

Optimal Segmentation of Electrical Distribution Networks

Carlos A. Bonetti, Jezabel D. Bianchotti, Jorge R. Vega, *Member IEEE*, Gabriel D. Puccini

Abstract—New ways of generating electricity make possible decentralization of energy sources. This scenario of distributed generation allows efficient management of smaller electricity networks, so called microgrids. Additional advantages include a large reliability and the capability to provide a high quality of service. A strategy to design these microgrids consists on taking advantage of existing distribution network by sectoring the system into a set of microgrids with optimal autonomy. This paper presents a one-step methodology for the optimal design of microgrids based on the virtual segmentation of a distribution system. The proposed method focuses on the optimal allocation and sizing of the distributed generation together with the determination of the virtual cut-set lines to form an optimized set of microgrids. The design methodology was implemented on IEEE 119-bus system, and was also applied to Bella Italia distribution system, a real network located in Santa Fe province, Argentina.

Index Terms—Distributed Generation, Islanding, Microgrids, Renewable Energy Sources.

I. INTRODUCCIÓN

Es ampliamente conocido que el uso de combustibles fósiles tiene efectos negativos para el medio ambiente. Además, estos combustibles son no renovables, lo que incentiva la evaluación de alternativas seguras y limpias para la generación de energía eléctrica [1].

En este contexto, la eficiencia energética se encuentra en el foco de estudio, buscando permanentemente crear nuevas formas de operar las redes eléctricas desde la generación hasta la distribución y el consumo. En la búsqueda de la gestión óptima surgen las microredes eléctricas, que son pequeños sistemas eléctricos con múltiples fuentes de energía, y en los que la electricidad puede ser producida cerca de los consumidores, o incluso en el mismo lugar donde se la

consume [2], [3]. Estas fuentes de energía, como la generación solar o eólica [4], suelen ser renovables y de baja potencia, lo que posibilita su inyección en múltiples ubicaciones. El dimensionamiento y ubicación de los generadores ha sido objeto de múltiples estudios [5], [6], [7]. En principio, esta forma de inyección, denominada *recursos energéticos distribuidos* (DER) [8], [9], [10], tiene la ventaja de disminuir las pérdidas de transmisión debido a que la energía no debe transportarse a lo largo de grandes distancias, sino que se genera en puntos cercanos a las demandas [11], [12].

Otro aspecto importante de las microredes eléctricas es su capacidad para funcionar de forma aislada del resto del sistema eléctrico. Esta característica de operación aumenta considerablemente la confiabilidad del servicio [13].

Para evitar los costos asociados a la instalación de un nuevo sistema eléctrico, es factible sectorizar las redes existentes con el propósito de implementar microredes. Este enfoque está de acuerdo con el estándar IEEE 1547.4-2011 [14]. Cuando la segmentación se realiza de manera óptima, se garantiza la integración eficiente de DER para dar respuesta a la demanda creciente de energía y reducir su impacto medioambiental [15]. Además, mejora las condiciones de operación y control de los sistemas de distribución, evitando los cortes abruptos, controlando la propagación de fallas, y dando una respuesta rápida a las perturbaciones en el suministro [16].

Los múltiples beneficios de la segmentación de las redes eléctricas han estimulado diversos estudios para el diseño óptimo de microredes interconectadas a partir de los sistemas tradicionales. Estos trabajos basan el diseño siguiendo diferentes objetivos. Por ejemplo, en [16] se busca controlar la potencia activa y reactiva en cada microred logrando un perfil de tensión adecuado. Otros autores [15] buscan el diseño óptimo controlando el balance de generación y consumo de las microredes y la minimización de las pérdidas. También se propone optimizar la confiabilidad de la red [2], y la minimización del flujo de potencia en las líneas donde se realizan los cortes virtuales [17]. Todas estas propuestas se plantean en dos etapas. En una primera etapa se busca determinar las ubicaciones óptimas para los generadores distribuidos y, en una segunda etapa, se enfoca en establecer las líneas donde se efectuarán cortes virtuales para formar las microredes. Esta metodología presenta la desventaja de realizar dos optimizaciones consecutivas e independientes. Como una consecuencia, al determinar la ubicación óptima de los generadores y luego sectorizar la red, el flujo de potencia de cada línea se verá modificado respecto a su configuración

Este trabajo ha recibido apoyo financiero por parte de la Universidad Tecnológica Nacional (Argentina) bajo PID TUN4268TC.

C. A. Bonetti, Laboratorio de Métodos y Simulaciones Computacionales, Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Rafaela, Acuña 49, Rafaela, Argentina (email: carlosbonetti3@gmail.com).

J. D. Bianchotti, Laboratorio de Métodos y Simulaciones Computacionales, Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Rafaela, Acuña 49, Rafaela, Argentina (email: jezebelbianchotti@gmail.com).

J. R. Vega, CIESE, Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Santa Fe, e INTEC (CONICET-UNL), Santa Fe, Argentina (email: jrvega@frsf.utn.edu.ar).

G. D. Puccini, Laboratorio de Métodos y Simulaciones Computacionales, Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Rafaela, Acuña 49, Rafaela, Argentina (email: gabriel.puccini@fra.utn.edu.ar).

inicial. Esto hace que la ubicación de los generadores deje de ser óptima en la nueva configuración.

Para superar los obstáculos que se originan por las optimizaciones independientes, en este trabajo se propone una metodología de una única etapa que determina la ubicación de los generadores y de las líneas a segmentar de forma simultánea. Además el método desarrollado permite analizar la relación entre los distintos tamaños de las microredes formadas y su autosuficiencia, a fin de beneficiar a la mayor cantidad de consumidores para que formen parte de una microred. Este enfoque integral para el diseño óptimo provee el marco apropiado para una posterior gestión eficiente [18] mediante algún mecanismo de regulación [19], [20], [21], como por ejemplo un mercado de precios regulados. Esta eficiencia le otorgará máxima autonomía a las microredes [22].

II. RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUIDOS Y SEGMENTACIÓN DE REDES

Las redes eléctricas que se analizan en el presente trabajo tienen una estructura radial, donde cada componente tiene una única línea o rama para el flujo de potencia que comienza en el nodo raíz denominado subestación transformadora. Así, cada nodo está asociado unívocamente a una línea a través de la cual recibe potencia y se verifica que el número de nodos N_n es igual al número de líneas N_l más uno, es decir, $N_n = N_l + 1$. Las ecuaciones de flujo de potencia para cada nodo i están dadas por:

$$P_{DER,i} - P_{LOAD,i} = \sum_{j=1}^{N_n} V_i V_j Y_{i,j} \cos(\theta_{i,j} + \delta_i - \delta_j) \quad (1)$$

$$Q_{DER,i} - Q_{LOAD,i} = - \sum_{j=1}^{N_n} V_i V_j Y_{i,j} \sin(\theta_{i,j} + \delta_i - \delta_j) \quad (2)$$

Donde $P_{DER,i}$ y $Q_{DER,i}$ denotan, respectivamente, la potencia activa y reactiva aportada por los generadores instalados en el i -ésimo nodo, incluyendo la potencia aportada por la subestación generadora. $P_{LOAD,i}$ y $Q_{LOAD,i}$ denotan la potencia activa y reactiva demandada por el i -ésimo nodo, V_i y δ_i denotan el módulo y la fase de la tensión compleja en el i -ésimo nodo, $Y_{i,j}$ y $\theta_{i,j}$ denotan la admitancia y su ángulo de fase correspondiente a la línea que une a los nodos i y j .

Se establecen límites de voltaje $V_{MIN}=0,9$ p.u. y $V_{MAX}=1,1$ p.u. que mantienen la tensión de los nodos en valores estándares admisibles:

$$V_{MIN} \leq V_i \leq V_{MAX} \quad \forall i = 1, \dots, N_n \quad (3)$$

Las corrientes en cada rama se calculan según el método estándar descrito en [23]. Este procedimiento iterativo se beneficia de la estructura radial de la red, y comienza fijando los voltajes nodales a 1,0 p.u. y las corrientes de cada rama iguales a cero. Luego se calculan las corrientes para todas las líneas comenzando desde la línea más alejada de la subestación. Posteriormente se actualizan los voltajes usando las corrientes calculadas previamente y comenzando desde la subestación. Si el valor absoluto de la diferencia del voltaje

actualizado y el voltaje calculado en la iteración anterior para cualquier nodo es mayor que un valor de error prefijado, se recalculan las corrientes y los voltajes siguiendo el procedimiento descrito. De otro modo, se considera que el algoritmo ha convergido. Por último se calculan las potencias activas y reactivas de cada rama.

Para delimitar microredes partiendo de la red original se propone segmentar una cantidad prefijada de L_S de líneas. Al tratarse de redes radiales, cada línea segmentada permite aislar una parte de la red, definiendo una microred. Se debe remarcar que estas segmentaciones implican cortes virtuales que no demandan cortes físicos permanentes de las líneas. Pero la segmentación le otorga a la microred la posibilidad de desconectarse por un determinado tiempo y funcionar de manera autónoma de la red principal. Debido a que una microred queda conectada a la subestación, la cantidad de microredes definidas es $M=L_S+1$.

Con el fin de modelar la incorporación de DER en nodos estratégicos de una red de distribución, se propone un conjunto de inyecciones propuestas que son factibles de emplazar en cualquier nodo de la red (ver *Sección II.C*).

La selección de los nodos donde se realizan las inyecciones de potencia, junto con la ubicación de las líneas donde se segmenta la red, son las variables de decisión del problema de optimización.

A. El Problema de Minimización

En este trabajo se plantea el diseño de las microredes minimizando el desbalance de potencia dentro de cada microred teniendo en cuenta, además, la cantidad de nodos que la componen. La función objetivo FO del problema de minimización es la siguiente:

$$FO = \lambda F_p + (1 - \lambda)D + G_1 + G_2 + G_3 \quad (4)$$

donde F_p se calcula como el flujo de potencia promedio en las L_S líneas de corte, dividido por el flujo de potencia promedio de todas las líneas de la red en condiciones iniciales F_p^{med} , y donde F_p^i es el flujo de potencia en la i -ésima línea de la red, es decir:

$$F_p = \frac{\sum_{i=1}^{L_S} F_p^i}{L_S F_p^{med}} \quad (5)$$

F_p depende de las inyecciones propuestas y la ubicación de las líneas a segmentar. También se considera en la función objetivo la disparidad D en la cantidad de nodos de las microredes, la cual se calcula como:

$$D = p \sqrt{\frac{1}{M-1} \sum_{j=1}^M (n_j - \bar{x})^2} \quad (6)$$

donde M es la cantidad de microredes definidas, n_j es la cantidad de nodos de la microred j , \bar{x} es la cantidad promedio de nodos que contienen las M microredes y p es un factor de ponderación. Este segundo objetivo permite estudiar cómo depende la reducción del desbalance de potencia con la

desigualdad en el tamaño de las microrredes. Para que los objetivos tengan un rango de valores que les proporcione la misma significancia en (4), se fijaron $p = 0,025$ y $p = 0,25$ para el primer y segundo caso de estudio respectivamente (ver sección II.C). La disparidad D depende así, de las diferentes combinaciones de nodos que forman cada microrred, las cuales quedan definidas por la ubicación de las líneas a segmentar.

Se define λ como un parámetro de sintonía entre F_p y D que adopta valores entre 0 y 1.

Los términos G_1 , G_2 y G_3 son penalizaciones que se aplican a la función objetivo cuando la solución propuesta viola una determinada condición, ayudando a conducir la búsqueda y permitiendo una mejor exploración del espacio solución (ver Sección II.B).

La penalidad G_1 es igual al número de generadores que inyectan potencia a la microrred que está conectada a la subestación. Con esta penalización se busca evitar emplazar generadores en la única microrred abastecida desde la subestación.

La penalidad G_2 se calcula como el número de microrredes que no tienen inyección de potencia exceptuando la microrred que está conectada a la subestación. Con esta penalidad se busca que todas las microrredes estén abastecidas y puedan funcionar en modo aislado.

Por último, la penalidad G_3 penaliza la solución cuando se segmenta la última línea de una rama de la red radial. Se calcula como la cantidad de microrredes compuestas por un único nodo.

La minimización de F_p otorga a las microrredes mayor autosuficiencia, ya que implica menor dependencia de la red principal. Mientras que con la minimización de D se logran microrredes con una cantidad semejante de nodos, lo que permite distribuir los beneficios de las microrredes en toda la red.

Luego de calcular el valor de la función objetivo se perturban las variables de decisión: ubicación de los generadores y líneas a segmentar. Mientras que la disponibilidad de generación (número de generadores y potencia de cada generador), y la cantidad de líneas a intervenir L_S son datos del problema. Para obtener una nueva solución se evalúa la función objetivo (4) de esta nueva propuesta, y se repite este proceso de modo iterativo orientando la búsqueda de soluciones mediante el algoritmo de recocido simulado.

