

РЕШЕНИЕ ЗАДАЧИ ОПТИМАЛЬНОГО СЕКЦИОНИРОВАНИЯ ВОЗДУШНЫХ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ В УСЛОВИЯХ НОРМИРОВАНИЯ ПОКАЗАТЕЛЕЙ НАДЕЖНОСТИ

А.Ф.Жаркин¹, чл.-корр. НАН Украины, В.А.Попов², канд.техн.наук, В.В. Ткаченко²

¹ – Институт электродинамики НАН Украины,
пр. Победы, 56, Киев-57, 03680, Украина,

² – Институт энергосбережения и энергоменеджмента НТУ Украины «КПИ»,
ул. Борщаговская, 115, Киев, 03056, Украина,
e-mail: tka-vadim@vandex.ru

Рассмотрен новый подход к решению вопросов оптимального секционирования распределительных сетей как одного из эффективных мероприятий по повышению надежности электроснабжения. Предложенный для этой цели эвристический алгоритм позволяет эффективно решить задачу дискретной оптимизации выбора и размещения широкого спектра коммутационных и защитных аппаратов, опираясь на утвержденные НКРЭ нормативные показатели надежности. Библ. 14, рис. 1.

Ключевые слова: воздушные распределительные сети, коммутационные аппараты, надежность электроснабжения, эвристический алгоритм дискретной оптимизации.

Введение. В современном обществе потребители предъявляют все более жесткие требования электроснабжающим организациям в плане гарантии получения в любой момент времени электроэнергии в требуемом объеме и стандартного качества.

Общемировая статистика демонстрирует, что в электроэнергетической отрасли, с точки зрения надежности, наиболее уязвимым звеном является сектор, связанный с распределением электрической энергии [12]. Здесь, в свою очередь, основная масса отказов в электроснабжении приходится на распределительные сети и, в первую очередь, на воздушные линии (ВЛ) напряжением 6–20 кВ.

В последние годы промышленность начала выпускать широкий спектр современного коммутационного и защитного оборудования, комплексное и корректное применение которого может существенно повысить надежность работы распределительных сетей. Вместе с тем, учитывая стоимостные характеристики современных технических средств, их применение требует тщательного технико-экономического обоснования. Решение данной задачи в значительной мере затруднялось тем, что до последнего времени в Украине не существовали официально утвержденные показатели и подходы к оценке надежности электроснабжения.

Принятые НКРЭ в 2011–2012 годах документы [2, 8, 9] частично решают указанную проблему. Предложенные в них показатели для оценки надежности базируются на стандартах IEEE [1] и, в принципе, отвечают практике большинства индустриально развитых стран мира. Однако данные документы следует рассматривать только как первый шаг по пути решения исключительно важной для отечественной электроэнергетики и технически сложной задачи обеспечения надлежащего уровня надежности электроснабжения. Дело в том, что без внедрения в энергокомпаниях автоматизированной подсистемы управления надежностью (по аналогии с OMS – Outage management system), обеспечивающей, в том числе, подготовку объективных исходных данных для расчета показателей надежности, а в последствии и аргументированного их нормирования и оптимизации, трудно говорить о возможности получения обоснованных, а, соответственно, и практически эффективных результатов.

В связи с этим целью данной статьи является обоснование эффективного (с вычислительной точки зрения) и адекватного (с позиций достижения оптимального решения) эвристического алгоритма решения задачи дискретной оптимизации выбора оптимального состава и мест размещения широкого спектра секционирующих устройств (СУ) в воздушных распределительных сетях.

Основные понятия и определения. Задача оценки надежности распределительных сетей обременена определенными принципиальными сложностями, что объясняется рядом факторов. Прежде всего, сегодня можно выделить несколько характерных вариантов построения ВЛ: магистральные ли-

нии и линии с ответвлениями, нерезервируемые сети и сети с возможностью ручного или автоматического ввода резервного питания, сети с интегрированными в них источниками распределенной генерации. Достаточно широк в настоящее время и спектр коммутационных, защитных аппаратов и их комбинаций, которые, по крайней мере, теоретически могут размещаться в линиях. Очевидно, что в зависимости от конкретного набора применяемого оборудования и его размещения сеть по-разному будет реагировать на повреждения различного характера, например, устойчивые и неустойчивые. Поэтому создаваемая модель для оценки надежности должна иметь возможность корректно учитывать все перечисленные выше особенности построения сетей.

Как отмечено в [6], при анализе надежности ВЛ 6–20 кВ целесообразно рассматривать три группы показателей: исходные (первичные), базовые и интегральные.

