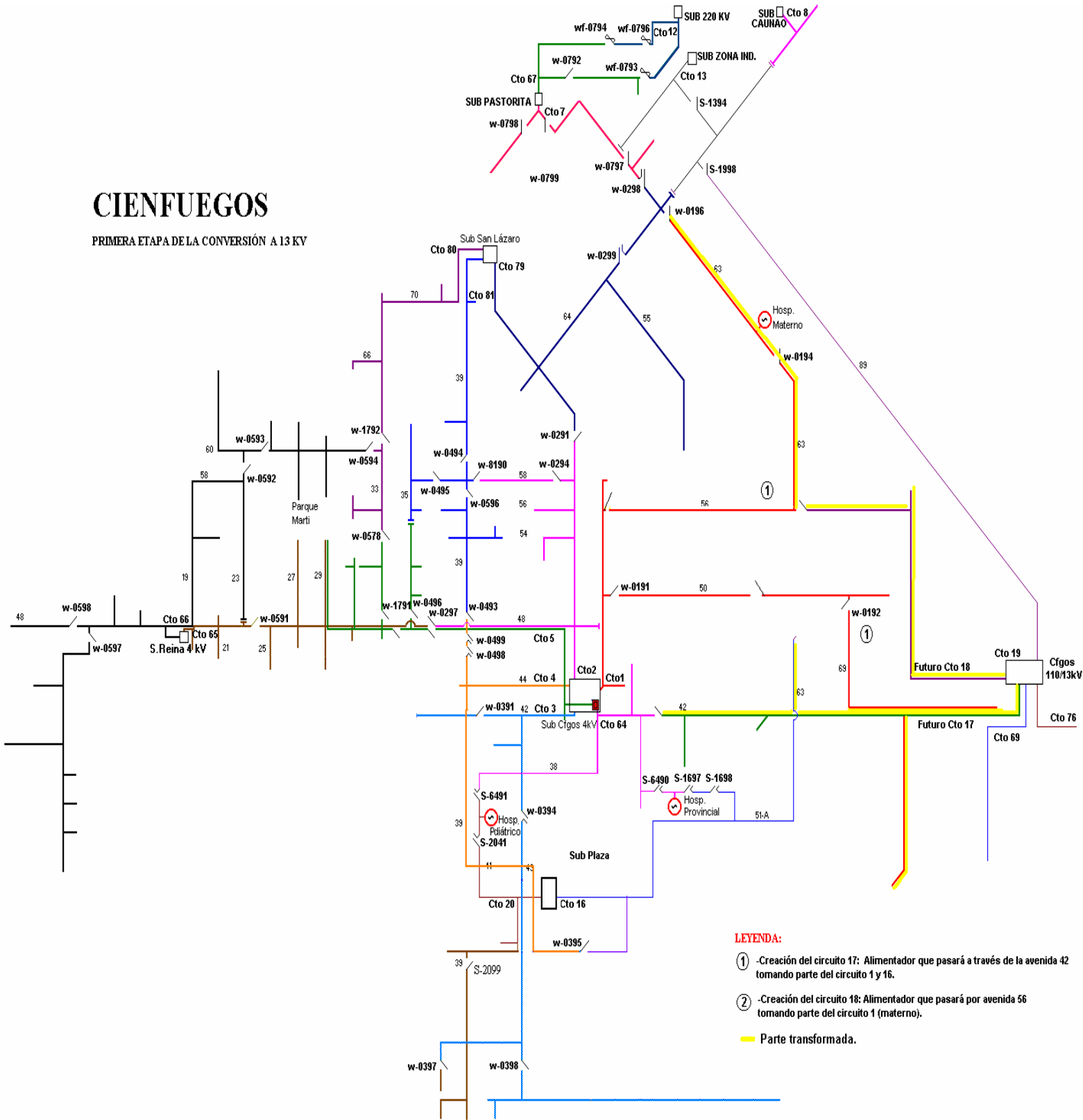
ANEXOS

Voltajes	Relación	V mínimo secundario	V mínimo fase primario	V mínimo línea primaria.	%ΔV
2 400 / 4 160	20	113	2 260	3 909.8	9.07
7 600 / 13 200	63	113	7 157	12 396.0	10.17

Anexo 1: Voltajes mínimos permisibles.