B. Algoritmo de Recocido Simulado

El problema de optimización se clasifica como un problema combinatorio del tipo NP-completo. Estos problemas requieren el uso de algún método de optimización estocástico (como recocido simulado, algoritmos genéticos, optimización por colonia de hormigas, etc.) que provea una aproximación al óptimo global [24], [25], [26]. En este trabajo se implementó el algoritmo de recocido simulado, pero los resultados no dependen de forma sustancial de la herramienta de optimización utilizada. La elección del algoritmo se fundamenta en sus propiedades de convergencia (ofrece soluciones de alta calidad) y en su sólida base teórica [28], aunque su costo computacional puede resultar algo superior cuando se lo compara con otros. Este método se caracteriza

por generar nuevas configuraciones dentro del espacio de búsqueda a partir de una distribución de equilibrio que depende de un parámetro T , llamado Temperatura. Además, se utiliza una estrategia de enfriamiento para ir restringiendo el espacio de búsqueda a un entorno del mínimo global. Recocido simulado destaca también por aceptar probabilísticamente soluciones no favorables [29], lo que permite una buena exploración del espacio de búsqueda y evadir mínimos locales. El diagrama de flujo del modelo se muestra en la Fig. 1.

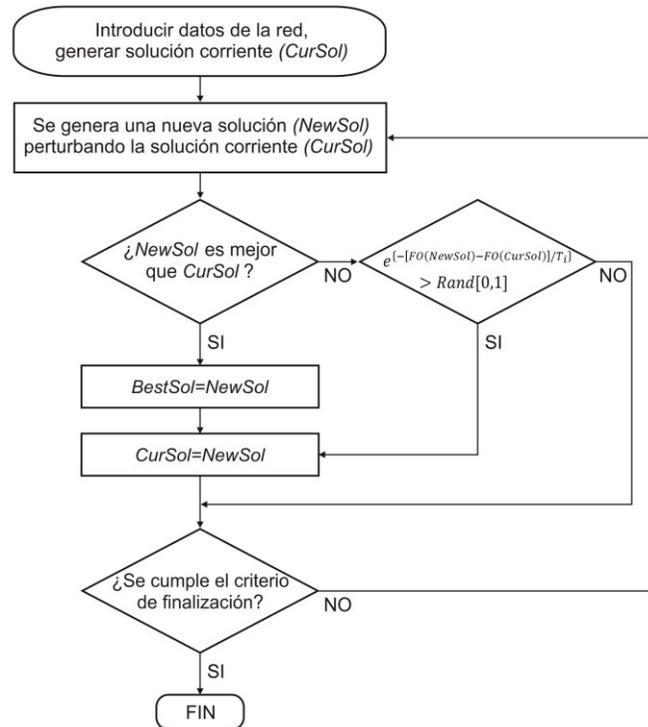


Fig. 1. Diagrama de bloques del método propuesto.

Se comienza con la carga de los datos de una red radial y una solución propuesta, que se define como solución corriente ($CurSol$). Luego se genera una nueva solución ($NewSol$) perturbando $CurSol$, esta perturbación modifica aleatoriamente la posición de algunas líneas a segmentar y algunos nodos de inyección. Si $NewSol$ es mejor que $CurSol$, se guarda $NewSol$ como la mejor solución encontrada ($BestSol$). En el siguiente paso $CurSol$ se renombra con la solución $NewSol$ y a partir de esa solución se continúa la exploración del espacio de búsqueda.

Si una solución propuesta $NewSol$ no es mejor que $CurSol$, $NewSol$ puede ser aceptada de acuerdo a la probabilidad de Boltzmann. Esta probabilidad depende del incremento de la función objetivo para $NewSol$ y $CurSol$ y del parámetro T_i (temperatura), que controla la probabilidad de aceptación de soluciones no favorables en cada iteración i . Luego de un número fijo de iteraciones, la temperatura es gradualmente disminuida por un factor constante α . La temperatura inicial debe ser suficientemente alta para asegurar un gran número de aceptaciones en la etapa inicial y permitir explorar el espacio solución sin quedar atrapado en un mínimo local. Luego la temperatura disminuye gradualmente con las iteraciones para explorar de modo más localizado. Si la solución es aceptada

por la probabilidad de Boltzmann *CurSol* se renombra con la solución *NewSol*, si no se acepta la solución se vuelve a perturbar *CurSol* para generar otra solución y se continúa iterando.

Una vez alcanzado el criterio de finalización (usualmente el número máximo de iteraciones) se finaliza la búsqueda y se guarda la mejor solución encontrada *BestSol*.

C. Casos de Estudio

La metodología propuesta se aplicó a la red radial IEEE-119 nodos [9], [30], cuyo diagrama topológico se muestra en la Fig. 2 y los datos de esta red se detallan en el Anexo 1. Esta red es un sistema de distribución con 11 kV y cuenta con una demanda de potencia activa de 22.709,72 kW y 17.041,07 kVAr de potencia reactiva. La pérdida de potencia de la red original, donde todos los nodos son abastecidos desde la subestación, es igual a 1.298,1 kW. La potencia activa que se propone inyectar consta de 9 inyecciones de 600 kW y 450 kVAr, 4 inyecciones de 1200 kW y 900 kVAr, 2 inyecciones de 1800 kW y 1350 kVAr y 1 inyección de 3000 kW y 2250 kVAr. Estas inyecciones representan un 74% de la demanda total de potencia activa de la red, y la correspondiente potencia reactiva para mantener un $\cos\phi=0,8$. Para esta red se propone segmentar una cantidad de líneas $L_S = 6$. De este modo quedan definidas 7 microredes teniendo en cuenta la microred que queda conectada a la subestación.

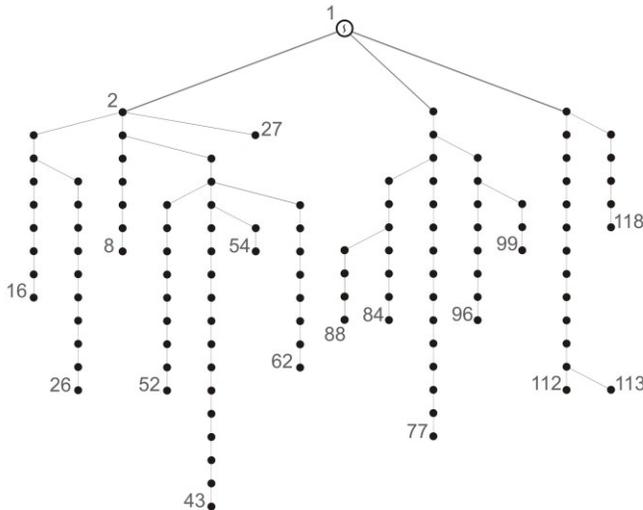


Fig. 2. Diagrama de la red IEEE-119 nodos.