Источником определения численных значений исходных показателей (количество отказов в год на единицу оборудования и длительность одного отключения объекта электроснабжения из-за отказа соответствующего элемента) являются статистические данные, получаемые в процессе мониторинга работы сети (в идеальном случае генерируемые подсистемой OMS), результаты анализа технического состояния распределительных сетей [10], в отдельных случаях экспертные оценки и т.д.

Базовые показатели отражают надежность электроснабжения узлов нагрузки и питаемых от них потребителей. Величины базовых показателей (средняя частота отключений объекта O_t и средняя длительность одного отключения объекта T), вычисляемые в ходе решения задачи анализа надежности, зависят от значений исходных показателей надежности, топологии и параметров рассматриваемой линии, мест размещения, конкретного вида и количества устанавливаемых в линии секционирующих устройств. При этом, в частности, для распределительных линий отдельно фиксируются устойчивые (ω_i^y) и неустойчивые (ω_i^{ny}) отключения, а также следующие составляющие их длительности [6]: τ_o – время ожидания; τ_d – время поиска и локализации (при наличии такой возможности и в случае целесообразности данного действия) поврежденного фрагмента отключенной линии; τ_n – время включения резервного питания (при наличии такой возможности); τ_p – время выполнения ремонта поврежденного элемента линии и включения ее в работу в нормальном режиме.

Интегральные показатели надежности характеризуют [13] надежность электроснабжения потребителей крупных сетевых объектов, питающихся как от отдельной линии, так и от СЭС в целом. Количественные значения интегральных показателей определяются на основе базовых показателей надежности и характеристик узлов нагрузки – величины средней нагрузки P [кВт] и количества питаемых потребителей NP (юридических и физических лиц). Примерами интегральных показателей, в том или ином виде используемых в международной практике, могут служить [12]: SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) – системный показатель средней частоты перерывов электроснабжения (отк./год), SAIDI (System Average Interruption Duration Index) – системный показатель средней длительности перерывов электроснабжения (час/год), EENS (Expected Energy Not Supplied) – ожидаемый недоотпуск электроэнергии (кВт·час/год), ASIDI (Average System Interruption Duration Index) – средний системный показатель длительности перерывов электроснабжения (час/год), ASIFI (Average System Interruption Frequency Index) – средний системный показатель частоты перерывов электроснабжения (отк./год).

В настоящее время при решении задачи управления надежностью в качестве потенциальных СУ целесообразно рассматривать следующие аппараты [7]: $B_{\text{АПВ}}$ – выключатель мощности (как правило, оснащенный АПВ); $P_{\text{ру}}$ – разъединитель с ручным приводом, позволяющий выполнять коммутации при отсутствии напряжения и нагрузки; $BH-P$ – выключатель нагрузки – разъединитель, дающий возможность выполнять ручное или дистанционное управление аппаратом под напряжением и нагрузкой; $П-P$ – предохранитель-разъединитель выхлопного типа, который выполняет одновременно функции разъединителя и защитного аппарата; Сек – секционализер (автоматический отделитель), осуществляющий быстрое автоматическое отключение поврежденного участка электрической сети в бестоковый период; Рек – реклоузер (выключатель мощности столбового исполнения, оснащенный системой релейной защиты и автоматики (РЗА)).

В плане реакции на возможные аварийные ситуации все СУ целесообразно разделить на две группы: неавтоматические – выполняющие любые коммутации в сети только посредством вмеша-

тельства (ручного или средствами телемеханики) человека (например, P_{py} , $BH - P$) и автоматические – создающие разрыв в линии при возникновении повреждения без вмешательства человека (например, $B_{ЛПВ}$, $П - P$, Сек, Рек).

Для установленных или устанавливаемых в линии коммутационных и защитных аппаратов выделяют зоны действия (ЗД) и зоны защит (ЗЗ). Зона защиты представляет собой часть линии, при возникновении повреждения в которой автоматическое СУ должно сработать, перейдя в отключенное состояние. При этом каждое автоматическое СУ, оснащенное РЗиА, имеет также зону действия – часть линии, в общем случае содержащую ЗЗ данного СУ и автоматических СУ, не оснащенных РЗиА. Если в линии нет установленных реклоузеров, то ЗД выключателя в ЦП – вся линия.

Часть линии, ограниченная аппаратом защиты на шинах ЦП, любыми СУ или ее тупиковыми узлами, назовем секцией линии (СЛ). При этом все узлы нагрузки, относящиеся к одной СЛ, имеют одинаковые интегральные показатели надежности.

