

<https://doi.org/10.21122/1029-7448-2019-62-2-155-167>

УДК 621.316

Формирование стратегии повышения эффективности работы распределительных электрических сетей на предпроектной стадии

А. В. Жураховский¹⁾, З. М. Бахор¹⁾, А. Я. Яцейко¹⁾, В. Г. Гапанович¹⁾

¹⁾Национальный университет «Львовская политехника» (Львов, Украина)

© Белорусский национальный технический университет, 2019
Belarusian National Technical University, 2019

Реферат. Рассмотрены основные критерии оценки качества функционирования распределительных электрических сетей и показано, что в электроснабжающих компаниях уже на предпроектном формировании стратегии модернизации и реконструкции электросетей необходимо выбирать оптимальные мероприятия по каждой магистрали с четкой последовательностью реализации в сети выбранных мер с учетом ее перспективного развития. Разработана математическая модель классификации магистралей распределительных электрических сетей по состоянию их функционирования: нормальное, тяжелое и недопустимое. На основе этой модели сформирован алгоритм выбора оптимальных технических мероприятий для реконструкции магистралей в зависимости от их состояния: для магистралей в тяжелом состоянии возможными являются замена провода участка или установление батареи статистических конденсаторов на удаленных трансформаторных подстанциях; для магистралей в недопустимом состоянии по результатам экспертной оценки возможных мер с учетом развития сети, перспективного роста нагрузки, строительства разгрузочных пунктов, присоединения к сети источников распределенной генерации принимается решение о замене сечения провода, переводе части или всей сети на более высокий уровень напряжения. Это позволяет уже на этапе предпроектного формирования стратегии модернизации и реконструкции формализовать процедуру выбора и реализации этих мероприятий, обеспечивая эффективное использование средств на реконструкцию и техническое переоснащение распределительных сетей с целью повышения качества их функционирования. Разработанные математическая модель и алгоритм выбора оптимального технического мероприятия для реконструкции магистрали с учетом перспектив развития апробированы при формировании оптимальной стратегии развития распределительных электрических сетей 6–10 кВ Западного региона Украины.

Ключевые слова: распределительная электрическая сеть, магистраль, установившийся режим, математическая модель, алгоритм, критерии функционирования, техническое мероприятие, экономическая эффективность, стратегия развития

Для цитирования: Формирование стратегии повышения эффективности работы распределительных электрических сетей на предпроектной стадии / А. В. Жураховский [и др.] // *Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ*. 2019. Т. 62, № 2. С. 155–167. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2019-62-2-155-167>

Адрес для переписки

Жураховский Анатолий Валентинович
Национальный университет «Львовская политехника»
ул. Ст. Бандеры, 12,
79013, г. Львов, Украина
Тел.: +38 032 258-25-00
yats80@ukr.net

Address for correspondence

Zhurakhivskiy Anatoliy V.
Lviv Polytechnic National University
12 Bandera str.,
79013, Lviv, Ukraine
Tel.: +38 032 258-25-00
yats80@ukr.net

Formation of a Strategy for Increasing the Efficiency of Operation of Distribution Electrical Grids at the Stage of Pre-Design Works

A. V. Zhurakhivskiy¹⁾, Z. M. Bakhor¹⁾, A. Ya. Yatseiko¹⁾, V. H. Hapanovych¹⁾

¹⁾Lviv Polytechnic National University (Lviv, Ukraine)

Abstract. The main criteria to assess the quality of operation of distribution electrical grids are considered. It is shown that in power supply companies as early as at the pre-design formation of the strategy of modernization and reconstruction of electrical grids, it is necessary to choose the optimal measures for each mainline with a clear sequence of implementation of the selected measures in the electrical grid taking into account prospects of its development. A mathematical model of the classification of mainlines of distribution electrical grids has been developed according to the state of their operation, viz. successful operation, strenuous operation and unacceptable operation. On the basis of this model an algorithm for a choice of the optimal technical measures for the reconstruction of mainlines has been formed depending on their state: for mainlines in the strenuous state it is possible to replace the wire of the section or an installation of a battery of statistical capacitors at the remote transformer substations; for mainlines in the unacceptable state, in accordance with the results of an expert assessment of possible measures taking into account the electrical grid development, the prospects of increase of the load, the construction of unloading points, the connection to the distributed generation electrical grid, a decision is being made to replace the wire section, to transform a part or the whole electrical grid to higher voltage level. This allows formalizing the procedure for the choice and implementation the outlined measures as early as at the stage of pre-design formation of the modernization and reconstruction strategy so to provide an efficient use of funds for the reconstruction and technical retooling of distribution electrical grids in order to improve the quality of their operation. The mathematical model and the algorithm for the choice of the optimal technical measure for the reconstruction of the mainline taking into account the prospects for development that had been developed was tested during the development of the optimal strategy for the development of 6–10 kV distribution electrical grids in the Western region of Ukraine.