Como un segundo caso de estudio se aplicó la metodología desarrollada en una red real [31], la red eléctrica perteneciente a la localidad de Bella Italia, provincia de Santa Fe, Argentina. Los datos de la red se indican en la Tabla I. Esta red de distribución se muestra en la Fig. 3. Cuenta con una demanda de potencia activa de 327,5 kW y 203 kVAr de potencia



Fig. 3. Imagen satelital de la red de Bella Italia.

reactiva. Está formada por 15 nodos de carga, cada uno de los cuales representa a un transformador de media-baja tensión.

TABLA I
RED DE BELLA ITALIA

Línea	Nodo inicial	Nodo final	R(ohm)	X(ohm)	P(kW)	Q(kVAr)
1	1	2	0,6732	0,0732	32,91	20,39
2	2	3	0,1066	0,0116	18,44	11,43
3	3	4	0,2749	0,0299	34,83	21,59
4	4	5	0,6844	0,0744	26,11	16,18
5	5	6	0,3029	0,0329	24,88	15,42
6	3	7	0,2693	0,0293	20,66	12,80
7	7	8	0,8022	0,0872	21,13	13,09
8	1	9	3,8372	0,4172	10,65	6,60
9	9	10	0,4488	0,0488	17,33	10,74
10	1	11	2,6030	0,2830	25,12	15,56
11	11	12	0,0449	0,0049	1,28	0,79
12	12	13	0,0056	0,0006	1,28	0,79
13	13	14	0,0954	0,0104	38,12	23,62
14	1	15	0,1234	0,0134	29,63	18,36
15	15	16	0,1537	0,0167	25,12	15,56

La inyección de potencia propuesta consta de: 2 inyecciones de 10 kW y 7,5 kVAr, 3 inyecciones de 20 kW y 15 kVAr, 1 inyección de 30 kW y 22,5 kVAr, 1 inyección de 40 kW y 30 kVAr, y 1 inyección de 50 kW y 37,5 kVAr. Para esta red se propone delimitar 4 microredes, de modo que se requiere segmentar 3 líneas, es decir $L_S = 3$.

III. RESULTADOS

En la Fig. 4 se muestran los resultados de la simulación para diferentes ponderaciones de F_p y D en la función objetivo. La Fig. 4(a) corresponde al conjunto de soluciones que se obtiene al variar λ en la red IEEE-119 nodos. La Fig. 4(c) corresponde al conjunto de soluciones en la red de Bella Italia. Debido a que la disparidad cuantifica la desviación estándar del tamaño de las microredes delimitadas, se busca el menor valor de D .

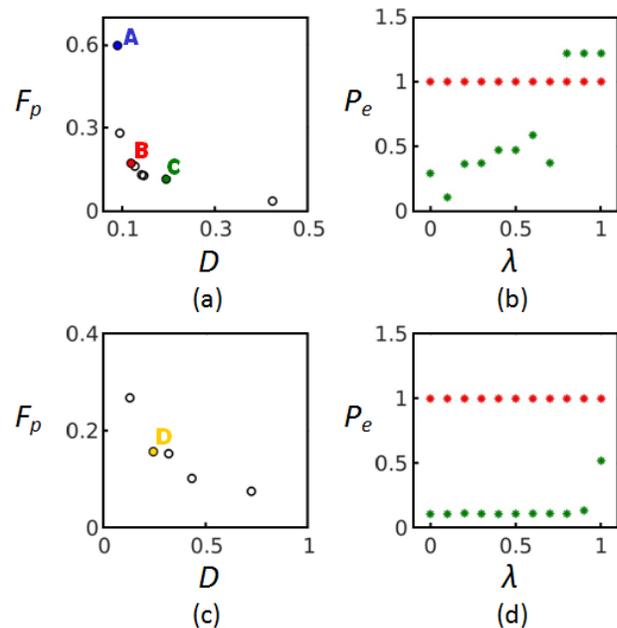


Fig. 4. (a) y (b) Conjunto Pareto de soluciones y pérdidas de potencia para las soluciones encontradas en la red IEEE-119 nodos. (c) y (d) Idem. para la red de Bella Italia.

Al disminuir este valor, el flujo de potencia en las líneas segmentadas aumenta, esto significa que D y F_p son objetivos contrapuestos. Buscando un compromiso entre los objetivos se define el conjunto Pareto [27]. Para indicar la relación de estos objetivos, se indicó en color azul la solución A que corresponde a $\lambda=0$; en color rojo la solución B que corresponde a $\lambda=0,2$; y en color verde la solución C que corresponde a $\lambda=0,7$. En la Tabla II se indican los valores de F_p y D para estas soluciones.

TABLA II
SOLUCIONES A, B Y C DEL FRENTE PARETO.

Solución	λ	D	F_p
A	0	0,08	0,59
B	0,2	0,11	0,17
C	0,7	0,19	0,11

En las Fig. 4(b) y 4(d) se muestran las sumas de las pérdidas de potencia P_e en las líneas de transmisión para las soluciones del conjunto Pareto de las redes estudiadas. Estos valores están normalizados respecto a las pérdidas de la red. En la mayoría de los casos la inyección de potencia logra una disminución de las pérdidas de la red. Pero al minimizar el flujo de potencia en algunas líneas, el algoritmo propuesto encuentra estrategias que pueden aumentar las pérdidas totales de la red, esto se muestra en la Fig. 4(b) para valores de $\lambda=0,8$, $\lambda=0,9$ y $\lambda=1$ donde el valor de las pérdidas totales aumenta un 21,8% para estas configuraciones. Este aumento de pérdidas se debe a que al inyectar potencia dentro de las microredes se reducen las corrientes en las líneas cercanas a la subestación, pero se aumenta la circulación de corriente en líneas más alejadas a la subestación que poseen mayor impedancia.

