

Definition of Optimal Structure of Power Network

Kimstach O.Yu.

Admiral Makarov National University of Shipbuilding
Nikolayev, Ukraine

Abstract. The purpose of the paper is to form a method for finding the optimal structure of the power network. For the basic criteria of the required method the maximum simplicity, versatility and objectivity are assumed. The properties of existing power grids of various countries and the methods of their analysis and design were analyzed. The research is based on the method of relative comparative assessments. In the paper a set of particular optimization criteria was substantiated, which objectively characterize the power network. These criteria include a complex assessment of the length, an energy assessment, a wires mass assessment and a reliability assessment. A complex length assessment consists of total length assessment of power lines and assessment of total lengths ratio of power lines to conventionally low and high voltages. The overall reliability coefficient of the power supply was proposed to use as a reliability criterion. This factor conventionally represents the level of duplication of power supply in terms of free power and transmission capacity of the power lines. The algorithm for determining the values of partial criteria was considered. The partial optimization criteria were combined using the complex additive criterion. The example of finding the optimal structure of a local distribution power network was given. As variants for the structures of the power network, the schemes of a looped, a trunk passage, a trunk-radial and a trunk with branch were used. In accordance with the method of relative comparative assessments, it was found, that the looped type is optimal.

Keywords: power grid, power network, structure, method of relative comparative assessments, criterion, optimization.

DOI: 10.5281/zenodo.2650415

Determinarea structurii optime a rețelei electrice

Kimstach O. Yu.

Universitatea Națională de Construcții Navale în numele amiralului Makarov
Nikolaev, Ucraina

Rezumat. În lucrare se examinează problema determinării structurilor optime ale rețelelor electrice. Scopul principal al lucrării constă în propunerea unei metode pentru determinarea structurii optime a rețelei electrice. În calitate de criterii de bază ale metodei investigate s-au selectat maximă simplitate, versatilitatea și obiectivitatea. Pentru atingerea acestui obiectiv, sa executat o analiză a proprietăților sistemelor electroenergetice existente din diferite țări, a metodelor de analiză și proiectare a acestora, au fost identificate principalele tendințe ale dezvoltării acestora și au fost luate în considerare principalele criterii de optimizare a acestora. Cercetarea se bazează pe metoda evaluărilor relative comparative. În articolul se descrie esența acestei metode. În lucrarea se argumentează un set de criterii de optimizare specifice, care caracterizează în mod obiectiv rețeaua electrică din punctul de vedere al producătorului și al consumatorului. Aceste criterii includ o evaluare complexă a lungimii, indicilor energetici, de masă a conductoarelor și a fiabilității. Estimarea complexă a lungimii include lungimea totală a liniilor electrice și a raportului lungimii totale ale liniilor electrice de josă tensiune și tensiune înaltă. Ca criteriu de fiabilitate, s-a propus utilizarea coeficientului general de fiabilitate al siguranței alimentării de rețeaua electrică. Acest coeficient afișează în mod convențional nivelul de rezervare dubă a livrării energiei electrice în ceea ce privește capacitatea disponibilă liberă și capacitatea de transmisie a liniilor de transport. Sunt analizate cele mai comune tipuri de scheme ale rețelelor electrice. Se indică la diferențele lor fundamentale și posibilele aplicații. Se prezintă diferențele lor fundamentale și posibilele domenii de aplicații.

Cuvinte-cheie: sistem electroenergetic, rețea electrică, structura, metoda evaluărilor relative comparative, criteriu, optimizare.

Определение оптимальной структуры электрической сети

Кимстач О.Ю.

Национальный университет кораблестроения имени адмирала Макарова
Николаев, Украина

Аннотация. В статье рассматривается вопрос поиска оптимальных структур схем электрических сетей. Основной целью работы является формирование метода поиска оптимальной структуры электрической сети. За базовые критерии искомого метода приняты максимальная простота, универсальность и объективность. Для достижения поставленной цели был проведен анализ свойств существующих электроэнер-

гетических систем различных стран, методов их анализа и проектирования, определены основные тенденции их развития, рассмотрены основные критерии их оптимизации. В основе исследований использован метод относительных сравнительных оценок, в статье изложена суть метода. В работе обоснован набор частных критериев оптимизации, которые объективно характеризуют электрическую сеть с точки зрения производителя и потребителя. Указанные критерии включают комплексную оценку длины, энергетическую оценку, оценки массы проводов и надежности. Комплексная оценка длины состоит из оценки общей протяженности линий электропередачи и оценки соотношения общих протяженностей линий электропередачи условно низкого и высокого напряжений. В качестве критерия надежности предложено использовать общий коэффициент надежности электроснабжения электрической сети. Данный коэффициент условно отображает уровень дублирования электроснабжения с точки зрения свободной мощности и пропускной способности линий электропередачи. Рассмотрен алгоритм определения значений частных критериев в соответствии с методом относительных сравнительных оценок. Частные критерии оптимизации объединены с помощью комплексного аддитивного критерия. Проанализированы наиболее распространенные типы электрических сетей. Показаны их принципиальные различия и возможные области применения. Приведен пример поиска оптимальной структуры локальной распределительной сети. В качестве вариантов структур электрической сети были использованы закольцованная, магистральная проходная, магистрально-радиальная и магистральная с ответвлениями схемы. В соответствии с методом относительных сравнительных оценок было установлено, что оптимальным является закольцованный тип электрических сетей.

Ключевые слова: электроэнергетическая система, электрическая сеть, структура, метод относительных сравнительных оценок, критерий, оптимизация.

ВВЕДЕНИЕ

Постановка проблемы. Основой электроэнергетики любой страны или содружества является объединенная электроэнергетическая система (ЭЭС), которая выполняет централизованное электроснабжение потребителей. Она состоит из источников электрической энергии и электрических сетей (ЭС) для ее распределения. Общая протяженность линий ЭС весьма значительна, так, например, в Северной Америке протяженность линий напряжением выше 110 кВ составляет более одного миллиона километров [1].