Определение базовых показателей надежности. Международная практика свидетельствует, что в процессе анализа надежности ВЛ в расчетах обычно учитывается надежность только линий, поскольку надежность всех остальных компонентов системы (СУ, трансформаторов и т.д.) на несколько порядков выше [12].

В этом случае средняя частота отключений объекта может быть определена по формуле

$$Ot = \sum_{j=1}^N \omega_j L_j,$$

где N – количество СЛ, формирующих объект; ω_j – средняя частота устойчивых или совместно устойчивых и неустойчивых отключений (в зависимости от типа установленных в линии защитно-коммутационных аппаратов), характеризующих j -ю СЛ длиной L_j .

Средняя длительность одного отключения тогда составит $\tau^{op} = T/Ot$, где T – суммарная длительность перерывов в электроснабжении потребителей объекта за год.

Как указывалось выше, конкретные расчетные выражения для определения базовых показателей надежности зависят от топологии сети (линии), а также, еще в большей мере, от состава и размещения защитно-коммутационной аппаратуры. Авторами были разработаны алгоритмы расчета базовых показателей надежности для наиболее рациональных и практически применимых вариантов построения ВЛ:

- для нерезервируемых линий – отсутствие каких-либо коммутационных аппаратов, наличие разъединителей с ручным приводом, совместное использование разъединителей с ручным приводом и предохранителей выхлопного типа, установка реклоузеров без иных СУ, применение реклоузеров совместно с разъединителями и/или секционалайзерами;

- для резервируемых линий – размещение в линии разъединителей с ручным приводом при наличии в точке подключения резервного питания (ТПРП) аналогичного коммутационного аппарата или выключателя нагрузки; применение разъединителей с ручным приводом и предохранителей – разъединителей в случае использования в ТПРП разъединителя с ручным приводом или выключателя нагрузки; установка реклоузеров и разъединителей при оборудовании ТПРП разъединителем с ручным приводом или выключателем нагрузки (или реклоузером); применение реклоузеров как без других СУ, так и совместно с секционалайзерами при условии, что в ТПРП установлен разъединитель с ручным приводом или выключатель нагрузки (или реклоузер).

С целью иллюстрации алгоритма определения базовых показателей надежности рассмотрим схему отдельной линии ВЛ, показанную на рисунке.

Выключатель в центре питания (ЦП), 2 реклоузера и 6 разъединителей делят линию на 6 секций магистрали и 3 секции ответвлений, каждая из которых входит в ЗЗ автоматического СУ (выключателя или соответствующего реклоузера).

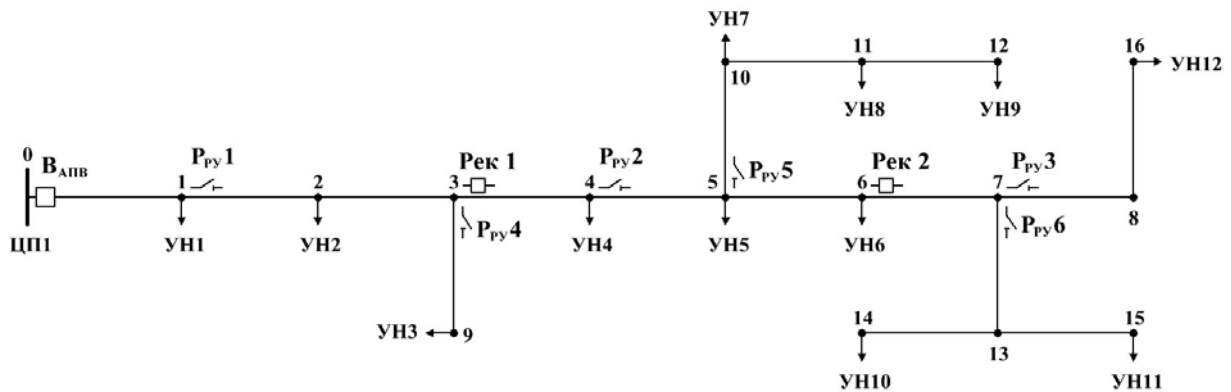
Определим среднюю частоту отключений линии из-за повреждения в i -й ЗЗ

$$Ot_{33i} = \sum_{j=1}^{N_i} Ot_{СЛj},$$

где N_i – количество СЛ (совместно на магистрали и ответвлениях линии), входящих в i -ю ЗЗ.