A. Red IEEE-119 Nodos

En la Fig. 5 se muestra la configuración de las microredes para $\lambda=0$; que corresponde a la solución A indicada en azul en el conjunto Pareto de la Fig. 4(a). Para obtener esta solución se siguió la metodología descrita en la Sección II.B, partiendo de 6 líneas de segmentación y 16 nodos de inyección

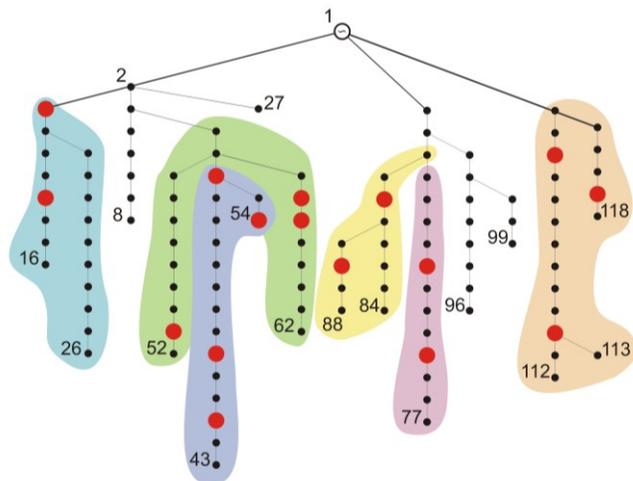


Fig. 5. Solución A. Diagrama topológico de la red IEE-119 nodos para $\lambda=0$.

propuestos aleatoriamente. Para perturbar esta solución se modifica la ubicación de las líneas a segmentar y de las posiciones donde se realizan las inyecciones, la cantidad de líneas y nodos de inyección que se modifican se escoge aleatoriamente en cada iteración. Se optimiza la solución hasta alcanzar 10.000 iteraciones, obteniendo los valores de F_p y D mostrados en la tabla II, F_p tiene un valor superior en comparación a D ya que al ser $\lambda=0$ no se tiene en cuenta el flujo de potencia en las líneas de corte. La mejor solución encontrada se muestra en las Tablas III y IV. Las 6 líneas segmentadas delimitan siete microredes: una conectada a la subestación y seis con fuentes de generación propias que le confieren a cada microred la posibilidad de abastecer parte de su consumo.

En la Fig. 5 los nodos donde se inyecta potencia se indican con un círculo rojo, y la potencia activa de inyección se detalla en la Tabla IV. Nótese que los tamaños de las microredes son similares. Esto se debe a que el parámetro λ de la función objetivo (4) otorga mayor ponderación a la disparidad D en el tamaño de las microredes.

TABLA III
LINEAS SEGMENTADAS EN LAS SOLUCIONES A, B Y C.

Solución	Lineas Segmentadas
A	8, 27, 29, 64, 65, 99
B	1, 9, 28, 29, 63, 65
C	9, 28, 43, 62, 66, 89

TABLA IV
UBICACIÓN DE GENERADORES EN LAS SOLUCIONES A, B Y C.

Potencia Inyectada	Nodos de Inyección en cada Solución		
	A	B	C
600 kW y 450 kVAr	13, 30, 41, 51, 56, 70, 79, 102, 117	5, 23, 28, 32, 48, 58, 67, 69, 73	39, 51, 52, 61, 70, 71, 91, 93, 97
1200 kW y 900 kVAr	9, 38, 74, 110	19, 46, 53, 66	43, 52, 63, 74
1800 kW y 1350 kVAr	54, 86	85, 91	19, 88
3000 kW y 2250 kVAr	57	39	31

Al incrementar el parámetro de sintonía λ hasta un valor de

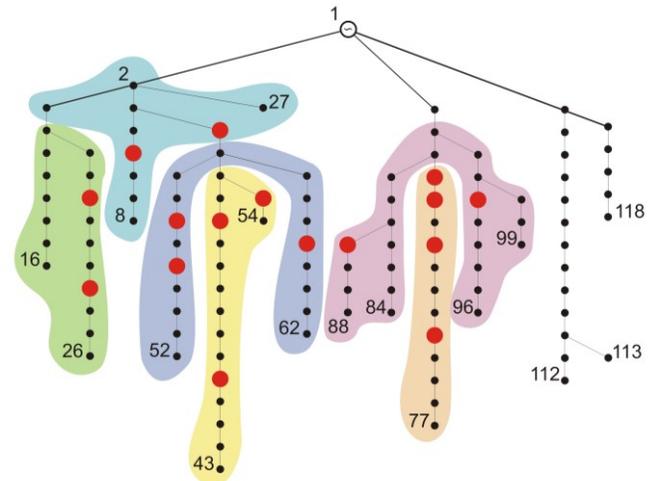


Fig. 6. Solución B. Diagrama topológico de la red IEEE-119 nodos para $\lambda=0,2$.

$\lambda=0,2$ se aumenta la ponderación del flujo de potencia (F_p) en la función objetivo FO (4). Esto otorga a las microredes menor dependencia de la subestación y posibilita la formación de microredes de diferentes tamaños. Este resultado corresponde a la solución B indicada en rojo en el conjunto Pareto de la Fig. 4(a). La configuración de la red resultante se muestra en la Fig. 6, y los resultados detallados de esta solución se muestran en las Tablas III y IV.

El último análisis de la red IEEE-119 nodos se realizó para $\lambda=0,7$ y corresponde a la solución C que se indica en color verde en la Fig. 4(a). En la Fig. 7 se muestra la configuración de las microredes resultantes. Se observa una mayor disparidad de las microredes respecto de las soluciones anteriores. Por ejemplo, la microred conectada a la subestación posee 30 nodos mientras que la microred con menor cantidad de nodos solo posee 9 nodos.

B. Red de Bella Italia

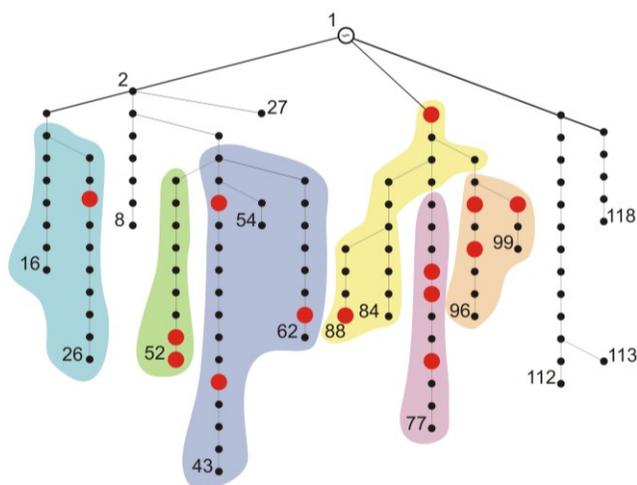


Fig. 7. Solución C. Diagrama topológico de la red IEEE-119 nodos para $\lambda=0,7$.