Обычно ЭС подразделяются на высоковольтные (системообразующие) и низковольтные (распределительные) [2]. Однако, это не меняет общность подходов к анализу структуры ЭС, т.к. вне зависимости от масштаба и назначения они сохраняют свои основные свойства и принципы построения [3].

На сегодняшний день электричество стало инструментом к социальному прогрессу [4]. Поэтому оно является неотъемлемой частью нашей жизни, и мы хотим получать его в качественном виде. Обеспечение заданного качества электроэнергии возможно только при условии нормального режима работы ЭЭС. Для этого необходимо, прежде всего, достижение бесперебойности подачи питания для всех потребителей, что возможно при наличии баланса мощностей источников и потребителей с учетом потерь на передачу и при существовании средств доставки электроэнергии от источников к потребителям. При

этом, учитывая огромную разветвленность ЭС, следует обеспечить максимально кратчайшие пути доставки электроэнергии, что позволяет снизить потери мощности на передачу и, соответственно, повысить экономическую эффективность работы ЭС. Поэтому возникает проблема поиска наиболее оптимальной структуры ЭС, как проектируемой так и существующей, которая обеспечивает достижение минимальных капитальных и эксплуатационных затрат при условии максимальной надежности электроснабжения. Решение этой проблемы является достаточно сложным и многоаспектным, а также требует выполнения сложных математических расчетов.

Существует множество подходов к решению обозначенной проблемы.

В общем случае при сравнении вариантов схем ЭС используются целевые функции, которые учитывают капитальные и эксплуатационные расходы [5], общие затраты и надежность [6], общую длину линий [7], потери электроэнергии [8] и др.

Используемые целевые функции охватывают лишь определенную часть показателей и параметров ЭС, но так или иначе все они направлены на выявление наилучшего варианта структуры ЭС при условии достижения минимальных эксплуатационных и капитальных затрат. Это два всеобъемлющих целевых параметра. Иногда отделяется надежность и рассматривается как независимая целевая функция [9, 10, 11], что поясняется высокой важностью данного показателя для ЭС. Но

также следует помнить, что надежность работы ЭС определяется не только топологией самих сетей, но и законами управления ими [12]. И это является еще одним важным и определяющим вопросом, требующим отдельного детального исследования. С точки зрения известного подхода можно сказать, что правильная структура ЭС является достаточным условием для обеспечения надежного электроснабжения, а правильное управление ЭС – необходимое условие для достижения заданной бесперебойности питания нагрузок ЭС.

Таким образом, для получения объективного результата поиска оптимальной структуры ЭС необходимо использовать все три основных критерия: капитальные затраты [5], эксплуатационные затраты [5, 6, 8] и надежность электроснабжения [6].

Также следует понимать, что повышение надежности ЭС достигается за счет дублирования связей между источниками и потребителями, а это неизбежно ведет к повышению капитальных и эксплуатационных затрат и соответственно уходу от оптимальной структуры по условию экономической целесообразности. Но надежность важнее, поэтому большинство существующих сетей обладают избыточностью [13]. Нарушение электроснабжения может привести к значительным материальным убыткам, экологическим катастрофам и гибели людей, так например финансовые потери от нарушения электроснабжения в Швеции в 2013 г. составили 140 миллионов евро [9]. Поэтому в Швеции применяется административная система штрафов и вознаграждений, которая стимулирует развитие ЭС с целью повышения бесперебойности электроснабжения [9].

В большинстве исследований [2, 10, 14, 15] вопрос надежности электроснабжения рассматривается как система рисков нарушения передачи электроэнергии к потребителям при тех или иных событиях или воздействиях на ЭС. Существует множество методов оценки рисков электроснабжения [14], но большинство из них направлены на выявление критических отказов или так называемых наиболее уязвимых точек ЭЭС. В [15] делается акцент на риски из-за отказов узлов, т.е. подстанций, распределительных пунктов или электростанций, а в [10] больше внимания уделяется линиям в частности Франции, Испании и Италии, проведенный анализ показал присутствие наибольшего риска нарушения

электроснабжения итальянской сети из-за ее растянутости и низкого дублирования.

Один из вариантов решения проблемы нарушения электроснабжения – применение малых генерирующих мощностей, к которым можно отнести солнечные, ветряные, дизель-генераторные и другие электростанции [16, 17, 18, 19, 20]. Но их применение порождает целый ряд проблем: нарушение режимов работы защитной аппаратуры [16], недопустимые колебания напряжения [16] и соответственно непредсказуемые режимы работы ЭС [17]. В то же время можно получить основной позитивный эффект от применения так называемой распределенной генерации – быстрое восстановление электроснабжения отдельных групп потребителей при возникновении аварийных ситуаций [18]. С экологической точки зрения применение солнечных, ветряных [17, 20], геотермальных [19] и других источников электроэнергии правильное решение, но их относительно низкая мощность и КПД, а также вид получаемого электричества требует использования специальных преобразователей для подключения на параллельную работу с ЭС. Кроме того, солнечные и ветряные электростанции вырабатывают мощность, которая существенно зависит от погодных условий и состояния оборудования, что делает эти источники электроэнергии неосновными. Поэтому базовая мощность должна генерироваться на промышленных электростанциях. При этом совокупная выработка электроэнергии от распределенной генерации в некоторых странах столь существенна, что она порождает сложности с управлением ЭЭС [16, 17], а, следовательно, этот момент тоже следует учитывать при проектировании и анализе структуры ЭС.

При проектировании, модернизации и эксплуатации ЭС необходимо наличие таких технических возможностей управления, которые позволяют обеспечить оптимальный режим работы [21]. А он может быть подвержен различным внутренним или внешним факторам воздействия, которые способны привести к нарушениям электроснабжения или даже развалу ЭЭС. К таким воздействиям относятся внешние природные проявления в виде стихийных бедствий [22], структура и состав оборудования ЭЭС должны быть способны противостоять этим воздействиям.