Keywords: distribution electrical grid, a mainline, steady-state mode, mathematical model, an algorithm, criteria of operation, technical measure, economic efficiency, development strategy

For citation: Zhurakhivskiy A. V., Bakhor Z. M., Yatseiko A. Ya., Hapanovych V. H. (2019) Formation of a Strategy for Increasing the Efficiency of Operation of Distribution Electrical Grids at the Stage of Pre-Design Works. *Energetika. Proc. CIS Higher Educ. Inst. and Power Eng. Assoc.* 62 (2) 155–167. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2019-62-2-155-167> (in Russian)

Введение

Распределительные электрические сети (РЭС) 6–10 кВ энергоснабжающих компаний (ЭК) Украины являются наиболее разветвленными и малонадежными. Их работа характеризуется значительными технологическими потерями электроэнергии (ТПЭ), которые в разы превышают уровень в европейских сетях. Сегодня некоторые РЭС 6–10 кВ практически исчерпали свой резерв по пропускной способности; 11,5 % линий электропередачи (ЛЭП) напряжением 0,4–10 кВ находятся в технически неработоспособном состоянии; 14,9 % трансформаторных подстанций (ТП) 6–10 кВ подлежат реконструкции и замене [1, 2].

Развитие РЭС 6–10 кВ (рост нагрузки, изменение схемы сети, присоединение источников распределенной генерации (DG)) привело к тому, что

в большинстве случаев ЛЭП не справляются с возложенными на них функциями – надежного обеспечения потребителей качественной электроэнергией при оптимальных ТПЭ в сети. Основные причины этого – изношенность оборудования сетей, недостаточная пропускная способность магистралей, работа магистралей с перегрузкой отдельных участков, что приводит к снижению уровня напряжения менее нормированных значений на шинах отдаленных ТП и повышению ТПЭ в сети. Кроме того, большие длины магистралей, в некоторых случаях превышающие 40 км, также приводят к снижению уровня напряжения менее нормированной величины на отдаленных ТП при значительной загруженности ЛЭП.

Качество функционирования РЭС, которое оценивается пропускной способностью линий и трансформаторов сети; уровнем напряжения на шинах ТП; ТПЭ в сети; интегральными показателями надежности сети SAIDI и SAIFI, обеспечивается проведением соответствующих технических мероприятий. Для повышения пропускной способности линии выполняют замену ее провода на провод большего сечения или переводят линию на более высокий класс напряжения, а для обеспечения желаемых уровней напряжений на шинах ТП оптимизируют перетоки реактивной мощности в сети за счет установки компенсирующих устройств (КУ) или оптимизации рабочего напряжения в центре питания [3–13]. Каждому из приведенных технических мероприятий присущи стоимость их реализации и оптимальные ТПЭ в сети при условии надежного обеспечения качественной электроэнергией потребителей.

Выбор технических мероприятий с целью повышения эффективности функционирования РЭС и последовательность их реализации не всегда дают ожидаемые положительные результаты для ЭК, так как не учитывается оптимальная структура сети при перспективном росте потребления электроэнергии и развитии сети, присоединении к сети источников распределенной генерации, не рассматриваются сценарии развития и повышения качества функционирования РЭС на длительную перспективу с учетом поэтапной реализации принятых технических решений. В ЭК уже на предпроектном формировании стратегии модернизации и реконструкции РЭС, исходя из большого объема и значительной стоимости работ, необходимо выбирать оптимальные мероприятия по каждой ЛЭП и последовательность реализации в сети выбранных мер с учетом ее перспективного развития. Разработка алгоритма для решения такой задачи с учетом технических особенностей функционирования РЭС и плана их развития [1] целесообразна и актуальна.

Анализ литературных данных и постановка проблемы

Проблема эффективности функционирования РЭС в настоящее время хорошо изучена относительно технических мер, применяемых в сетях, и продолжает развиваться в направлении разработки методов и алгоритмов для оптимального использования этих мер с целью минимизации ТПЭ,

обеспечения необходимого уровня напряжения в сети и высоких показателей надежности электроснабжения [3–13].

На стадии проектирования эффективность функционирования РЭС обеспечивается правильным выбором напряжения, сечения проводов и кабелей ЛЭП, типа и мощности трансформаторов ТП, схемы сети, мест секционирования. Для формирования оптимальной схемы сети могут использоваться: существующие методы предпроектной оценки параметров электрических сетей на основе раздельного учета фактора надежности сетей 0,38 кВ и 6–10 кВ [3]; алгоритм выбора оптимального расположения главных распределительных подстанций и распределительных пунктов с учетом линий внешнего питания по критерию дисконтированной чистой прибыли от транспортировки и реализации электроэнергии потребителям [4]; метод оптимального секционирования РЭС с целью повышения надежности электроснабжения на базе теории нечетких множеств [5].