Para el segundo caso de estudio se analiza la configuración resultante de la red para $\lambda=0,6$ que corresponde a la solución D indicada en color amarillo en la Fig. 4(c). En la Fig. 8 se muestra el diagrama correspondiente a la red de Bella Italia. Se indica en color a las tres microredes diseñadas para funcionar con máxima autonomía, los restantes nodos pertenecen a la microred que es abastecida totalmente por la subestación (nodo 1). Se propone segmentar las líneas 2, 3 y 10, de este modo se definen 4 microredes tal como se estableció en la sección II. Debido a que solo posee 15 nodos de carga y a sus escasas ramificaciones, el algoritmo propuesto logra formar microredes con tamaños muy similares incluso para valores de λ elevados. En la Fig. 8 se observa que todas las microredes delimitadas en la solución D poseen entre

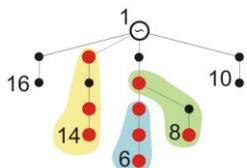


Fig. 8. Solución D. Diagrama topológico de la red de Bella Italia para $\lambda=0,6$.

3 y 5 nodos de carga. Los generadores se ubican del siguiente modo: 10 kW y 7,5 kVAr en los nodos 5 y 13; 20 kW y 15 kVAr en los nodos 6, 8 y 11; 30 kW y 22,5 kVAr en el nodo 14; 40 kW y 30 kVAr en el nodo 3 y 50 kW y 37,5 kVAr en el nodo 4.

IV. CONCLUSIONES

La metodología propuesta permite diseñar microredes siguiendo una estrategia de una única etapa: la segmentación virtual de redes eléctricas preexistentes simultáneamente con la ubicación de los generadores en los nodos de carga. Esta optimización simultánea permite aumentar la autonomía potencial de las microredes mediante la reducción del flujo de potencia en las líneas donde se realizan segmentaciones virtuales.

Los recursos energéticos distribuidos no garantizan una reducción de pérdidas en la red. Podría suponerse, a priori, que la ubicación de generadores en diversos puntos de la red tiene como consecuencia una reducción de las pérdidas debido a la proximidad de la inyección y el consumo. Sin embargo, en el presente trabajo se muestra que esto no siempre ocurre, ya que al utilizar redes existentes se puede aumentar la circulación de corriente por líneas que fueron diseñadas para corrientes menores.

La función objetivo incluye el parámetro de disparidad que cuantifica el tamaño de las microredes. Este parámetro permite estudiar la dependencia entre la reducción del desbalance de potencia y la desigualdad en el tamaño de las microredes. El conjunto Pareto muestra que la autonomía de las microredes compete con el tamaño uniforme de las mismas.

En futuros trabajos se evaluarán otros criterios de diseño que tengan en cuenta la gestión de las microredes a lo largo del año.

REFERENCIAS

- [1] C. Gordillo, J. J. Martínez, E. J. J. Rodríguez, J. Arau, A. Capilla, "Experimental 1kW DC Micro-Grid based on PV Systems: Strategy Based on NI LabVIEW Platform," *IEEE Latin American Transactions*, vol. 16, no. 10, pp. 2625–2633, Oct. 2018.
- [2] S. A. Arefifar, Y. A. I. Mohamed and T. H. M. EL-Fouly, "Optimum microgrid design for enhancing reliability and supply-security," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 4, no. 3, pp. 1567–1575, Sep. 2013.
- [3] W. Prommee and W. Ongsakul, "Optimal multiple distributed generation placement in microgrid system by improved reinitialized social structures particle swarm optimization," *European Transactions on Electrical Power*, vol. 21, no. 1, pp. 489–504, Jan. 2011.
- [4] J. C. Gonzales, Student Member, IEEE, A. B. Ponce, UMSS, "Wind and PV Farms Integration Limit in Weak Power Systems Using Static and Dynamic Simulations," *IEEE Latin American Transactions*, vol. 16, no. 1, pp. 148–153, Jan. 2018.
- [5] S. Naik, D. Khatod and M. Sharma, "Analytical approach for optimal siting and sizing of distributed generation in radial distribution networks," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 9, no. 3, pp. 209–220, 2015.
- [6] M. Moradi, S. Tousi and M. Abedini, "Multi-objective PFDE algorithm for solving the optimal siting and sizing problem of multiple DG sources," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 56, pp. 117–126, 2014.
- [7] M. Vallem, J. Mitra, "Siting and sizing of distributed generation for optimal microgrid architecture," *37th Annual North American Power Symposium*, pp. 611–616, Oct. 2015.
- [8] G. Celli, E. Ghiani, S. Mocci, and F. Pilo, "A multiobjective evolutionary algorithm for the sizing and siting of distributed generation," *IEEE Transactions on Power System*, vol. 20, no. 2, pp. 750–757, May. 2005.