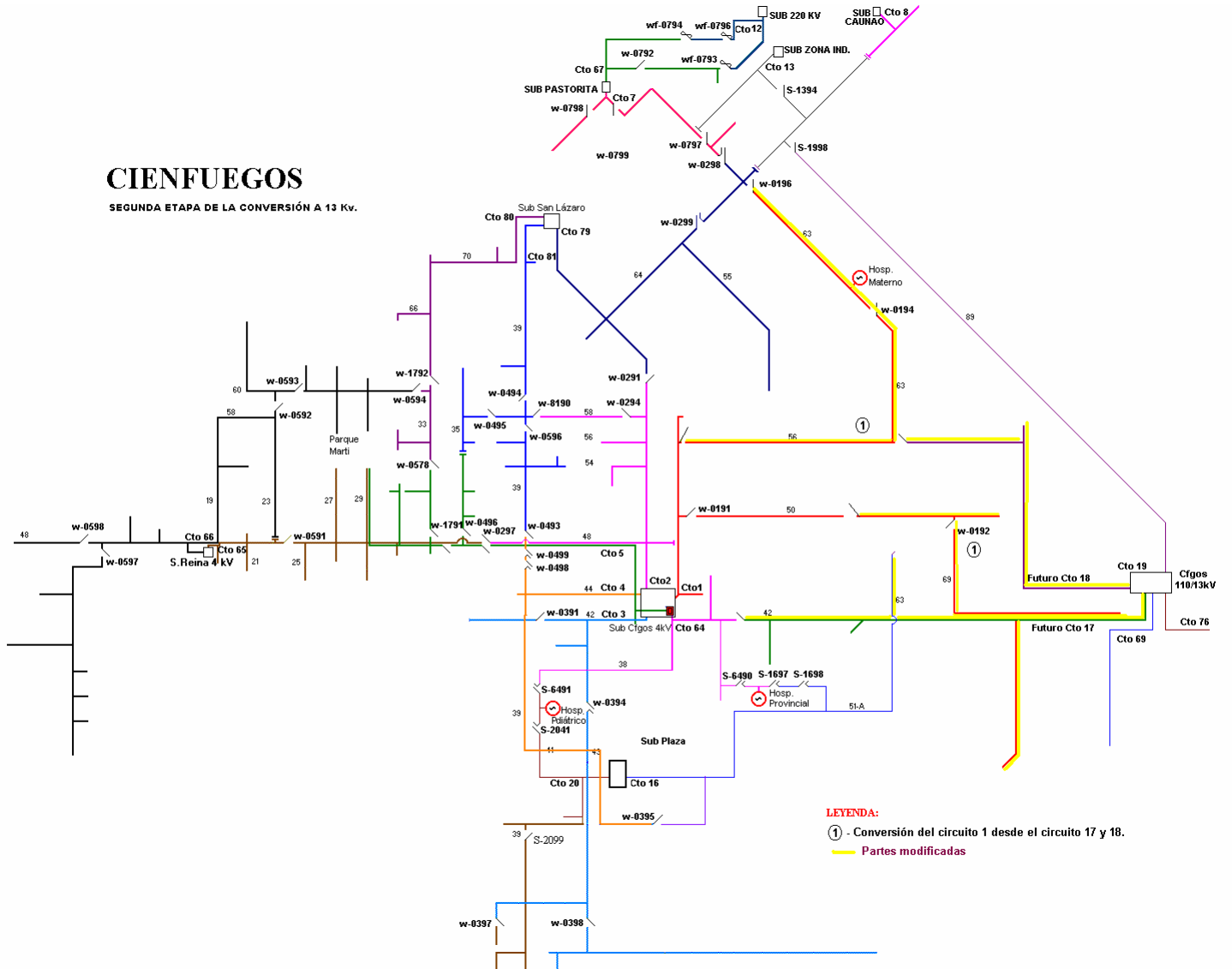
CIENFUEGOS

PRIMERA ETAPA DE LA CONVERSIÓN A 13 KV



CIENFUEGOS