Во время эксплуатации эффективность функционирования РЭС обеспечивают за счет: увеличения сечения проводов и кабелей ЛЭП [6]; перевода сети на более высокий уровень напряжения [6]; установления компенсирующих устройств и выбора их оптимальной мощности [7–9]; секционирования и реконфигурации сети [10–12]; выбора места установки в сети DG и выбора их мощности [12, 13]. Реализация каждого из этих мероприятий в сети – это многокритериальная оптимизационная задача со сложной нелинейной функцией оптимальности. Такие задачи решают с помощью эвристических алгоритмов. Генетический алгоритм применяют для определения оптимальных мест установки КУ в сети [8]. Для реконфигурации РЭС с DG используют эвристический алгоритм с multi-fuzzy эвристикой для определения оптимальных мест установки DG по уровню напряжения и уменьшению потерь мощности в сети, а для определения оптимальной мощности DG – генетический алгоритм [12]. Оптимизация ТПЭ за счет выбора места установки DG и выбора их мощности выполняется с использованием гибридного алгоритма WIPSO-GSA, который соединил метод роя частиц (WIPSO) и алгоритм гравитационного поиска (GSA) [13]. Приведенные в [7–13] алгоритмы предназначены только для оптимального решения задач реализации технических мероприятий в сетях для улучшения критериев эффективности их функционирования. В [6] предложена методология оценки целесообразности реализации технических мероприятий в РЭС: перевод напряжения на более высокий уровень и замена сечения проводов на большее.

Следует отметить, что несмотря на теоретическую и практическую значимость результатов разработки и применения методов, моделей, алгоритмов к решению оптимизационных задач повышения эффективности функционирования РЭС за счет реализации известных технических мероприятий, они не дают ответа на вопрос: при каких условиях на этапе выполнения предпроектных работ по модернизации и реконструкции РЭС целесообразно применение того или иного технического мероприятия

в сети с учетом перспектив ее развития и объема выполнения работ по модернизации и реконструкции? Есть основания считать, что вопрос дистрибуции технических мероприятий в РЭС особенно остро характерен для сетей Украины, что связано с особенностями их функционирования и развития, критическим техническим состоянием, исторически сложившейся структурой сетей, задачами, которые определены в плане развития электрических сетей [1], и со значительным объемом работ по модернизации и реконструкции РЭС. Поэтому необходимо совершенствование методологии исследования электрических сетей, которая на этапе предпроектного формирования стратегии по модернизации и реконструкции РЭС позволит ЭК принимать оптимальные решения по ее реализации.

Цель и задачи

Цель исследований – разработка математической модели классификаций магистралей РЭС по состоянию их функционирования и алгоритма выбора оптимальных технических мероприятий для реконструкции магистралей, что позволит ЭК на этапе предпроектного формирования стратегии модернизации и реконструкции РЭС формализовать процедуру выбора и реализации этих мероприятий, обеспечивая эффективное использование средств на реконструкцию и техническое переоснащение распределительных сетей с целью повышения качества их функционирования.

Для достижения поставленной цели необходимо решение следующих задач: разработка математической модели, программная реализация которой по критериям качества функционирования сети, полученным по результатам анализа установившихся режимов РЭС, обеспечивает автоматическое формирование списка магистралей сети, для которых необходима реконструкция; разработка алгоритма выбора оптимального технического мероприятия для реконструкции магистрали с учетом развития РЭС по показателям экономической эффективности от реализации мероприятия.

Разработка математической модели

Распределительные электрические сети 6–10 кВ работают по радиальным схемам. В разветвленных сетях, которые из условия надежности питаются от двух центров питания, предусмотрены пункты размыкания. В основу формирования таких сетей положен магистральный принцип, поэтому РЭС 6–10 кВ электроснабжающие компании рассматривают как конечное множество магистралей МГ, каждая из которых состоит из линии магистрали – совокупности участков (отрезок линии от одного ответвления ко второму), из линий ответвлений и ТП. Оценивая эти элементы (находятся они в нормальном или плохом состоянии) по пропускной способности участков и по напряжениям на шинах ТП, определяем качество функционирования магистрали (ее состояние) и необходимость применения соответствующих технических мероприятий для ее улучшения.

Так, k -ю магистраль электрической сети $МГ_k$ ($МГ_k \in МГ$) рассматриваем, как совокупность подмножеств участков линий и ТП $МГ_k = \{Л_k \cup ТП_k\}$, где $Л_k = \{Л_{k1}, Л_{k2}, \dots, Л_{km}\}$ – подмножество участков k -й магистрали, состоящей из m участков; $ТП_k = \{ТП_{k1}, ТП_{k2}, \dots, ТП_{kn}\}$ – подмножество ТП k -й магистрали, состоящей из n ТП. Участки линий k -й магистрали описываются токами режима $\{I_{pk1}, I_{pk2}, \dots, I_{pkm}\}$, а ТП – напряжениями режима $\{U_{pk1}, U_{pk2}, \dots, U_{pkn}\}$. Таким образом, любая магистраль электрической сети определена на множествах параметров режима токов I_p и напряжений U_p , полученных по результатам исследования установившихся режимов РЭС.