С другой стороны, сам неконтролируемый рост ЭС можно рассматривать как фактор провоцирования нормального режима рабо-

ты, особенно с учетом нагрузки на диспетчеров [23]. Определение мощности нагрузок и графика их работы также является сложной задачей [24] и вносит свои трудности при определении режима работы ЭС. Зачастую благие устремления в виде компенсации реактивной мощности тоже могут стать причиной создания значительных проблем с обеспечением заданного режима работы [25]. И даже плановое развитие или объединение ЭЭС, как это происходило в Европе, может инициировать значительные перетоки мощности, перераспределение потоков мощностей и нарушение качества электроэнергии [26].

Вопрос оптимизации процесса развития ЭЭС обычно рассматривается отдельно [27], его результаты чаще всего носят рекомендательный характер, т.к. уже на стадии проектирования закладываются некоторые плановые операции развития ЭЭС, которые обычно подвергаются пересмотру вследствие активного и зачастую непредсказуемого развития генерирующих мощностей и состава потребителей.

Таким образом, возникает задача выявления наиболее оптимальной структуры ЭС при условии обеспечения минимума капитальных и эксплуатационных затрат, высокой надежности электроснабжения, с учетом характерных особенностей состава и развития современных ЭЭС. Такой комплексный и объективный подход к решению задачи структурной оптимизации ЭС отсутствует в рассмотренных работах.

Целью исследования является формирование метода анализа структурных схем ЭС и выбора оптимального варианта. Это предоставит возможность осуществления надежного надзора за эксплуатацией системы, увеличит надежность систем противоаварийной автоматики и защиты.

Цель статьи – сформировать простой, универсальный и объективный метод структурной оптимизации ЭС на основе метода сравнительных оценок.

МЕТОД ОТНОСИТЕЛЬНЫХ СРАВНИТЕЛЬНЫХ ОЦЕНОК

Методологической базой процесса поиска оптимальной структуры ЭС является метод относительных сравнительных оценок, который обеспечивает выполнение сравнения разных вариантов реализации ЭС на основе анализа их технических показателей. Данный метод является своеобразной подменой чи-

стой структурной оптимизации и обеспечивает определение наиболее оптимального по техническим показателям варианта структуры (схемы) объекта проектирования [28].

В общем виде по каждой j -той сравнительной оценке формируются сравнительные таблицы (табл. 1), каждому i -тому варианту технической реализации ЭС предоставляется количество баллов $K_{i,j}$ в соответствии со сравнительным критерием.

Таблица 1¹.

Сравнительная таблица по частному критерию

Вариант технической реализации ЭС (power network variant)	Сравнительный критерий (comparative criterion) $k_{i,j}$	Количество баллов (points amount) $K_{i,j}$
Вариант 1 (variant 1)	$k_{1,j}$	$K_{1,j}$
Вариант 2 (variant 2)	$k_{2,j}$	$K_{2,j}$
.....
Вариант i (variant i)	$k_{i,j}$	$K_{i,j}$
.....
Вариант n (variant n)	$k_{n,j}$	$K_{n,j}$

Отдельная частная оценка

$$K_{i,o} = \begin{cases} K_{o,опт} / K_{i,o}, & \text{если } \min K_{i,o}; \\ K_{i,o} / K_{o,опт}, & \text{если } \max K_{i,o}; \\ 1, & \text{если } K_{i,o} = K_{o,опт}, \end{cases}$$

где $K_{o,опт}$ – оптимальное значение частного критерия по оценке O .

Наилучший вариант получает максимальную оценку, которая равняется 1, а другие – оценку, которая равняется отношению i -того критерия к наилучшему или, наоборот, в зависимости от типа поиска оптимума: максимума или минимума.

Применение относительных оценок, по сравнению с целочисленными [28], дает более объективный результат.

В дальнейшем формируется общая таблица (табл. 2), в которой выполняется суммирование полученных баллов для каждого варианта ЭС.

Итоговая оценка

$$K_{i,\Sigma} = \sum_{j=1}^m K_{i,j} \tag{1}$$

¹ см. Appendix 1

Таблица 2¹.

Итоговая сравнительная таблица

Вариант технической реализации ЭС (power network variant)	Количество баллов по отдельному критерию (points amount of the criterion)					Итоговое количество баллов (total points) $K_{i,\Sigma}$
	$K_{i,1}$	\vdots	$K_{i,j}$	\vdots	$K_{i,m}$	
Вариант 1 (variant 1)	$K_{1,1}$	\vdots	$K_{1,j}$	\vdots	$K_{1,m}$	$K_{1,\Sigma}$
Вариант 2 (variant 2)	$K_{2,1}$	\vdots	$K_{2,j}$	\vdots	$K_{2,m}$	$K_{2,\Sigma}$
.....
Вариант i (variant i)	$K_{i,1}$	\vdots	$K_{i,j}$	\vdots	$K_{i,m}$	$K_{i,\Sigma}$
.....	\vdots	\vdots
Вариант n (variant n)	$K_{n,1}$	\vdots	$K_{n,j}$	\vdots	$K_{n,m}$	$K_{n,\Sigma}$

Для реализации сравнения необходимо выбрать наиболее весомые технические показатели, которые фактически являются критериями параметрической оптимизации объекта проектирования. Обычно таких частных критериев больше одного, поэтому общий критерий оптимизации является комплексным. Необходимо, чтобы они не были все связанными, а находились в конфликте (минимум один), тогда будет существовать четко выраженный оптимальный вариант.

В общем случае все оценки рассматриваются как равновесомые. Итоговая оценка построена по принципу реализации аддитивного комплексного критерия согласно уравнению (1).

Составные итоговой оценки изображены на рис. 1. В качестве критерия капитальных затрат использованы оценка длины ЛЭП, традиционно применяемая при проектировании и анализе систем электроснабжения [7], и оценка общей массы проводов, которая дополняет и расширяет оценку длины с учетом сечения проводов. В качестве критерия эксплуатационных затрат обычно используется энергетическая оценка в виде потерь мощности [5, 6] или КПД. В качестве критерия надежности использована условная оценка надежности электроснабжения, построенная по общим принципам обеспечения бесперебойности, как в [6].