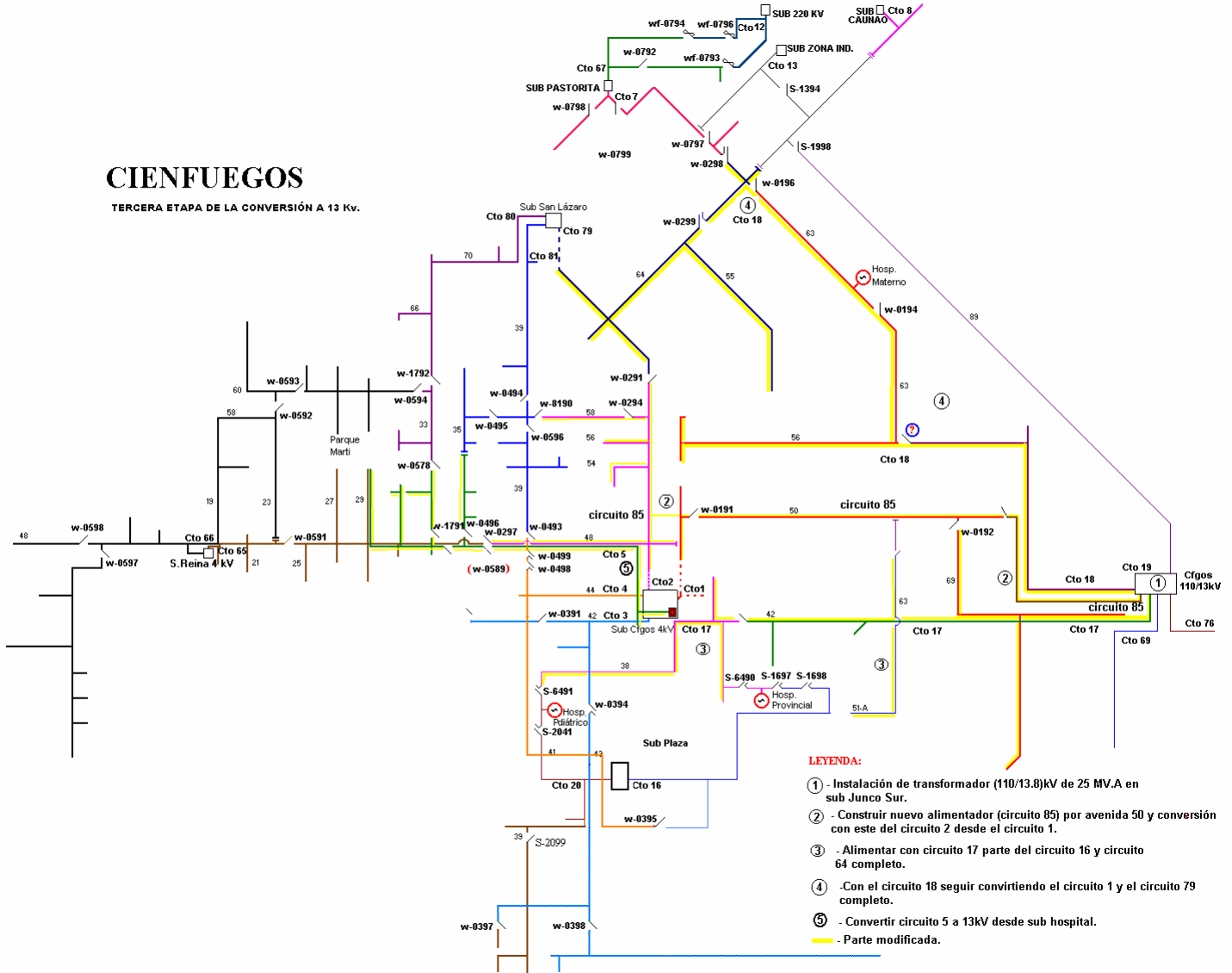
SEGUNDA ETAPA DE LA CONVERSIÓN A 13 Kv.



Anexo 3. Etapa 2. (Variante 2).