- [9] K. R. Devabalaji and K. Ravi, "Optimal size and siting of multiple DG and DSTATCOM in radial distribution system using bacterial foraging optimization algorithm," *Ain Shams Engineering*, vol. 7, no. 3, pp. 959–971, Sep. 2016.
- [10] H. Haddadian and R. Noroozian, "Multi-microgrids approach for design and operation of future distribution networks based on novel technical indices," *Applied Energy*, vol. 185, no. 1, pp. 650–663, Jan. 2017.
- [11] S. Kansal, B. Tyagi and V. Kumar, "Cost-benefit analysis for optimal distributed generation placement in distribution systems," *International Journal of Ambient Energy*, vol. 38, no. 1, pp. 45–54, Apr. 2015.
- [12] S. R. Rau and W. M. Yih-heui, "Optimum location of resources in distributed planning," *IEEE Transactions on Power System*, vol. 9, no. 4, pp. 2014–2020, Nov. 1994.
- [13] J. Beyza, J. M. Yusta, G. J. Correa and H. F. Ruiz, Senior Member, IEEE, "Vulnerability Assessment of a Large Electrical Grid by New Graph Theory Approach," *IEEE Latin American Transactions*, vol. 16, no. 2, pp. 527–535, Feb. 2018.
- [14] *IEEE guide for design, operation and integration of distributed resource island systems with electric power systems*. IEEE Std. 1547, pp. 1–54, Jul. 2011.
- [15] S. A. Arefifar, Y. A. I. Mohamed and T. H. M. EL-Fouly, "Supply-adequacy-based optimal construction of microgrids in smart distribution systems," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 3, no. 3, pp. 1491–1502, Sep. 2012.
- [16] J. Li, C. Liu and K. Schneider, "Controlled partitioning of a power network considering real and reactive power balance," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 1, no. 3, pp. 261–269, Dec. 2010.
- [17] R. A. Osama, A. Y. Abdelaziz, R. A. Swief, M. Ezzart, R. K. Saket, and K. S. A. Kumar, "Optimum Clustering of Active Distribution Networks Using Back Tracking Search Algorithm," *Swarm, Evolutionary, and Memetic Computing*. SEMCCO 2015, pp 235–246, Dec, 2016.
- [18] S. Monisha, S. Ganesh Kumar and M. Rivera, "Methodologies of Energy Management and Control in Microgrid," *IEEE Latin American Transactions*, vol. 16, no. 9, pp. 2345–2353, Sep. 2018.
- [19] Alma Y. Alanis, Senior Member, IEEE, "Electricity Prices Forecasting using Artificial Neural Networks," *IEEE Latin American Transactions*, vol. 16, no. 1, pp. 105–111, Jan. 2018.
- [20] O. A. Páramo, G. A. López and J. C. Rivera, "Effects on Electricity Markets of a Demand Response Model Based on Day Ahead Real Time Prices: Application to the Colombian Case," *IEEE Latin American Transactions*, vol. 16, no. 5, pp. 1416–1423, Feb. 2018.
- [21] Ana C. Núñez, Student Member IEEE, G. Gutiérrez, Senior Member IEEE, Esteban Gil, Member IEEE, "Strategic Generation Bidding and Scheduling under Price Uncertainty," *IEEE Latin American Transactions*, vol. 16, no. 5, pp. 1445–1453, May. 2018.
- [22] W. Prommee and W. Ongsakul, "Optimal multiple distributed generation placement in microgrid system by improved reinitialized social structures particle swarm optimization," *European Transactions on Electrical Power*, vol. 21, no. 1, pp. 489–504, Jan. 2011.
- [23] K. Prasad, N. C. Sahoo, A. Chaturvedi and R. Ranjan, "A Simple Approach for Branch Current Computation in Load Flow Analysis of Radial Distribution Systems," *International Journal of Electrical Engineering Education*, vol. 44, no. 1, pp. 49–63, Jan. 2007.
- [24] L. F. Grisales, O. D. Montoya, A. Grajales, R. A. Hincapié and M. Granada, "Optimal Planning and Operation of Distribution Systems Considering Distributed Energy Resources and Automatic Reclosers," *IEEE Latin American Transactions*, vol. 16, no. 1, pp. 126–134, Jan. 2018.
- [25] S. Bahrami and A. Imari, "Optimal placement of distributed generation units for constructing virtual power plant using binary particle swarm optimization algorithm," *Journal of Electrical & Electronic Systems*, vol. 3, no. 2, pp. 1–6, May. 2014.
- [26] F. Tooryan, S. Moghaddas, S. Bathaee and H. Hamidhassanzadeh-Fard, "Distributed Energy Resources Optimal Sizing and Placement in a Microgrid," *International Electrical Engineering Journal*, vol. 4, no. 2, pp. 1059–1070, 2013.
- [27] S. Kirkpatrick, C. D. Gelatt and M. P. Vecchi, "Optimization by simulated annealing," *Science*, vol. 220, no. 4598, pp. 671–680, May. 1983.
- [28] J. J. Schneider, S. Kirkpatrick, "Stochastic Optimization," *Springer Science & Business Media*, 2006.
- [29] A. Lara, M. A. Gutiérrez, and E. A. Rincón, "A Simulated Annealing-Based Multiobjective Optimization Algorithm for Political Districting,"

IEEE Latin American Transactions, vol. 16, no. 6, pp. 1723–1731, Jun. 2018.

- [30] D. Zhang, Z. Fu and L. Zhang, "An improved TS algorithm for loss-minimum reconfiguration in large-scale distribution system," *Electric Power Systems Research*, vol. 77, no. 5, pp. 685–694, Apr. 2007.

- [31] G. G. Dranka, J. D. de Lima, R. C. Bonotto, R. H. S. Machado, "Economic and Risk Analysis of Small-Scale PV Systems in Brazil," *IEEE Latin American Transactions*, vol. 16, no. 10, pp. 2530–2538, Oct. 2018.



Carlos A. Bonetti nació el 13 de octubre de 1989 en Argentina. Completó sus estudios de Ingeniero Industrial en 2015 en la Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Rafaela. Actualmente está cursando el Doctorado en Ingeniería con mención en Ingeniería Industrial en la Universidad Tecnológica Nacional. Es docente en la carrera de Licenciatura en

Organización Industrial y, además, disfruta de una beca de investigación en el Laboratorio de Métodos y Simulaciones Computacionales de la Universidad Tecnológica Nacional. Su interés en investigación incluye el diseño óptimo y la gestión de microredes eléctricas, el uso eficiente de baterías, y la incorporación de fuentes de energía renovables en los sistemas de distribución.



Jezabel D. Bianchotti nació el 18 de septiembre de 1988 en Argentina. Se graduó como Ingeniera Civil en el año 2016 en la Universidad Tecnológica Nacional (UTN), Facultad Regional Rafaela. Actualmente está cursando el Doctorado en Ingeniería con mención en Ingeniería Industrial en la UTN. Es docente en las carreras de Ingeniería y

desarrolla sus actividades de investigación como becaria doctoral en el Laboratorio de Métodos y Simulaciones Computacionales de la UTN. Su interés en investigación abarca la teoría de redes complejas, la segmentación de redes de infraestructura, optimización y gestión de redes.



Jorge Ruben Vega egresó en 1985 como Ingeniero Electricista (Univ. Nac. de La Plata, UNLP, Argentina), y en 1993 como Doctor en Tecnología Química (Univ. Nac. del Litoral, UNL, Santa Fe, Argentina). Actualmente, es Profesor Titular en el Departamento de Ingeniería Eléctrica y Director del Centro de Investigación y Desarrollo en Ingeniería

Eléctrica y Sistemas Energéticos – CIESE (UTN, FRSF), e Investigador Principal del CONICET en el INTEC (CONICET-UNL).



Gabriel D. Puccini obtuvo la Licenciatura en Física en 1994 por la Universidad Nacional de Rosario, y el Doctorado en Física en el año 2000 por la Universidad Nacional de La Plata, Argentina. Actualmente es Profesor Asociado en el Departamento de Ingeniería Industrial y dirige el Laboratorio de Métodos y Simulaciones Computacionales de la Facultad Regional Rafaela, Universidad Tecnológica Nacional.