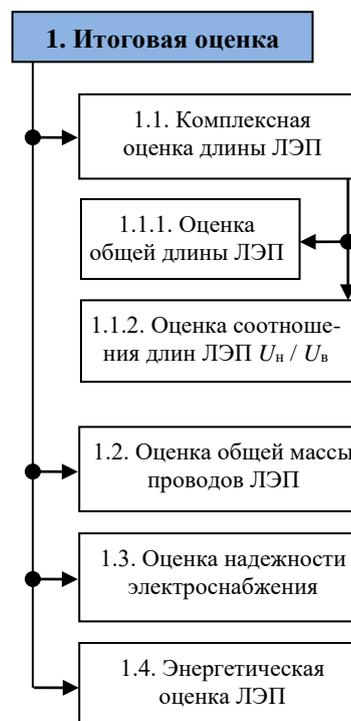


Рис. 1. Структура итоговой оценки варианта схемы ЭС.¹

Наличие четырех частных оценок представляет высокую достоверность того, что в итоговой сравнительной таблице относительных оценок одинаковых результатов не будет, если же такое случится, возможно добавление дополнительных критериев: количество (общая мощность) трансформаторов на подстанциях, общие потери реактивной мощности в ЛЭП, количество опор и др.

Для определения оптимальной структуры

¹ см. Appendix 1

ЭС необходимо:

1. Сформировать перечень возможных вариантов схем ЭС, для каждой из них выполняются:

- расчеты топологических данных;
- распределение мощностей по отдельным линиям;
- выбор номиналов напряжений линий;
- выбор опор и токоведущих частей;
- расчеты потерь мощности;
- расчет надежности электроснабжения нагрузочных узлов.

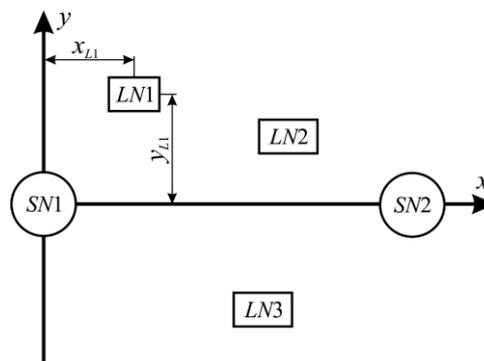
2. Выполнить сравнительный анализ полученных вариантов ЭС по методу относительных сравнительных оценок, для этого следует:

- рассчитать оценки по частичным критериям;
- определить итоговые оценки и сравнить их.

Дальнейшие исследования выполняются в общем виде и на примере типового решения для локальной ЭС. Как показано в [7] подавляющее количество узлов в ЭС имеют две связи, т.е. реализуется основное правило построения ЭС: для обеспечения заданной надежности электроснабжения необходимо иметь две независимые линии питания. Даже для конечных неотчетственных магистральных ЭС проходные узлы также имеют две связи, что позволяет в качестве типового примера применения предложенного алгоритма рассмотреть небольшую ЭС (рис. 2), состоящую из двух узлов питания ($SN1$ и $SN2$) и трех групповых потребителей ($LN1$, $LN2$ и $LN3$).

При этом задано следующее: $SN1$ представляет собой распределительный пункт высоковольтной линии электроснабжения с напряжением U_{S1} , внутренними активным и индуктивным сопротивлениями R_{S1} и X_{S1} и максимальной полной мощностью подключения S_{S1} ; $SN2$ – теплоэлектроцентраль (другой тип локального источника электроэнергии или другой распределительный пункт, но, как правило, с другим уровнем напряжения) с напряжением U_{S2} , внутренними активным и индуктивным сопротивлениями R_{S2} и X_{S2} , максимальной полной мощностью подключения S_{S2} и расстоянием до $SN1$ x_{S2} ; каждый из узлов нагрузки характеризуется напряжением питания U_{Li} , максимальной полной мощностью S_{Li} , коэффициентом мощности $\cos\phi_{Li}$, и расположением согласно системе координат

(рис. 2) с абсциссой x_{Li} и ординатой y_{Li} , а также характеристикой категорий нагрузки по ответственности.



$SN1$ и $SN2$ – узлы питания,
 $LN1$, $LN2$ и $LN3$ – узлы нагрузки

Рис. 2. Условная схема расположения объектов электроснабжения.¹

Выбор схемы ЭС с общим количеством узловых элементов в пять достаточно сложный вопрос, потому что общее теоретическое возможное количество вариантов соединений определяется сотнями. При этом необходимо учитывать категории потребителей и их мощность, соотношение мощностей узлов питания и потребителей и др.

На рис. 3-8 приведены основные наиболее технически обоснованные варианты электроснабжения потребителей [28]. Нужно учитывать, что изображенные схемы могут быть на каждом участке выполнены одноцепными или двухцепными, а это порождает еще дополнительные варианты отдельных схем.

Схема (рис. 3) обеспечивает высокую надежность электроснабжения и простоту подключения трансформаторных подстанций (ТП), ее нужно выбирать при значительном количестве потребителей I и II категорий.

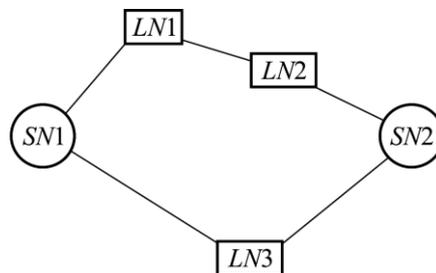


Рис. 3. Кольцевая схема электрических сетей.¹

Следующая схема (рис. 4) имеет меньшую общую протяженность линий и является более простой, но имеет ограничение относительно распределения электроэнергии, а также характеризуется необходимостью приме-

¹ см. Appendix 1

нения более мощных ТП.