Для рассматриваемой линии, нумеруя ее ЗЗ последовательно по ходу питания, имеем

$$Ot_{331}^y = Ot_{CM1}^y + Ot_{CM2}^y + Ot_{CO1}^y, \quad Ot_{332}^y = Ot_{CM3}^y + Ot_{CM4}^y + Ot_{CO2}^y, \quad Ot_{333}^y = Ot_{CM5}^y + Ot_{CM6}^y + Ot_{CO3}^y.$$



Для любой секции линии средняя длительность ее отключения составит $\tau_i^{cp} = T_{CMi} / Ot_i$. Тогда для секций магистрали

$$Ot_i = \sum_{j=1}^n Ot_{33j}^y, \quad T_{CMi} = (\tau_o + \tau_L) \sum_{j=1}^n Ot_{33j}^y + \tau_P \sum_{k=1}^i Ot_{CMk}^y = (\tau_o + \tau_L) Ot_i + \tau_P \sum_{k=1}^i Ot_{CMk}^y,$$

где $\sum_{j=1}^n Ot_{33j}^y$ – суммарное значение показателя средней частоты отключений по причине повреждений в зонах защиты по ходу питания от шин ЦП до 33, в которую входит i -я секция магистрали; n – количество 33; $\sum_{k=1}^i Ot_{CMk}^y$ – суммарное значение показателя средней частоты отключений (устойчивых), вызываемых повреждениями на секциях магистрали по ходу питания от шин ЦП до i -ой секции магистрали включительно.

Для i -ой секции ответвления, получающей питание непосредственно от K -ой секции магистрали или ответвления, имеем

$$Ot_i = Ot_K, \quad T_{COi} = T_{CK} + \tau_{COi} = T_{CK} + \tau_P Ot_{COi}^y,$$

где Ot_K – средняя частота отключений K -ой СЛ, T_{CK} – средняя длительность отключения K -ой СЛ, τ_{COi} – составляющая времени отключения, зависящая от характеристик (длины и параметра потока отказов) i -ой секции ответвления.

Аналогичные соображения лежат в основе расчета базовых показателей (формирования расчетной модели) с целью анализа надежности для любого из представленных выше вариантов построения распределительной линии, что является важнейшим этапом рассматриваемого ниже эвристического алгоритма выбора оптимальных состава и мест размещения СУ в ВЛ.

Принципы принятия оптимального решения по выбору состава и мест установки секционирующих устройств. При решении рассматриваемой задачи принципиальным моментом является учет следующих факторов:

- участвующие в процессе решения задачи оптимального секционирования виды коммутационных и защитных аппаратов существенно отличаются своими стоимостными характеристиками;
- различное коммутационно–защитное оборудование по-разному влияет на показатели надежности. В частности, автоматические СУ влияют и на длительность, и на частоту отключений, в то время как неавтоматические СУ – только на длительность [7];
- надежность электроснабжения, в принципе, может характеризоваться достаточно широким спектром показателей, имеющих, как правило, разную физическую природу, и, соответственно, различную шкалу измерений.

В связи с этим для решения рассматриваемой задачи, во-первых, предлагается использовать многокритериальный подход, рассматривая в качестве критериев оптимальности все директивно утвержденные или рекомендуемые НКРЭ показатели надежности. Во-вторых, учитывая, что при решении задачи оптимального секционирования ВЛ 6–20 кВ приходится сталкиваться с необходимостью согласования двух противоположных целей – повышения надежности и уменьшения необходимых

для этого затрат, то для принятия решения может использоваться показатель, представляющий собой отношение «Затраты/Выгода» [14], в котором под понятием «выгода» понимается принятая совокупность критериев, отражающих надежность. Тогда максимум отношения величины показателя повышения надежности к приращению затрат на ее повышение

$$\max \left\{ \frac{\Delta NRI^L(x_n^k)}{\Delta C^L(x_n^k)} \right\} \quad (1)$$

может выступать в качестве критерия оптимальности принимаемого решения.

В (1) $\Delta NRI^L(x_n^k)$ – нормированный обобщенный показатель повышения надежности (normalized reliability index) на L -ой итерации процесса оптимизации при установке в k -ом месте линии СУ n -го вида (x_n^k), определяемый, например, как

$$\begin{aligned} \Delta NRI^L(x_n^k) = & w_{SAIDI} \frac{SAIDI^{L-1} - SAIDI^L(x_n^k)}{SAIDI^{L-1}} + \\ & + w_{SAIFI} \frac{SAIFI^{L-1} - SAIFI^L(x_n^k)}{SAIFI^{L-1}} + w_{EENS} \frac{EENS^{L-1} - EENS^L(x_n^k)}{EENS^{L-1}}, \end{aligned} \quad (2)$$

где $SAIDI^{L-1}$, $SAIFI^{L-1}$, $EENS^{L-1}$ – значения соответствующих показателей надежности, полученные в результате установки СУ на предыдущей ($L-1$)-ой итерации, w_{SAIDI} , w_{SAIFI} , w_{EENS} ($w_{SAIDI} + w_{SAIFI} + w_{EENS} = 1$) – весовые коэффициенты показателей надежности.