Реализация признаков состояния магистрали (значения токов и напряжений, полученные по результатам расчета режима РЭС) определяет ее состояние: нормальное, тяжелое и недопустимое. Нормальное состояние магистрали характеризуется параметрами режима, которые не выходят за допустимые пределы, а ТПЭ магистрали оптимальны; тяжелое состояние магистрали, если в результате увеличения ее нагрузки один из параметров режима выходит за допустимые пределы. При этом ТПЭ в большинстве случаев не соответствуют оптимальным, например: пропускная способность головного участка магистрали или линии ответвления недостаточная; на шинах удаленного ТП уровень напряжения не соответствует допустимому; наблюдается повышенное потребление реактивной мощности. Для перевода таких магистралей в нормальное состояние: заменить провод проблемного участка на провод большего сечения или установить на шинах удаленного ТП батарею статических конденсаторов (БСК), если уровень напряжения не соответствует допустимому. Выбор того или иного мероприятия является безальтернативным. Недопустимое состояние магистрали – это состояние, когда пропускная способность ее линии недостаточна и уровни напряжений на шинах ТП не соответствуют допустимым. На таких магистралях для перевода их в нормальное состояние рассматриваем мероприятие – замену провода на провод большего сечения или перевод магистрали на более высокий уровень напряжения.

Итак, множество состояний магистралей РЭС $МГ$ рассматриваем как совокупность подмножеств состояний – нормальных $МГ_{\text{норм}}$, тяжелых $МГ_{\text{тяж}}$ и недопустимых $МГ_{\text{недоп}}$

$$МГ = \{МГ_{\text{норм}} \cup МГ_{\text{тяж}} \cup МГ_{\text{недоп}}\}.$$

Любая k -я магистраль РЭС в зависимости от ее реализации (I_{pk} ($I_{pk} \in I_p$)) и U_{pk} ($U_{pk} \in U_p$)) будет относиться:
– к классу нормальных состояний

$$МГ_k \in МГ_{\text{норм}} \Leftrightarrow I_{pk} \in I_{\text{допк}} \wedge U_{pk} \in U_{\text{допк}};$$

– к классу тяжелых состояний

$$MГ_k \in MГ_{тяж} \Leftrightarrow (\exists I_{pki} \notin I_{допк} \wedge U_{pk} \in U_{допк}) \vee (I_{pk} \in I_{допк} \wedge \exists U_{pkj} \notin U_{допк});$$

– к классу недопустимых состояний

$$MГ_k \in MГ_{недоп} \Leftrightarrow I_{pk} \notin I_{допк} \wedge U_{pk} \notin U_{допк}.$$

Множество значений допустимых длительных токов $I_{доп}$ марок проводов участков линий магистрали и множество значений напряжений $U_{доп}$, которые целесообразно поддерживать на шинах НН ТП из условия обеспечения нормируемых напряжений на шинах электроприемников сети 380 В с учетом установленных на трансформаторах ТП устройств регулирования напряжения, образуют разделительную функцию, получаемую при формировании схемы электрической сети для исследования установившихся режимов.

Множества магистралей $MГ_{тяж}$ и $MГ_{недоп}$ РЭС (рис. 1) получаем по результатам исследования установившихся режимов существующей схемы сети.

С магистралей множества $MГ_{тяж}$ формируем два подмножества, которые требуют реализации различных технических мероприятий: магистрали подмножества $MГ(I)_{тяж}$ – замены провода участка; магистрали подмножества $MГ(U)_{тяж}$ – установления БСК на удаленном ТП. Поскольку реализация мер по магистрали в обоих случаях не требует значительных затрат средств и времени (реализуется до года), по каждому мероприятию определяются показатели экономической эффективности: чистый дисконтированный доход, индекс доходности дисконтированных затрат и срок окупаемости [14]. По значениям показателей экономической эффективности мероприятий выполняем их ранжирование для первого и второго подмножеств. Таким образом формируется оптимальная реализация мер по магистралям множества $MГ_{тяж}$ с учетом инвестиционных средств.

Для каждой магистрали множества $MГ_{недоп}$ рассматриваем два мероприятия: замену провода линии на провод большего сечения и перевод магистрали на более высокий уровень напряжения. По каждому мероприятию рассчитываем суммарные дисконтированные затраты и период возврата капитала [14, 15] и по результатам технико-экономического сравнения выбираем оптимальное мероприятие для данной магистрали сети. Такие исследования выполняем по каждой магистрали множества $MГ_{недоп}$. По результатам экспертной оценки полученных мероприятий магистралей множества $MГ_{недоп}$ с учетом развития сети, перспективного роста нагрузки, строительства разгрузочных пунктов, присоединения к сети DG принимается решение о переводе части сети (магистрали питаются от одного источника) или всей сети РЭС на более высокий уровень напряжения. При этом множество магистралей $MГ_{тяж}$ может уменьшаться за счет тех, которые будут переводиться на более высокий уровень напряжения по результатам экспертной оценки (рис. 1).