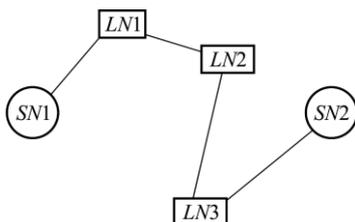


Рис. 4. Магистральная проходная схема.¹

Примером хаотичного развития систем электроснабжения является схема (рис. 5). Она характеризуется избыточностью ЛЭП, поэтому использовать ее при проекте новой или модернизации существующей системы ЛЭП не следует.

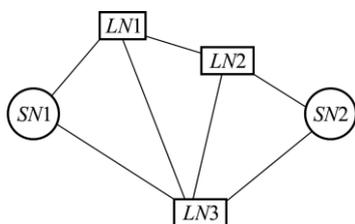


Рис. 5. Многоконтурная схема электрических сетей.¹

Автономная радиальная схема (рис. 6) характеризуется минимализмом построения системы ЛЭП.

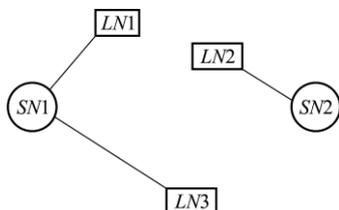


Рис. 6. Автономная радиальная схема электрических сетей.¹

Она традиционно является первым этапом развития электроснабжения в новом регионе, но на этом этапе нужно прогнозировать возможные пути дальнейшего развития ЭС, иначе существует возможность получить в дальнейшем вариант схемы (рис. 5). Данную схему можно применять при избыточности мощностей узлов питания и при использовании двухцепных ЛЭП. Также она может иметь место при аварийных ситуациях (например, для схем рис. 3 и рис. 7) и рассматриваться как временное явление. Примером более простого развития предыдущего варианта является магистрально-радиальная схема (рис. 7). Ее можно применять при дефиците мощности одного из источников или при значительном количестве потребителей I категории, кото-

рые нуждаются в резервировании электроснабжения, при условии, что расстояние между SN1 и SN2 значительно больше расстояния между ними и соответствующими потребителями.

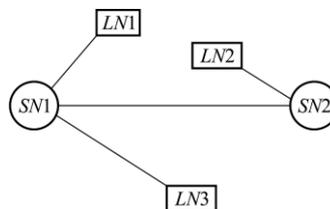


Рис. 7. Магистрально-радиальная схема электрических сетей.¹

Схема (рис. 8) является аналогом схемы (рис. 4), но отличается прямой связью SN1 и SN2, что предоставляет возможность обеспечить более экономические условия перетока электроэнергии. Такая схема применяется при системном подходе развития электроэнергетических сетей, что ведет к минимизации потери мощности.

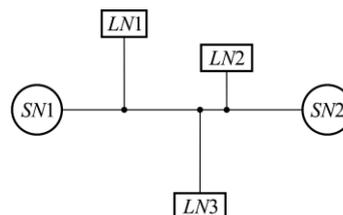


Рис. 8. Магистральная с ответвлениями схема электрических сетей.¹

При выборе любой схемы нужно помнить, что потребители I и II категорий должны иметь питания от двух независимых источников, если их мощность не очень велика по сравнению с общей, тогда возможно применение автономных генерирующих установок.

Расстояния между объектами электроснабжения (рис. 2) являются основными исходными параметрами для выбора типа системы электроснабжения и уровней напряжения на каждом участке. Для их расчетов используются координаты объектов электроснабжения [27].

При распределении мощности узлов питания по отдельным ЛЭП в соответствии с вариантом схемы ЭС необходимо учитывать расстояния между источниками и потребителями. Целесообразно выполнить распределения мощностей источников между ближайшими узлами нагрузок в соответствии с их мощностями.

Обычно мощность источников электро-

¹ см. Appendix 1

энергии выше, чем мощность потребителей, это отношение характеризуется с помощью коэффициента загрузки

$$k_s = \sum_{q=1}^n S_{Lq} / \sum_{k=1}^d S_{Sk},$$

где q – количество узлов нагрузки ЭС; d – количество узлов питания ЭС.

При расчете мощностей ЛЭП следует учитывать коэффициент развития k_e , который отображает плановое увеличение мощности нагрузок в узлах получающих питание от соответствующего источника. Тогда общий коэффициент мощности сети для узла питания

$$k_{sei} = k_s k_{ei}.$$

При этом полученный коэффициент k_{sei} должен быть меньше или равен 1. Если он получился больше 1, то это говорит о существующем или перспективном дефиците электроэнергии.

При выборе мощностей ЛЭП с помощью уравнения баланса мощностей расчетные мощности отдельных источников, МВА

$$S'_{Si} = S_{Si} k_{sei}.$$

Выходя из значений S'_{Si} и S_{Si} , следует рассчитывать мощности ЛЭП соответствующих вариантов схем ЭС.

Расчет основных параметров ЛЭП (напряжение, сечение проводов, протяженности, сопротивления, потери мощности, КПД) можно выполнить в соответствии с формулами, приведенными в [28].

Предложенная совокупность сравнительных оценок в работе [28] обеспечивает проведение сравнительного анализа с акцентом на экономические показатели, но для ЭС очень важно обеспечить надежность электроснабжения, которую нужно учесть путем применения соответствующей оценки. Решение этого вопроса состоит во введении критерия надежности – коэффициента надежности электрической сети k_{nm} . Его расчет выполняется по алгоритму, приведенному ниже.

Пропускная способность i -той ЛЭП, МВА

$$S_{\max i} = \sqrt{3} U_i q_i \Delta_{\max i},$$

где U_i – линейное напряжение i -той ЛЭП, кВ; q_i – площадь сечения провода i -той ЛЭП, мм²; $\Delta_{\max i}$ – максимально допустимая плотность

тока i -той ЛЭП, кА / мм².

Она отображает самую большую полную мощность, которую можно передать по каждой отдельной ЛЭП, входящей в состав ЭС.

Коэффициент линии

$$k_{nij} = \begin{cases} S_{\min k} / S_{Li} & \text{при } S_{\min k} / S_{Li} < 1 \\ 1 & \text{при } S_{\min k} / S_{Li} \geq 1, \end{cases}$$

где i – номер узла нагрузки; j – вариант схемы электроснабжения от узла питания; k – звено j -ого варианта с минимальной пропускной мощностью $S_{\min k}$ между узлами питания и нагрузки.