Показатель $\Delta C^L(x_n^k)$ отражает относительное приращение затрат на повышение надежности после установки в линии x_n^k -го СУ и вычисляется следующим образом:

– если предполагается установка нового СУ, то

$$\Delta C^L(x_n^k) = C(x_n) / C_{MIN},$$

где $C(x_n)$ – стоимость СУ n -го вида, C_{MIN} – стоимость наиболее дешевого СУ из всех включенных в дискретную последовательность планируемых к использованию СУ;

– если рассматривается замена СУ ($n-1$)-го вида на ближайшее более эффективное и дорогое устройство из дискретной последовательности, то

$$\Delta C^L(x_n^k) = (C(x_n) - C(x_{n-1})) / C_{MIN}.$$

Как отмечено в [1], обоснованное определение весовых коэффициентов – одна из важнейших составляющих предлагаемого метода решения задачи оптимального секционирования ВЛ 6–20 кВ. Предложенный в данной работе подход, заключается в следующем: для каждого показателя надежности задается его, так называемое, целевое значение (R_i^T) – величина, к которой он должен стремиться в процессе оптимизации $R_i^T < R_i(0)$, где $R_i(0)$ – значение i -го показателя, соответствующее начальному состоянию рассматриваемой линии (0-ая итерация). Если при решении задачи заданы ограничения вида $R_i(x) \leq R_{i\max}$, тогда принимаем $R_i^T = R_{i\max}$.

Перед началом L -ой итерации для каждого показателя вычисляется величина его, так называемой, относительной значимости [5] по формуле

$$S_i^L = (R_i^{L-1}(x) - R_i^T) / R_i^T,$$

где $R_i^{L-1}(x)$ – значение i -го показателя, полученное на предыдущей ($L-1$)-ой итерации. Принимаем $S_i^L = 0$, если $S_i^L \leq \varepsilon$, где ε – заданная, например, экспертным путем допустимая степень приближения к целевой величине R_i^T .

Если $\sum_j S_j^L = 0$, то задача оптимального секционирования ВЛ 6–20 кВ считается решенной и дальнейшие вычисления прекращаются. В противном случае весовой коэффициент i -го критерия на L -ой итерации пересчитывается следующим образом:

$$w_i^L = S_i^L / \sum_j S_j^L.$$

При таком подходе больший вес приобретает критерий, значение которого на текущей итерации в большей степени отличается (в нормализованном виде) от величины, к которой он должен стремиться в процессе оптимизации (т.е. происходит процесс адаптации весовых коэффициентов к текущим значениям показателей надежности).

В рамках представленной методологии решения задачи выбора оптимальных состава и мест размещения СУ могут быть рассмотрены различные ее постановки (модели оптимизации).

Первая модель предусматривает использование в качестве целевой функции (ЦФ) выражение вида (1) при определении нормированного показателя повышения надежности согласно (2) и наличии ограничений на используемый ресурс (в виде величины суммарных допустимых инвестиций или количества устанавливаемых СУ конкретного типа). Данная модель может быть использована для определения количественных значений нормируемых регулирующим органом (например, НКРЭ) показателей надежности электроснабжения потребителей для конкретных энергосистем.

Вторая модель предполагает использование ЦФ вида (1) при наличии ограничений на величины показателей надежности, используемых в (2). Согласно [11] для энергосистем введены целевые показатели надежности электроснабжения (максимальная по энергосистеме величина SAIDI) на уровнях напряжения 0,4 – 20 кВ для городских и сельских территорий. Данная модель может быть применена для оценки затрат на повышение надежности при условии удовлетворения установленных ограничений.

Третья модель включает ЦФ вида (1) при определении нормированного показателя повышения надежности согласно (2) и наличии ограничений на используемый ресурс (аналогично первой модели) и на значения показателей надежности, используемых в выражении (2) (аналогично второй модели). В данном случае реализуется наиболее целесообразная (с точки зрения практики) постановка задачи размещения в сети СУ в пределах конкретного РЭС или ПЭС. Ее решение позволит электроснабжающей организации либо выйти на заданные величины нормируемых показателей надежности в пределах ограничений на ресурс, либо укажет на невозможность решения данной задачи и, как следствие, необходимость поиска и применения других технических средств.