Рис. 1. Схема алгоритма выбора оптимальной стратегии

Fig. 1. The scheme of the algorithm for the choice of the optimal strategy

Практическое применение

Разработанная математическая модель и алгоритм ее реализации были использованы при формировании оптимальной стратегии развития РЭС 6–10 кВ одного из районов Западного региона Украины [16]. Структура электрической сети района, которая сформирована в процессе ее развития с напряжениями 6 и 10 кВ, в настоящее время состоит из 13 магистралей 6 кВ и 20 магистралей 10 кВ, 448 ТП 6/0,4 и 10/0,4 кВ с суммарной установленной мощностью трансформаторов более 90 МВ·А. Сеть характеризуется большой протяженностью линий электропередачи, суммарная длина которых составляет 510 км, а длины 12 магистралей лежат в пределах от 20,0 до 47,9 км. Техническое состояние электрической сети и динамичный рост нагрузки в регионе требуют проведения мероприятий с целью повышения эффективности эксплуатации сети.

Исследование режимов электрической сети и их оптимизация выполнялись с помощью программного комплекса АРЕМ [17], в котором реализован метод баланса мощности:

$$f(X, Y) = \left\| \begin{array}{l} \Delta P(\theta, \tilde{U}, V, k, \alpha) \\ \Delta Q(\theta, \tilde{U}, V, k, \alpha) \end{array} \right\| = \left\| \begin{array}{l} P_p(P_{\rightarrow}(\theta, \tilde{U}, V, k, \alpha) \vee P_{\leftarrow}(\theta, \tilde{U}, V, k, \alpha) + P_{\uparrow}(\tilde{U})) \\ P_Q(Q_{\rightarrow}(\theta, \tilde{U}, V, k, \alpha) \vee Q_{\leftarrow}(\theta, \tilde{U}, V, k, \alpha) + Q_{\uparrow}(\tilde{U})) \end{array} \right\| = \left\| \begin{array}{l} 0 \\ 0 \end{array} \right\|,$$

где $\Delta P(\theta, \tilde{U}, V, k, \alpha)$, $\Delta Q(\theta, \tilde{U}, V, k, \alpha)$ – вектор баланса активной и реактивной мощностей в узлах схемы замещения электрической сети; $P_{\rightarrow}(\theta, \tilde{U}, V, k, \alpha)$, $P_{\leftarrow}(\theta, \tilde{U}, V, k, \alpha)$, $Q_{\rightarrow}(\theta, \tilde{U}, V, k, \alpha)$, $Q_{\leftarrow}(\theta, \tilde{U}, V, k, \alpha)$ – вектор актив-

ных и реактивных мощностей по концам веток схем замещения элементов электрической сети; $P_{\uparrow}(\vec{U})$, $Q_{\uparrow}(\vec{U})$ – вектор активной и реактивной мощностей нагрузок в узлах схемы электрической сети; θ – угол векторов напряжений; \tilde{U} – модуль напряжений; V – независимый модуль напряжений; k , α – модуль и угол коэффициентов трансформации.

При моделировании режимов сети накладывались функциональные ограничения на значения модулей напряжений в узлах электрической сети (шины ТП) и на токи в ветвях схемы сети (на участках линий магистралей и в трансформаторах)

$$U_{\text{доп, min}} \leq U_p \leq U_{\text{доп, max}}; I_p \leq I_{\text{доп}}$$

Так была получена разделительная функция по каждой магистрали РЭС в виде множества значений допустимых длительных токов $I_{\text{доп}}$ марок проводов участков линий магистрали и значений напряжений $U_{\text{доп}}$ на шинах ТП магистрали, используя которую и полученные расчетные значения I_p и U_p магистралей, автоматически формировались множества $MГ_{\text{норм}}$, $MГ_{\text{тяж}}$ и $MГ_{\text{недоп}}$.

Результаты анализа установившегося режима максимальных нагрузок исследуемых РЭС 6–10 кВ показали, что на восьми магистралях необходимо проводить технические мероприятия, направленные на улучшение эффективности их функционирования. Три магистрали относятся к множеству недопустимых состояний ($MГ_{\text{недоп}}$), а пять – к множеству тяжелых состояний ($MГ_{\text{тяж}}$) (табл. 1).

Магистрали $MГ_{\text{недоп}}$ характеризуются как перегруженностью главных участков, так и низким уровнем напряжений на шинах ТП, а магистрали $MГ_{\text{тяж}}$ – только низким уровнем напряжений на шинах ТП: отклонение напряжения на стороне 380 В отдельных ТП превышает значение минус 5 %, а перегрузок участков линий магистралей не обнаружено (табл. 1).