CIENFUEGOS

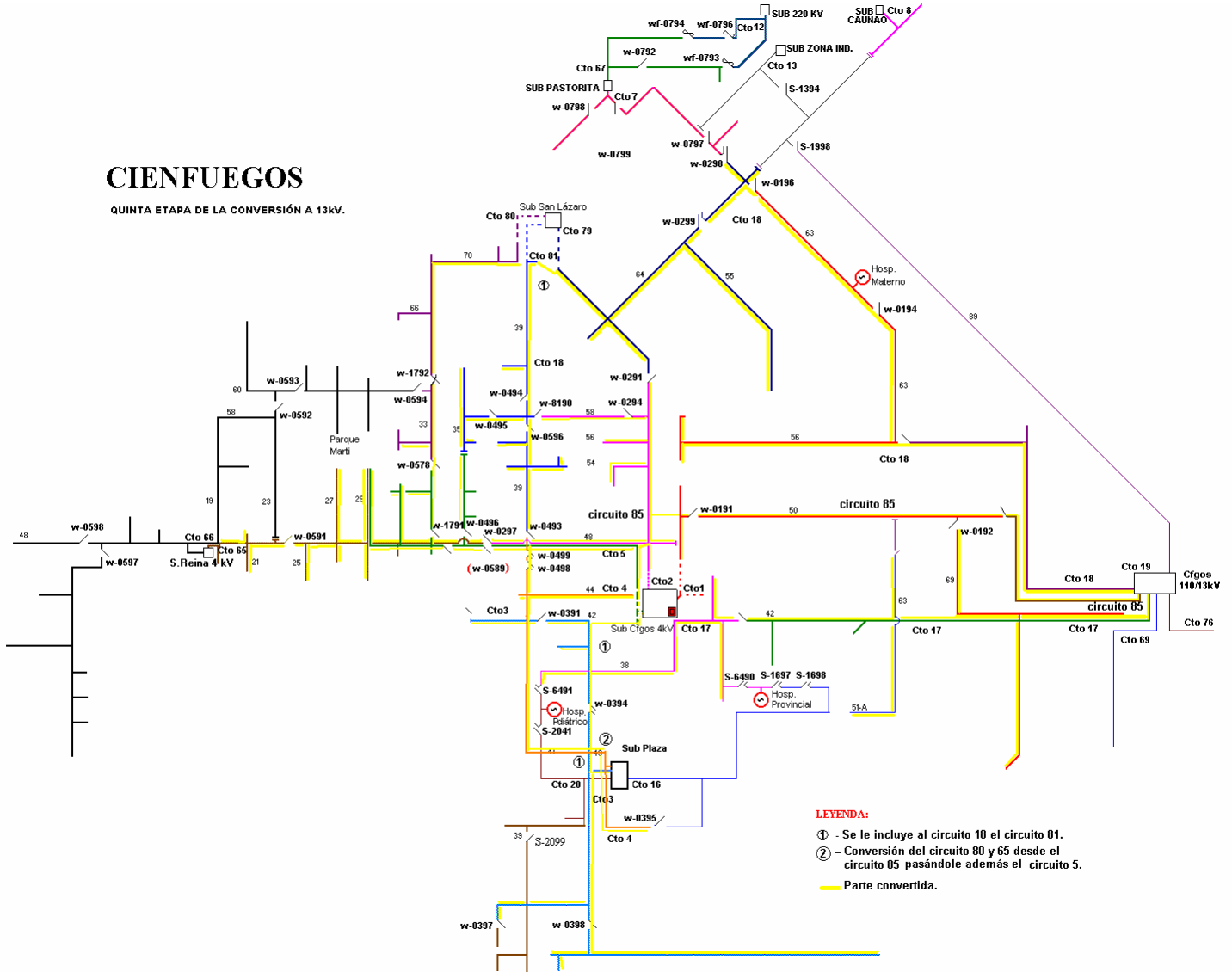
TERCERA ETAPA DE LA CONVERSIÓN A 13 Kv.