Четвертая модель включает ЦФ вида (1) при определении нормированного показателя повышения надежности согласно (2) и отсутствии материальных (в том числе и финансовых) и технологических ограничений. В данном случае ограничением может являться вычислительный ресурс (например, предельное количество итераций). Данная модель носит скорее теоретический или исследовательский характер и может быть использована, например, для оценки эффективности применения тех или иных СУ, анализа влияния весовых коэффициентов, используемых в (2), на принятие решений и т.д.

Эвристический алгоритм дискретной оптимизации. Для решения рассматриваемой в данной работе проблемы использован базирующийся на методе нормированных функций алгоритм, предложенный в [3] для анализа широкого класса задач дискретной природы, который является итерационным и может быть представлен следующим образом.

На предварительном этапе определяются дискретные последовательности переменных, формируемые из видов принятого к размещению в конкретных элементах линии СУ (при этом оборудование размещается в порядке возрастания его потенциального воздействия на показатели надежности и, соответственно, его стоимости).

В дальнейшем на каждой итерации выполняются следующие операции.

1. Анализируется топология линии РС и состав уже установленных в ней СУ. В результате проведенного анализа определяются:

- места возможного размещения конкретных СУ (или замены, если в определенной точке уже установлено определенное СУ) на данной итерации;
- вид устанавливаемого (в соответствии с принятой дискретной последовательности) СУ для каждого конкретного места размещения.

В результате выполнения данного этапа формируется набор альтернативных вариантов размещения СУ на рассматриваемой итерации.

2. Для каждого из полученных на предыдущем этапе вариантов оснащения линии СУ выполняются следующие действия.

2.1. Формируется расчетная модель, позволяющая определить ЗЗ для размещаемых в линии СУ.

2.2. Для каждой i -ой секции линии вычисляются следующие базовые показатели надежности при установке в k -ом месте линии СУ n -го вида (x_n^k):

$$\text{среднегодовая длительность отключений [час/год]} \\ T_i^L(x_n^k) = T_i^Y(x_n^k) + T_i^{HY}(x_n^k),$$

$$\text{среднегодовая частота отключений [отк./год]} \\ Ot_i^L(x_n^k) = Ot_i^Y(x_n^k) + Ot_i^{HY}(x_n^k),$$

где L – номер текущей итерации; индексы Y , HY обозначают соответственно устойчивые и неустойчивые повреждения.

2.3. В зависимости от принятых к рассмотрению частных критериев оптимальности вычисляются интегральные показатели, характеризующие надежность электроснабжения узлов нагрузки всей рассматриваемой линии, в частности

$$SAIDI^L(x_n^k) = \sum T_j^L(x_n^k) NP_j / \sum NP_j,$$

где NP_j – количество абонентов, получающих питание от узла нагрузки j ;

$$SAIFI^L(x_n^k) = \sum Ot_j^L(x_n^k) NP_j / \sum NP_j, \quad EENS^L(x_n^k) = \sum T_j^L(x_n^k) P_j,$$

где P_j – средняя нагрузка узла j .

$$2.4. \text{ Вычисляется интегральный показатель } \Delta NRI^L(x_n^k) [\Delta C^L(x_n^k)]^{-1}.$$

3. На основании критерия (1) выбирается оптимальный на данной итерации вариант размещения СУ. Фиксируется его размещение и осуществляется переход к следующей итерации. Количество выполняемых итераций определяется постановкой задачи или экспертным путем.

Предложенный алгоритм, относящийся к так называемому классу «greedy» алгоритмов [4], обеспечивает получение квазиоптимального решения за малое число шагов и лишен, таким образом, недостатков, характерных для точных методов дискретной оптимизации, поскольку при этом проблемы дискретности, нелинейности и многомерности не входят в противоречие [11].

Заключение. Представлена принципиально новая концепция моделирования базовых показателей надежности (номенклатура которых соответствует международным стандартам и рекомендациям НКРЭ) воздушных линий напряжением 6–20 кВ при различных компоновках коммутационных и защитных аппаратов, принимая во внимание устойчивые и неустойчивые повреждения.

Без учета таких факторов как неопределенность целей (многокритериальность) и дискретность переменных управления во многих случаях не удастся построить адекватные модели оптимизации СЭС, что, в свою очередь, не позволяет гарантировать фактическую эффективность решений, реализуемых на основе их анализа. В связи с этим предложен эвристический алгоритм оптимального секционирования воздушных распределительных сетей, который дает возможность учесть многокритериальную природу задачи и преодолеть принципиальные трудности, в первую очередь вычислительного характера, которые возникают при решении задач дискретной оптимизации на основе традиционно использовавшихся в энергетических расчетах методов дискретного математического программирования.