Коэффициент k_{lij} рассчитывается с учетом наиболее узких мест на пути передачи электрической энергии от каждого узла питания к соответствующему узлу нагрузки. Фактически коэффициент k_{lij} показывает, какую максимальную мощность можно передать определенным путем от выбранного узла питания к соответствующему узлу нагрузки.

Коэффициент свободной мощности для i -того узла нагрузки

$$k_{nij} = \begin{cases} \frac{S_{Sm} - \sum S_{La}}{S_{Li}} & \text{при } \frac{S_{Sm} - \sum S_{La}}{S_{Li}} < 1 \\ 1 & \text{при } \frac{S_{Sm} - \sum S_{La}}{S_{Li}} \geq 1, \end{cases}$$

где m – номер узла питания; a – узлы нагрузки между узлом питания и i -тым узлом нагрузки по варианту j .

Коэффициент k_{nij} показывает, какой существует максимальный запас мощности для соответствующего узла нагрузки от выбранного узла питания при определенном пути передачи электрической энергии.

Коэффициент надежности электроснабжения i -того узла нагрузки

$$k_{ni} = \sum_{j=1}^n k_{lij} k_{nij},$$

где n – количество вариантов снабжения электроэнергии i -того узла нагрузки.

Коэффициент k_{ni} это аддитивный показатель, который состоит из мультипликативных объединений коэффициентов k_{lij} и k_{nij} . Фактически он отображает уровень дублирования электроснабжения для отдельно взятого узла нагрузки.

Общий коэффициент надежности электро-снабжения электрической сети

$$k_{\text{нм}} = \sum_{i=1}^p k_{\text{ни}} \frac{S_{Li}}{\sum_{i=1}^p S_{Li}},$$

где p – количество узлов нагрузки.

Коэффициент $k_{\text{нм}}$ представляет собой усредненную оценку надежности электро-снабжения для всех узлов нагрузки, которая получается как некоторая аддитивная оценка с весовыми коэффициентами, отображающие относительную мощность соответствующего узла нагрузки.

Чем выше значение $k_{\text{нм}}$, тем лучше с точки зрения надежности, т.к. это означает, что соответствующий вариант схемы ЭС имеет больший уровень резервирования электро-снабжения. Следует отметить, что коэффициент $k_{\text{нм}}$ пригоден лишь для расчетов сравнительных оценок, он не отображает в полной мере уровень дублирования и соответственно надежности электроснабжения. Это объясняется пренебрежением двойного использования пропускной способности ЛЭП в отдельных случаях. Для формирования результирующей комплексной относительной оценки для сравнения вариантов схем ЭС в качестве частных критериев используются комплексная оценка длины ЛЭП, оценка общей массы проводов, энергетическая оценка и оценка надежности электроснабжения (рис. 1). Такой перечень оценок наиболее объективно предоставляет возможность определить наилучший вариант схемы ЭС. Первая частная оценка – комплексная оценка длины ЛЭП – состоит из:

- $K_{i,\text{од}}$ оценки общей длины ЛЭП;
- $K_{i,\text{сд}}$ оценки соотношения общих длин ЛЭП $U_{\text{н}} / U_{\text{в}}$.

Лучше всего будет если длина ЛЭП будет как можно меньше, потому что это позволит уменьшить общую площадь отчуждения земли, уменьшить капитальные затраты на строительство ЛЭП, получить кратчайший срок сооружения ЛЭП, уменьшить эксплуатационные затраты, связанные с плановым техническим обслуживанием оборудования ЛЭП и др. Поэтому наименьшая по длине ЛЭП получит 1 балл.

Вторая составляющая – соотношение общих длин ЛЭП $U_{\text{н}} / U_{\text{в}}$ – будет наилучшей при условии, что напряжение ЛЭП будет мень-

шим, т.е. чем выше полученное значение соотношения, тем лучше, а соответствующий вариант получает 1 балл. Если напряжение ниже, тогда проще и быстрее выполняется построение ЛЭП, используются более дешевые электрические аппараты для управления и защиты ЛЭП и т.д.

Расчеты комплексной оценки длины ЛЭП для i -того варианта схемы выполняется по формуле:

$$K_{i,\text{кд}} = K_{i,\text{од}} + K_{i,\text{сд}}.$$

Оценка общей массы проводов $K_{i,\text{м}}$ определяется в соответствии с общей массой проводов ЛЭП, чем меньшая масса, тем лучше.

Масса проводов отдельной j -того участка i -того варианта схемы определяется по удельной массе $m_{\text{нi},j}$ и длине l , т

$$M_{i,j} = m_{\text{нi},j} l_{i,j} \cdot 10^{-3}$$

Общая масса проводов i -того варианта схемы ЭС

$$M_i = \sum_{j=1}^n M_{i,j}$$

Энергетическая оценка $K_{i,\text{э}}$ может быть построенная на основании учета общих потерь активной мощности или КПД ЛЭП i -того варианта схемы ЭС. Понятно, что чем меньше общие потери активной мощности (выше КПД), тем лучше. Общие потери мощности ЛЭП i -того варианта схемы ЭС

$$\Delta P_i = \sum_{j=1}^n \Delta P_{\text{ли},j}$$

Для i -того варианта схемы ЭС КПД

$$\eta_i = 1 - \frac{\Delta P_i}{\Delta P_i + \sum_{i=1}^p S_{Li} \cos \varphi_{Li}}$$

Итоговая оценка

$$K_{i,\Sigma} = K_{i,\text{кд}} + K_{i,\text{м}} + K_{i,\text{э}} + K_{i,\text{нм}}$$

ПРИМЕР РАСЧЕТА

В качестве расчетного примера рассмотрена схема расположения узловых точек (рис. 2), при условии: напряжений $U_{S1} = 121$ кВ и $U_{S2} = 10,5$ кВ, максимальных полных мощностей подключения $S_{S1} = 50$ МВА и $S_{S2} = 15$ МВА, УП2 расположен на расстоянии от УП1 61 км.