Anexo 4.Etapa 3. (Variante 2)

CIENFUEGOS

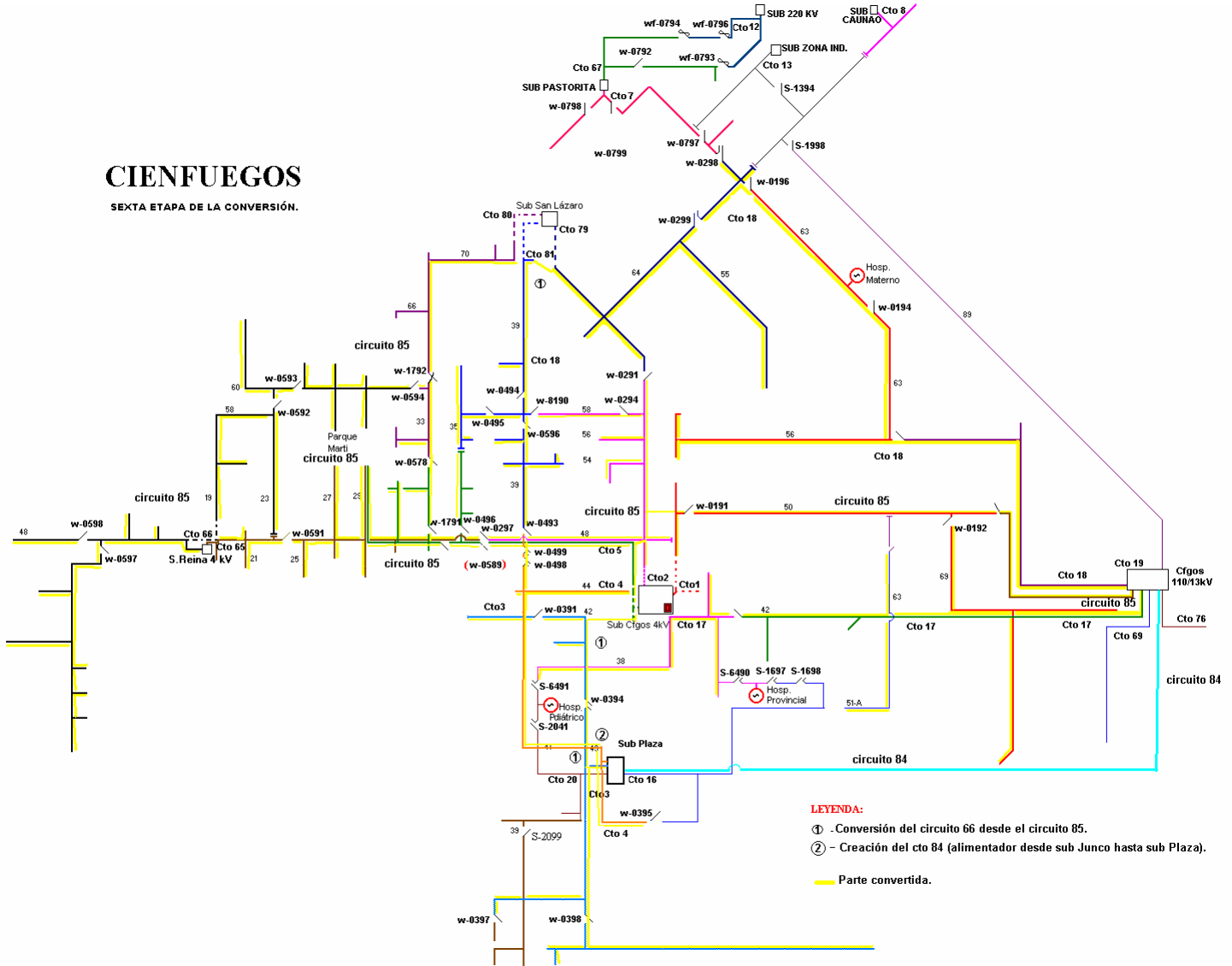
QUINTA ETAPA DE LA CONVERSIÓN A 13kV.