ANEXO I
RED DE 119 NODOS-IEEE

Línea	Nodo inicial	Nodo final	R(ohm)	X(ohm)	P(kW)	Q(kVAr)
1	1	2	0,036	0,013	133,8	101,1
2	2	3	0,045	0,016	34,3	21,8
3	3	4	0,015	0,054	73,0	63,6
4	4	5	0,015	0,054	144,2	68,6
5	5	6	0,015	0,013	104,5	61,7
6	6	7	0,018	0,014	28,5	11,5
7	7	8	0,021	0,063	87,6	51,1
8	2	9	0,166	0,134	198,2	106,8
9	9	10	0,112	0,079	146,8	76,0
10	10	11	0,187	0,313	26,0	18,7
11	11	12	0,142	0,151	52,1	23,2
12	12	13	0,180	0,118	141,9	117,5
13	13	14	0,150	0,045	21,9	28,8
14	14	15	0,160	0,180	33,4	26,5
15	15	16	0,157	0,171	32,4	25,2
16	10	17	0,218	0,285	20,2	11,9
17	17	18	0,118	0,185	156,9	78,5
18	18	19	0,160	0,196	546,3	351,4
19	19	20	0,120	0,189	180,3	164,2
20	20	21	0,120	0,079	93,2	54,6
21	21	22	1,410	0,723	85,2	39,7
22	22	23	0,293	0,135	168,1	95,2
23	23	24	0,133	0,104	125,1	150,2
24	24	25	0,178	0,134	16,0	24,6
25	25	26	0,178	0,134	26,0	24,6
26	2	27	0,033	0,012	16,2	11,3
27	3	28	0,015	0,030	594,6	522,6
28	28	29	0,012	0,028	120,6	59,1
29	29	30	0,120	0,277	102,4	99,6
30	30	31	0,210	0,243	513,4	318,5
31	31	32	0,120	0,054	475,3	456,1
32	32	33	0,178	0,234	151,4	136,8
33	33	34	0,178	0,234	205,4	83,3
34	34	35	0,154	0,162	131,6	93,1
35	35	36	0,210	0,138	66,2	42,4
36	36	37	0,120	0,079	73,9	51,7
37	37	38	0,150	0,099	114,8	58,0
38	38	39	0,150	0,099	918,4	1205,1
39	39	40	0,240	0,158	210,3	146,7
40	40	41	0,120	0,079	66,7	56,6
41	41	42	0,405	0,146	42,2	40,2
42	42	43	0,405	0,146	433,7	283,4
43	29	44	0,330	0,194	112,5	55,1
44	44	45	0,310	0,194	54,0	39,0
45	45	46	0,130	0,194	393,1	342,6
46	46	47	0,280	0,150	326,7	278,6
47	47	48	1,180	0,850	536,3	240,2
48	48	49	0,420	0,244	76,2	66,6
49	49	50	0,270	0,097	53,5	39,8
50	50	51	0,339	0,122	40,3	32,0
51	51	52	0,270	0,178	39,7	20,8
52	30	53	0,187	0,261	448,4	369,8

RED DE 119 NODOS-IEEE (CONTINUACIÓN)

Línea	Nodo inicial	Nodo final	R(ohm)	X(ohm)	P(kW)	Q(kVAr)
53	53	54	0,133	0,099	440,5	321,6
54	29	55	0,391	0,141	62,1	26,9
55	55	56	0,406	0,146	92,5	88,4
56	56	57	0,406	0,146	85,2	55,4
57	57	58	0,706	0,546	345,3	332,4
58	58	59	0,338	0,122	22,5	16,8
59	59	60	0,338	0,122	80,6	49,2
60	60	61	0,207	0,075	95,9	90,8
61	61	62	0,247	0,892	62,9	47,7
62	1	63	0,028	0,042	478,8	463,7
63	63	64	0,117	0,202	120,9	52,0
64	64	65	0,255	0,092	139,1	100,3
65	65	66	0,210	0,076	391,8	193,5
66	66	67	0,383	0,138	27,7	26,7
67	67	68	0,504	0,330	52,8	25,3
68	68	69	0,406	0,146	66,9	38,7
69	69	70	0,962	0,761	467,5	395,1
70	70	71	0,165	0,060	594,9	239,7
71	71	72	0,303	0,109	132,5	84,4
72	72	73	0,303	0,109	52,7	22,5
73	73	74	0,206	0,144	869,8	614,8
74	74	75	0,233	0,084	31,3	29,8
75	75	76	0,591	0,177	192,4	122,4
76	76	77	0,126	0,045	65,8	45,4
77	65	78	0,669	0,241	62,9	43,0
78	78	79	0,266	0,123	30,7	34,9
79	79	80	0,266	0,123	62,5	66,8
80	80	81	0,266	0,123	114,6	81,7
81	81	82	0,266	0,123	81,3	66,5
82	82	83	0,233	0,115	31,7	16,0
83	83	84	0,496	0,138	33,3	60,5
84	80	85	0,196	0,180	531,3	224,9
85	85	86	0,196	0,180	507,0	367,4
86	86	87	0,187	0,122	26,4	11,7
87	87	88	0,075	0,318	46,0	30,4
88	64	89	0,559	0,369	238,2	223,2
89	89	90	0,186	0,123	294,6	162,5
90	90	91	0,186	0,123	485,6	437,9
91	91	92	0,260	0,139	243,5	183,0
92	92	93	0,154	0,148	243,5	183,0
93	93	94	0,230	0,128	134,3	119,3
94	94	95	0,252	0,106	22,7	28,0
95	95	96	0,180	0,148	49,5	26,5
96	90	97	0,160	0,182	383,8	257,2
97	97	98	0,200	0,230	49,6	20,6
98	98	99	0,160	0,393	22,5	11,8
99	1	100	0,063	0,027	100,7	47,6
100	100	101	0,150	0,234	456,5	350,3
101	101	102	0,135	0,089	522,6	449,3
102	102	103	0,231	0,120	408,4	168,5
103	103	104	0,447	0,161	141,5	134,3
104	104	105	0,163	0,059	104,4	66,0
105	105	106	0,330	0,099	96,8	83,6
106	106	107	0,156	0,056	493,9	419,3
107	107	108	0,382	0,137	225,4	135,9
108	108	109	0,163	0,059	509,2	387,2
109	109	110	0,382	0,137	188,5	173,5
110	110	111	0,209	0,075	305,1	215,4
111	111	112	0,230	0,083	54,4	41,0
112	110	113	0,245	0,088	918,0	898,6
113	100	114	0,610	0,220	211,1	192,9
114	114	115	0,187	0,127	67,0	53,3
115	115	116	0,373	0,246	162,1	90,3
116	116	117	0,405	0,367	48,8	29,2
117	117	118	0,489	0,438	33,9	19,0