Таблица 1

**Множества магистралей недопустимых и тяжелых состояний
и значения их характеристик**
**The totalities of mainlines of unacceptable and strenuous states
and the value of their characteristics**

Магистраль	Номинальное напряжение, кВ	Суммарная длина, км	Загруженность главного участка		Шины НН отдаленной трансформаторной подстанции	
			Ток, А	Отклонение тока, %	Напряжение, В	Отклонение напряжения, %
Магистрали $MГ_{\text{недоп}}$						
01	6	14,96	269,51	141,8	354,00	-6,84
02	6	34,99	241,14	112,1	350,00	-7,89
08	6	29,10	305,25	160,7	266,67	-29,82
Магистрали $MГ_{\text{тяж}}$						
11	10	41,12	124,16	59,1	360,80	-5,05
13	10	47,90	136,25	64,9	319,20	-16,00
10	6	19,23	158,72	83,5	341,33	-10,18
05	6	35,23	146,85	77,3	332,67	-12,46
19	6	29,44	111,78	58,8	345,33	-9,12

По результатам экспертной оценки мер, которые необходимо реализовать для магистралей множеств $МГ_{тяж}$ и $МГ_{недоп}$, было принято решение о переводе всех магистралей сети, работающих на напряжении 6 кВ, на напряжение 10 кВ. В этом случае обеспечивается снижение потерь активной мощности в сети на 56,52 % по сравнению с действующей сетью 6 и 10 кВ, а отклонение напряжения на шинах ТП магистралей, переведенных с напряжения 6 кВ на напряжение 10 кВ, не превышало 5,4 %.

Перевод всей исследуемой сети на напряжение 10 кВ позволяет применить схемно-техническую оптимизацию электросети, которая заключается в переводе части потребителей с одних магистралей на другие, изменении конфигурации сети, создании новых связей, изменении мест установки разрывов и т. п. Применение таких мер дает возможность уменьшить суммарные потери активной мощности на 47,6 % по сравнению со стартовым режимом 10 кВ и на 70,4 % – по сравнению с исходным режимом 6–10 кВ.

Исследования возможных вариантов развития РЭС 6–10 кВ предусматривали анализ режимов сети при условии прогнозируемого роста нагрузки на пятнадцатилетнюю перспективу. Действующая электрическая сеть 6–10 кВ не выдержит перспективного роста нагрузки, поскольку большинство ее магистралей относятся к множеству недопустимых состояний ($МГ_{недоп}$) из-за значительной загруженности главных участков, больших потерь напряжения в отдаленных ТП, соответственно недопустимо низкого уровня напряжения на шинах ТП. Для сети 10 кВ режим перспективного роста нагрузки допустим как по пропускной способности участков магистралей, так и по уровню напряжений на шинах ТП только при условии схемно-технической оптимизации электросети, за счет которой уменьшаются длины ЛЭП 10 кВ.

Для множества магистралей $МГ_{недоп}$ также рассматривалось другое мероприятие – перевод на более высокий уровень напряжения. Выполненные исследования показывают, что высокая эффективность функционирования сети будет в случае ее перевода на напряжение 20 кВ: отклонение напряжения на шинах ТП не будут превышать 3 %, технологические потери активной мощности составят 2,78 % от мощности, поступающей в сеть, что на 49,44 % меньше, чем потери в сети 10 кВ, для которой уже осуществлена схемно-техническая оптимизация.

Следующим шагом был выбор оптимального технического мероприятия для реконструкции исследуемых РЭС по показателям экономической эффективности от реализации мероприятия. Результаты расчета суммарных сводных дисконтированных затрат для двух основных предполагаемых траекторий развития исследуемых сетей приведены в табл. 2.

Таким образом, исследуемая сеть при условии перевода ее на напряжение 20 кВ имеет лучшие технико-экономические показатели, а ее дисконтированные затраты на 9,94 % меньше суммарных дисконтных расходов для сети 10 кВ. Однако при принятии окончательного решения по перспективной стратегии развития исследуемой сети следует учесть динамику

изменения кумулятивной суммы чистых денежных потоков, которая показывает, что период возврата капиталовложений в сеть 20 кВ составит более 15 лет.

Таблица 2

**Показатели экономической эффективности перспективных стратегий
с учетом экспертных оценок**

**Indicators of economic efficiency of perspective strategies
taking into account expert assessments**

Показатель	Сеть напряжением	
	10 кВ	20 кВ
Капиталовложения, тыс. грн	923337,75	870882,04
Затраты на эксплуатацию, тыс. грн/год	29703,30	28676,42
Затраты на покрытие потерь электроэнергии, тыс. грн/год	15392,88	8005,67
Суммарные ежегодные затраты, тыс. грн/год	45096,18	36682,09
Суммарные дисконтированные затраты, тыс. грн	1374299,55	1237702,94

ВЫВОДЫ

1. Представлена математическая модель, которая автоматически по реализации признаков состояния магистрали, полученных по результатам исследования установившихся режимов сети, относит магистраль к одному из предложенных классов ее состояния: нормальному, тяжелому, недопустимому.