Anexo 6. Etapa 5. (Variante 2)

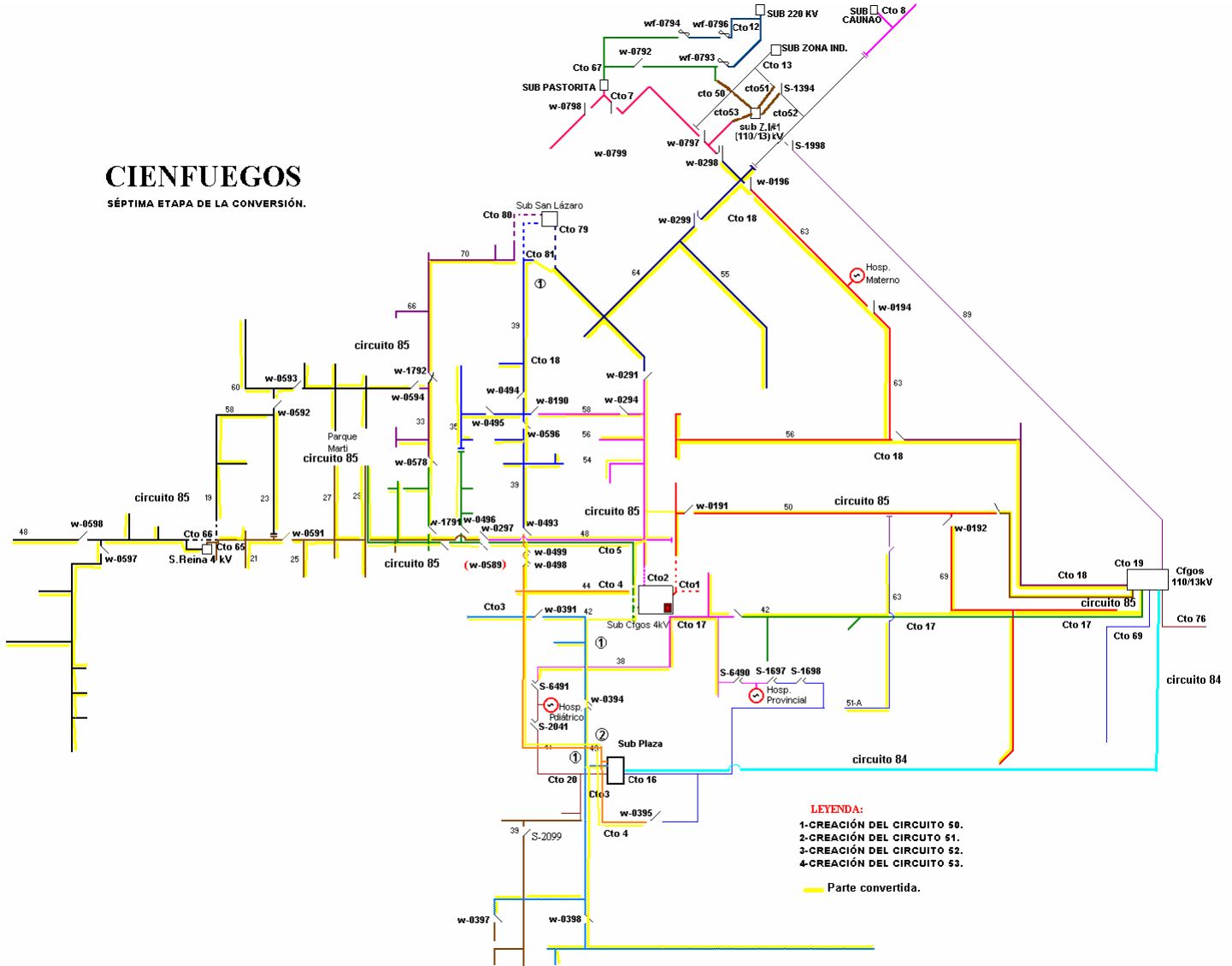
CIENFUEGOS

SEXTA ETAPA DE LA CONVERSIÓN.