Каждый из узлов нагрузки характеризуется:

- максимальной полной мощностью $S_{L1} = 10$ МВА, $S_{L2} = 25$ МВА, $S_{L3} = 20$ МВА;

- коэффициентом мощности $\cos\varphi_{L1} = 0,9$, $\cos\varphi_{L2} = 0,88$, $\cos\varphi_{L3} = 0,85$;
- расположением по абсциссе $x_{L1} = 15$ км, $x_{L2} = 34$ км, $x_{L3} = 27$ км;
- расположением по ординате $y_{L1} = 22$ км, $y_{L2} = 13$ км, $y_{L3} = 14$ км;
- процентом потребителей I категории $S^*_{L1,I} = 20$ %, $S^*_{L2,I} = 10$ %, $S^*_{L3,I} = 7$ %.

Выбрано четыре расчетные схемы: закольцованная (рис. 3), магистральная проходная (рис. 4), магистрально-радиальная (рис. 7) и магистральная с ответвлениями (рис. 8).

Каждая из схем отвечает условиям электроснабжения потребителей I категории от

двух независимых узлов. При этом распределенная генерация [16, 17] в учет не принимается, т.к. ее мощность традиционно незначительна, а степень надежности в большинстве случаев оценить крайне сложно.

Общее количество баллов (табл. 3) показало, что закольцованная схема является наилучшей. Действительно, опыт проектирования ЭС предусматривает создание закольцованных сетей, которые способны обеспечить наивысший уровень надежности электроснабжения за счет наличия для каждого группового потребителя двух линий от двух независимых сторон и отдельных узлов питания.

Таблица 3¹.

Таблица итоговых оценок вариантов схем ЭС

№	Тип схемы (Scheme type)	Количество баллов (Total points)						общая (overall)
		за длину (for length)			за массу (for mass)	за КПД (for efficiency)	за надежность (for reliability)	
		общая (total)	соотношения (ratio)	комплексная (complex)				
1	Закольцованная (looped)	0,76	1	1,76	0,69	0,993	1	4,44
2	Магистральная проходная (trunk passage)	0,98	0,67	1,65	0,67	0,993	0,65	3,96
3	Магистрально-радиальная (trunk-radial)	0,74	0,71	1,45	0,74	0,985	0,87	4,05
4	Магистральная с ответвлениями (trunk with branch)	1	0,12	1,12	1	1	0,63	3,75

В то же время наихудший результат показала магистральная с ответвлениями схема, при этом она является наилучшей по критериям: общей протяженности ЛЭП, массы проводов и КПД. Ее низкий общий результат связан с крайне низкой надежностью, которую можно увеличить. Для этого следует для магистральных схем с ответвлениями использовать двухцепные линии, впрочем, их следует использовать и для магистральной проходной схемы, и для магистрально-радиальной схемы, т.к. и их показатель надежности имеет низкое значение. А при переходе к двухцепным линиям распределение мест в итоговой таблице может существенно поменяться.

Так же следует отметить, что с энергетической точки зрения наилучшей является магистральная схема с ответвлениями, а разброс КПД линий электроснабжения для всех схем

не превышает 1,5 %.

Наибольший разброс оценок имеет место для составляющей оценки за длину (по соотношению напряжений), который достигает 88 %, хотя уже в комплексной оценке за длину оценки находятся в диапазоне 37 %.

В целом значительный разброс оценок говорит об особенностях применения той или иной схемы или необходимости применения определенных технических решений, направленных на повышение соответствующей оценки.

Преимущество же закольцованной схемы примерно в 9 % от ближайшего варианта свидетельствует о значительной обоснованности полученного результата при заданных условиях и выбранном типе ЛЭП.

ВЫВОДЫ

Предложенный метод относительных

¹ см. Appendix 1

сравнительных оценок максимально просто и объективно позволяет оценить оптимальный вариант схемы ЭС для произвольного варианта объектов электроснабжения. Он полностью лишен субъективизма, характерного для существующих методик оценки уровня оптимальности ЭС. Это достигнуто за счет предложенной совокупности и вида частных критериев оптимизации.

Применение предложенного метода показало, что оптимальной структурой для типовой локальной одноцепной ЭС является замкнутая схема. Она опережает по итоговой относительной сравнительной оценке другие варианты схем на 8,8...15,5 %.

APPENDIX 1 (ПРИЛОЖЕНИЕ 1)

Fig. 1. The structure of a total assessment of a power network scheme variant. (1. Total assessment. 1.1. Complex assessment of length of the power lines. 1.1.1. Assessment of total length of the power lines. 1.1.2. Assessment of total length ratio of the power lines of conventionally high and low voltage. 1.2. Assessment of power lines wires mass. 1.3. Assessment of reliability of power supply. 1.4. Energy assessment of power lines).

Fig. 2. The conventional layout of the power supply elements (SN1 & SN2 - supply nodes. LN1, LN2 & LN3 - load nodes).

Fig. 3. The looped power network diagram.

Fig. 4. The trunk passage power network diagram.

Fig. 5. The multilooped power network diagram.

Fig. 6. The separate radial power network diagram.

Fig. 7. The trunk-radial power network diagram.

Fig. 8. The power network diagram of trunk with branch.

Table 1. A comparative table of a particular criterion.

Table 2. A total comparative table.

Table 3. The table of total assessments of the variants of the power network schemes.

Литература (References)

[1] Albert R., Albert I., Nakarado G. L. Structural vulnerability of the North American power grid. *Physical Review E*, 2004, vol. 69, no. 2, Available at: <https://link.aps.org/doi/10.1103/PhysRevE.69.025103> (accessed 15.01.2019). doi: 10.1103/PhysRevE.69.025103.