2. Разработан алгоритм, реализация которого на этапе предпроектного формирования стратегии модернизации и реконструкции распределительных электрических сетей позволяет формализовать процедуру выбора оптимального технического мероприятия для реконструкции магистрали по показателям ее экономической эффективности и с учетом перспектив развития распределительных электрических сетей.

3. Математическая модель и алгоритм выбора оптимального технического мероприятия для реконструкции магистрали с учетом перспектив развития распределительных электрических сетей апробированы при разработке оптимальной стратегии развития распределительных электрических сетей 6–10 кВ одного из районов Западного региона Украины.

ЛИТЕРАТУРА

1. План розвитку розподільних електричних мереж на 2016–2025 рр. [Електронний ресурс] // Міністерство енергетики та вугільної промисловості України. Режим доступу: <http://mre.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/publish>.
2. Остап'юк, А. В. Економічне стимулювання підвищення енергоефективності розподілу електроенергії (150–0,4 кВ) / А. В. Остап'юк // Електричні мережі та системи. 2016. № 4–5. С. 9–11.
3. Перепечений, В. О. Вибір оптимальних параметрів розподільних електричних мереж в районах з малою щільністю навантаження / В. О. Перепечений // Комунальне господарство міст. 2015. Вип. 120. С. 94–97.

4. Романюк, Ю. Ф. Вибір оптимального розміщення головних розподільчих підстанцій (розподільчих пунктів) в мережах енергопостачальних компаній з врахуванням ліній зовнішнього живлення / Ю. Ф. Романюк, О. В. Соломчак, А. О. Соломчак // Вісник Національного університету «Львівська політехніка». Електроенергетичні та електромеханічні системи. 2013. № 763. С. 91–97. http://nbuv.gov.ua/UJRN/VNULPEEC_2013_763_18.
5. Гай, О. В. Оптимальне секціонування схем розподільних електричних мереж / О. В. Гай, Ю. І. Тугай // Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України: зб. наук. пр. ІЕД НАНУ. 2011. Вип. 28. С. 10–14. <http://dspace.nbuv.gov.ua/handle/123456789/63997>.
6. Aguila, A. Technical and Economic Assessment of the Implementation of Measures for Reducing Energy Losses in Distribution Systems / A. Aguila, J. Wilson. // IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science. 2018. No 73. doi: 10.1088/1755-1315/73/1/012018.
7. Омельчук, А. О. Зниження технологічних витрат електроенергії в розподільних електричних мережах / А. О. Омельчук // Енергетика та автоматика. 2016. № 4. С. 56–67.
8. Gholami, R. An Efficient Optimal Capacitor Allocation in DG Embedded Distribution Networks with Islanding Operation Capability of Micro-Grid Using a New Genetic Based Algorithm / R. Gholami, M. Shahabi, M. R. Haghifam // International Journal of Electrical Power & Energy Systems. 2015. Vol. 71. P. 335–343. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2015.03.005>.
9. Kalambe, S. Loss Minimization Techniques Used in Distribution Network: Bibliographical Survey / S. Kalambe, G. Agnihotri // Renew. Sustain. Energy Rev. 2014. Vol. 29. P. 184–200. DOI: 10.1016/j.rser.2013.08.075.
10. Діхтярук, І. В. Вплив секціонування розподільних мереж напругою 6–10 кВ автоматичними роз'єднувачами на інтегральні показники надійності / І. В. Діхтярук // Електротехніка і промислова електроніка. Технологічний аудит і резерви виробництва. 2016. Т. 2, № 1. С. 35–39. DOI: 10.15587/2312-8372.2016.66889.
11. Циганенко, Б. В. Оптимальна реконфігурація розподільної електричної мережі / Б. В. Циганенко // Техн. електродинаміка. 2016. № 5. С. 55–57.
12. Rao Gampa, S. Multi-Objective Approach for Reconfiguration of Distribution Systems with Distributed Generations / S. Rao Gampa, D. Das // Electric Power Components and Systems. 2017. Vol. 45, Is. 15. P. 1678–1690. DOI: <https://doi.org/10.1080/15325008.2017.1378944>.
13. Rajendran, A. Optimal Installation of Different DG Types in Radial Distribution System Considering Load Growth / A. Rajendran, K. Narayanan // Electric Power Components and Systems. 2017. Vol. 45, Is. 7. P. 739–751. DOI: <https://doi.org/10.1080/15325008.2017.1309721>.
14. Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику. Методика. Енергосистеми і електричні системи: ГКД 340.000.002–97. Київ: Міненерго України, 1997. 54 с.
15. Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику. Методика. Загальні методичні положення: ГКД 340.000.001–95. Київ: Держстандарт, 1995.
16. Техніко-економічні аспекти впровадження електричних мереж напругою 20 кВ / З. М. Бахор [та інш.] // Вісник Вінницького політехнічного інституту. 2018. № 1. С. 53–58.
17. Комп'ютерна програма «АРЕМ – аналіз режимів електричних мереж» («АРЕМ»): авторське право на твір № 13579 Україна / О. В. Данилюк [та інш.]. Дата реєстрації 04.07.2005.