Продемонстрирована возможность использования разработанного математического обеспечения для решения следующих групп задач: определение величины нормируемых регулирующим органом показателей надежности электроснабжения потребителей для конкретных энергосистем; оценка затрат на повышение надежности при условии удовлетворения установленных ограничений на показатели надежности электроснабжения; анализ эффективности использования в распределительных электрических сетях конкретных видов коммутационно-защитного оборудования.

1. Анохин А.М., Глотов В.А., Павельев В.В., Черкашин А.М. Методы определения коэффициентов важности критериев // Автоматика и телемеханика. – 1997. – № 8. – С. 3-35.

2. Закон "Про внесення змін до Закону України "Про електроенергетику" щодо забезпечення надійного (безперебійного) постачання електричної енергії споживачам та інвестування в інфраструктуру // Ухваленний Верховною Радою України 05.07.2012.
3. Зорин В.В., Экель П.Я. Методы дискретной оптимизации систем электроснабжения // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. – 1980. – № 5. – С. 25-37.
4. Корбут А.А., Финкельштейн Ю.Ю. Приближенные методы дискретного программирования // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. – 1983. – № 1. – С. 165-176.
5. Петровский А.Б. Теория принятия решений. – М.: Академия, 2009. – 400 с.
6. Попов В.А., Ткаченко В.В., Манойло Ю.Д. Вопросы оценки уровня надежности воздушных линий 6,10 кВ в энергосистемах Украины // Промэлектро. – 2010. – № 5. – С. 25-32.
7. Попов В.А., Ткаченко В.В., Манойло Ю.Д. Современные технические решения для повышения надежности функционирования воздушных линий номинальным напряжением 6,10 кВ // Промэлектро. – 2010. – № 6. – С. 28-36.
8. Про затвердження форм звітності № 17-НКРЕ (квартальна) «Звіт щодо показників надійності електропостачання» та № 18-НКРЕ (квартальна) «Звіт щодо показників комерційної якості надання послуг» та інструкцій щодо їх заповнення / Постанова НКРЕ України № 232 від 17.02.2011 р.
9. Про затвердження цільових показників надійності електропостачання на 2012 рік / Постанова НКРЕ України № 249 від 29.12.2011 р.
10. СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005. Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільних мереж напругою 0,38 – 20 кВ з повітряними лініями електропередачі / Міністерство палива та енергетики України, 2005.
11. Экель П.Я. Неопределенность исходной информации и дискретность в задачах оптимизации электрических сетей // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. – 1986. – № 3. – С. 48-54.
12. Billinton R., Allan R.N. Reliability Evaluation of Power Systems – New York: Plenum Press, 1996. – 540 p.
13. IEEE Std 1366-2003. IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices // IEEE Inc., USA, May 2004. – 35 p.
14. Maris T.I., Sideris K.M., Pappas S.Sp., Ekonomou L. Distribution Systems Reliability Increase using a Cost-Benefit Decision-Making Process // 6th WSEAS/IASME Int. Conf. on Electric Power Systems, High Voltages, Electric Machines, Tenerife, Spain, December 16-18, 2006. – Pp. 46-51.

УДК 621.311

РІШЕННЯ ЗАДАЧІ ОПТИМАЛЬНОГО СЕКЦІОНУВАННЯ ПОВІТРЯНИХ РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ В УМОВАХ НОРМУВАННЯ ПОКАЗНИКІВ НАДІЙНОСТІ

¹А.Ф.Жаркін, чл.-кор. НАН України, ²В.А.Попов, канд. техн. наук, ²В.В.Ткаченко

¹Інститут електродинаміки НАН України,
пр. Перемоги, 56, Київ, 03680, Україна

²Інститут енергозбереження та енергоменеджменту НТУ України "КПІ",
вул. Борщагівська, 115, Київ, 03680, Україна
e-mail: tka-vadim@yandex.ru

Запропоновано новий підхід до вирішення питань оптимального секціонування розподільних мереж як одного з ефективних заходів щодо підвищення надійності електропостачання. Використаний для цієї мети евристичний алгоритм дозволяє ефективно вирішити задачу дискретної оптимізації вибору і розміщення широкого спектру комутаційних і захисних апаратів, спираючись на затверджені НКРЕ нормативні показники надійності. Бібл. 14, рис. 1.

Ключові слова: повітряні розподільні мережі, комутаційні апарати, надійність електропостачання, евристичний алгоритм дискретної оптимізації.