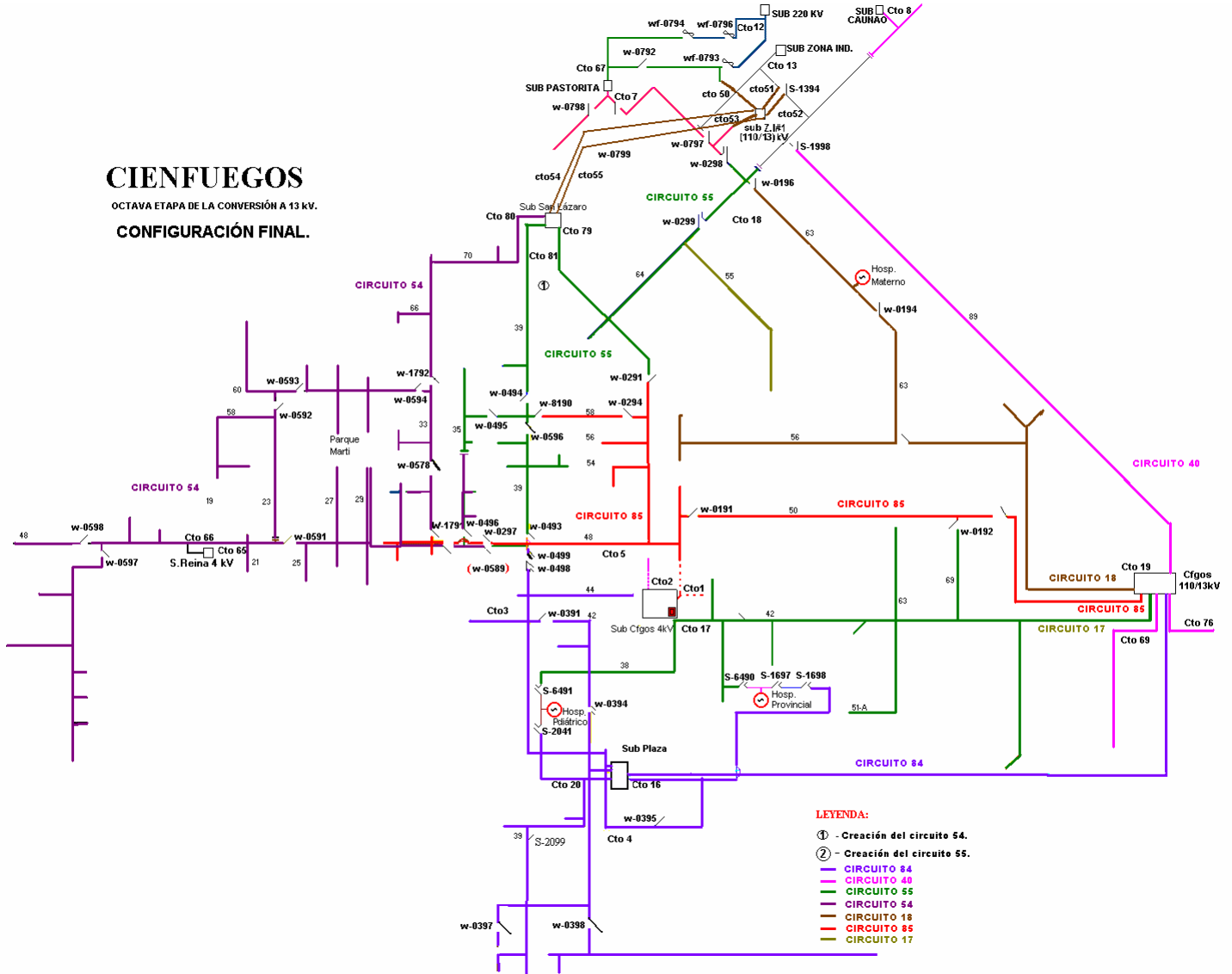
Anexo 7. Etapa 6. Variante2.

CIENFUEGOS
SÉPTIMA ETAPA DE LA CONVERSIÓN.



Anexo 8. Etapa 7.Variante 2.

CIENFUEGOS
 OCTAVA ETAPA DE LA CONVERSIÓN A 13 kV.
 CONFIGURACIÓN FINAL.



Anexo 9. Etapa 8. Variante 2.