Поступила 05.07.2018 Подписана в печать 11.09.2018 Опубликовано онлайн 29.03.2019

REFERENCES

1. The Development Plan of Electrical Grids Distribution for 2016–2025. *Ministry of Energy and Coal Industry of Ukraine*. URL: <http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/publish> (in Ukrainian).

2. Ostapyuk A. V. (2016) Economic Stimulation of Energy Efficiency Increase of Electricity Distribution (150–0.4 kV). *Elektricheskie Seti i Sistemy* [Electrical Grids and Systems], (4–5), 9–11 (in Ukrainian).
3. Perepechenyi V. O. (2015) The Choice of Optimal Parameters of Distribution Electrical Grids in the Areas with Low Load Density. *Komunalne Hospodarstvo Mist = Municipal Economy of Cities*, 120, 94–97 (in Ukrainian).
4. Romanyuk Yu. F., Solomchak O. V., Solomchak A. O. (2013) Choosing the Optimal Location of Distribution Substations (Switchgear) in Networks of Power Supply Companies Considering External Power Lines. *Visnyk Natsionalnoho Universytetu "Lvivska Politekhnik": Elektroenerhetychni ta Elektromekhanichni Systemy* [Bulletin of the National University of "Lviv Polytechnic". Electrical Power and Electromechanical Systems], 763, 91–97 (in Ukrainian).
5. Gai O. V., Tugai Yu. I. (2011) Optimum Partitioning Schemes for Distributed Electrical Grids. *Pratsi Instytutu Elektrodynamiky Natsionalnoi Akademii Nauk Ukrainy: Zb. Nauk. Pr.* [Proceedings of the Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine: Collected Research Works]. Kyiv, 28, 10–14 (in Ukrainian).
6. Aguila A., Wilson J. (2018) Technical and Economic Assessment of the Implementation of Measures for Reducing Energy Losses in Distribution Systems. *IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science*, 73, 012018. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/73/1/012018>.
7. Omel'chuk A. O. (2016) Reduction of Technological Expenses of Electric Power in the Distributed Electrical Grids. *Enerhetyka i Avtomatyka = Energy and Automation*, (4), 56–67 (in Ukrainian).
8. Gholami R., Shahabi M., Haghifam M. R. (2015) An Efficient Optimal Capacitor Allocation in DG Embedded Distribution Networks with Islanding Operation Capability of Micro-Grid Using a New Genetic Based Algorithm. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 71, 335–343. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2015.03.005>.
9. Kalambe S., Agnihotri G. (2014) Loss Minimization Techniques Used in Distribution Network: Bibliographical Survey. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 29, 184–200. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.08.075>.
10. Dikhtyaruk I. V. (2016) The Impact of Sectionalization of Distribution Networks with the Voltage 6–10 kV by Automatic Disconnectors on Integral Indexes of Reliability. *Technology Audit and Production Reserves*, 2 (1), 35–39. <https://doi.org/10.15587/2312-8372.2016.66889>.
11. Tsyhanenko B. V. (2016) Optimal Reconfiguration of the Distributed Electrical Grid. *Tekhnichna Elektrodynamika = Technical Electrodynamics*, (5), 55–57 (in Ukrainian).
12. Rao Gampa S., Das D. (2017) Multi-Objective Approach for Reconfiguration of Distribution Systems with Distributed Generations. *Electric Power Components and Systems*, 45 (15), 1678–1690. <https://doi.org/10.1080/15325008.2017.1378944>.
13. Rajendran A., Narayanan K. (2017) Optimal Installation of Different DG Types in Radial Distribution System Considering Load Growth. *Electric Power Components and Systems*, 45 (7), 739–751. <https://doi.org/10.1080/15325008.2017.1309721>.
14. Industry Guidance Document 340.000.002–97. *Determination of Economic Efficiency of Capital Investments in Power Engineering. Method.* Power Systems and Electrical Systems. Kyiv, Ministry of Energy and Coal Industry Ukrainy, 1997. 54 (in Ukrainian).
15. Industry Guidance Document 340.000.001–95. *Determination of Economic Efficiency of Investments in the Power Engineering. Method. General Methodical Provisions.* Kyiv, Derzhstandart, 1995 (in Ukrainian).
16. Bakhor Z. M., Kozovyi A. B., Lysiak H. M., Yatseyko A. Y. (2018) Technical and Economic Aspects of Implementing 20 kV Electrical Networks. *Visnyk Vinnitskogo Politekhnichnogo Instytutu* [Bulletin of Vinnitsa Polytechnic Institute], (1), 53–58 (in Ukrainian).
17. Danilyuk O. V., Opotyak Yu. V., D'yachenko S. V., Kozovyi A. B. (2005) *AREM – Analysis of Modes of Electrical Grids (AREM)*. Computer Program: Copyright to the Work No 13579 Ukraine. Registration Date: 04.07.2005 (in Ukrainian).