SOLUTION OF THE OVERHEAD DISTRIBUTION NETWORKS OPTIMAL SECTIONALIZING PROBLEM UNDER THE CONDITION OF RELIABILITY INDICES STANDARDIZATION

¹A.F.Zharkin, ²V.A.Popov, ²V.V.Tkachenko

¹Institute of Electrodynamics National Academy of Science of Ukraine,
Peremohy, 56, Kyiv, 03680, Ukraine

²Energy Saving and Energy Management Institute of National Technical University of Ukraine "KPI"
Borshchahivska, 115, Kyiv, 03056, Ukraine

e-mail: tka-vadim@yandex.ru

The protective devices and switches play an important role in the reliability of electrical distribution systems as they allow to minimize negative effects of electricity interruptions. So the distribution networks optimal sectionalizing traditionally regarded as one of the most common and effective measures to improve the reliability of electric power supply. The approaches to a quantitative estimation and optimization of distribution networks reliability are proposed and discussed in this paper. The developed algorithms allow one to calculate the expected value of reliability indexes both for any load node and for electric power line as a whole. The new approach to the distribution networks optimal sectionalizing is considered in this paper too. Proposed for this purpose, a heuristic algorithm allows one to solve effectively the problem of discrete optimization associated with the selection and location of a wide range of switching and protection devices, using the reliability indices approved by NERC. References 14, figures 1.

Key words: overhead distribution networks, switching devices, power supply reliability, heuristic algorithms of discrete optimization.

1. Anokhin A.M., Glotov V.A., Paveljev V.V., Cherkashin A.M. Methods for the determination of the criteria importance coefficients // *Avtomatika i telemekhanika*. – 1997. – №8. – Pp. 3-35. (Rus)
2. Law “On amending the Law of Ukraine “Concerning Electric Power Energetics” to ensure reliable (continuous) electricity supply of consumers and investment in infrastructure” // Approved by the Verkhovna Rada of Ukraine 05.07.2012. (Ukr)
3. Zorin V.V., Ekel P.Ya. Discrete optimization methods of power supply systems // *Izvestiia Akademii Nauk SSSR. Energetika i transport*. – 1980. – № 5. – Pp. 25-37. (Rus)
4. Korbut A.A., Finkelshtein Yu.Yu. Approximate discrete programming methods // *Izvestiia Akademii Nauk SSSR. Energetika i transport*. – 1983. – № 1. – Pp. 165-176. (Rus)
5. Petrovsky A.B. Decision making theory. – Moskva: Akademiia, 2009. – 400 p. (Rus)
6. Popov V.A., Tkachenko V.V., Manoilo Yu.D. Problems of reliability level estimation of overhead lines 6,10 kV in the power systems of Ukraine // *Promelektro*. – 2010. – № 5. – Pp. 25-32. (Rus)
7. Popov V.A., Tkachenko V.V., Manoilo U.D. Modern technical solutions for enhance of functioning reliability of overhead lines 6,10 kV // *Promelektro*. – 2010. – № 6. – Pp. 28-36. (Rus).
8. On approval of the reporting forms № 17-NERC (quarterly) «Report on the electricity supply reliability indexes» and № 18-NERC (quarterly) «Report on the commercial service quality indexes» and instructions for filling them / NERC of Ukraine Resolution № 232 of 17.02.2011. (Ukr)
9. On approval of the targets reliability indexes of electricity supply in 2012 / NERC of Ukraine Resolution № 249 of 29.12.2011. (Ukr).
10. *SOU-N MPE 40.1.20.576:2005*. Guidelines for the recording and analysis of the technical state of overhead lines 0.38 – 20 kV in power distribution networks / Ministry of Fuel and Energy of Ukraine, 2005. (Ukr)
11. Ekel P.Ya. Initial information uncertainty and discreteness in problems of electric power networks optimization // *Izvestiia Akademii Nauk SSSR. Energetika i transport*. – 1986. – № 3. – Pp. 48-54. (Rus)
12. Billinton R., Allan R.N. Reliability Evaluation of Power Systems. – New York: Plenum Press, 1996. – 540 p.
13. *IEEE Std 1366-2003*. IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices // IEEE Inc., USA, May 2004. – 35 p.
14. Maris T.I., Sideris K.M., Pappas S.Sp., Ekonomou L. Distribution Systems Reliability Increase using a Cost-Benefit Decision-Making Process // 6th WSEAS/IASME Int. Conf. on Electric Power Systems, High Voltages, Electric Machines, Tenerife, Spain, December 16-18, 2006. – Pp. 46-51.

Надійшла 01.02.2013
Received 01.02.2013