[2] Sathara Abeyasinghe, Jianzhong Wu, Mahesh Sooriyabandara, Muditha Abeysekera, Tao Xu, Chengshan Wang Topological properties of medium voltage electricity distribution Networks. *Applied Energy*, 2018, vol. 210, pp. 1101-1112. doi: 10.1016/j.apenergy.2017.06.113.

[3] Barakou F, Koukoulou D, Hatzigiorgiou N, Dimeas A. Fractal geometry for distribution grid topologies. *PowerTech, 2015 IEEE Eindhoven*; 2015. pp. 1-6. doi: 10.1109/PTC.2015.7232496

[4] Rosas-Casals M., Valverde S., Sole R.V. Topological vulnerability of the European power grid

under errors and attacks. *International journal of bifurcation and chaos*, 2007, vol. 17, No. 7, pp. 2465-2475.

[5] Chen H., Wang Z., Yan H., Zou H., and Luo B. Integrated planning of distribution systems with distributed generation and demand side response. *Energy Procedia, The 7th International Conference on Applied Energy – ICAE*, 2015, vol. 75, pp. 981-986. doi: 10.1016/j.egypro.2015.07.314.

[6] Shaalan A. M. Essential aspects of power system planning in developing countries. *Journal of King Saud, Engineering Science*, 2011, vol. 23, No. 1, pp. 27-32. doi: 10.1016/j.jksues.2009.12.002.

[7] Makrushin S.V. Analiz struktury magistral'nykh elektrosety Rossii: otsenka primenimosti modeli tesnogo mira [Analysis of structure of the power transmission grid in Russia: evaluation of the small world model applicability]. *Upravlenie bolshimi sistemami - Big System Control*, 2017, no. 65, pp. 87-117. (In Russian).

[8] Gerkusov A.A. Optimizatsiya poter' elektroenergii, peredavaemoy po vozduzhnym liniyam napryazheniem 110 kv i vyshе [Optimization of the losses of electrical energy passed by air lines with voltage 110 kV and more]. *Nauchno-tekhnicheskie vedomosti Sankt-Peterburgskogo gosudarstvennogo politekhnicheskogo universiteta-Scientific Technical Bulletin of Sankt-Petersburg State Polytechnic University*, 2015, no.1, pp. 89-96. (In Russian). doi: 10.5862/JEST.214.10.

[9] Grahn E., Ström L., Alvehag K., Wallnerström C. J., Öhling L.W. and Johansson T. Incentivizing continuity of supply in Sweden. *Submitted to the 13th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, 2016. Available at: <https://ieeexplore.ieee.org/xpl/mostRecentIssue.jspx?punumber=7514734> (accessed 15.01.2019). doi: 10.1109/EEM.2016.7521213.

[10] Crucitti P., Latora V. and Marchiori M. Locating critical lines in high-voltage electrical power grids. *Fluctuation and Noise Letters, World Scientific Publishing Company*, 2005, vol. 5, No 2, pp. L201-L208. doi: 10.1142/S0219477505002562.

[11] Popova O.M., Usov I.Yu. Algoritmy uproshchennogo analiza nadyozhnosti pri optimizatsii sistemoobrazuyushchey seti [Algorithms of simplified analyze of reliability for power grid optimization]. *Problemy upravleniya - Control Sciences*, 2014, no. 2, pp. 49-55. (In Russian).

[12] Hines P., Blumsack S., Sanchez E. C., Barrows C. The topological and electrical structure of power grids. *Proc. of the 43rd Hawaii International Conference on System Sciences - 2010*, Jan. 2010, pp. 1-10. doi: 10.1109/HICSS.2010.398.

[13] Matveev V.N., Varnavskiy K.A. Strukturnyy analiz pitayushchikh system elektrosnabzheniya sibirskogo regiona [Structural analyze of power

- supply systems of Siberia]. *Vestnik KuzGTU - Bulletin of KuzSTU*, 2012, no. 3, pp. 152-155. (In Russian).
- [14] Liang Zhao, Tianyang Mao, Wen Xu, Jingzhao Luan, Jiangning Wu, Guanyuan Qi A review of risk assessment methods for power system. *ICMITE 2017. MATEC Web of Conferences*, 2017, doi: 10.1051/mateconf/201713900175.
- [15] Crucitti P., Latorab V., Marchiori M. A topological analysis of the Italian electric power grid. *Physica A*, 2004, vol. 338, pp. 92-97. doi: 10.1016/j.physa.2004.02.029.
- [16] Khan U.N. Distributed generation and power quality. *International Conference on Environment and Electrical Engineering, Karpacz, Poland*, 2009, vol. 145, pp. 232-235.
- [17] Khan U. N. Impact of distributed generation on distributed network, *University of Technology, Wroclaw*, 2008. Available at: <http://www.dwm.pwr.wroc.pl> (accessed 15.01.2019).
- [18] Jahangiri P., Fotuhi-Firuzabad M. Reliability assessment of distribution system with distributed generation. *2nd IEEE International Conference on Power and Energy (PECon 08)*, Johor Baharu, Malaysia, December 1-3, 2008, pp. 1551-1556. doi: 10.1109/PECON.2008.4762728.
- [19] Ciriaco A., Zarrouk S., Zakeri G. Probabilistic resource assessment using experimental design and second order proxy model: Rotorua geothermal system, New Zealand. *Proceedings 40th New Zealand Geothermal Workshop 14-16 November 2018 Taupo, New Zealand*, 2018. Available at: https://www.researchgate.net/profile/Sadiq_Zarrouk/publication/328928552_Probabilistic_Resource_Assessment_Using_Experimental_Design_and_Second_Order_Proxy_Model_Rotorua_Geothermal_System_New_Zealand/links/5bebef05299bf1124fd127c9/Probabilistic-Resource-Assessment-Using-Experimental-Design-and-Second-Order-Proxy-Model-Rotorua-Geothermal-System-New-Zealand.pdf?origin=publication_detail (accessed 15.01.2019).
- [20] Kolpakhch'yan P.G., Lobov B.N., Al Dzhurni Ragkhad, Gummel A.A. Analiz struktury fotoelektricheskoy sistemy [Analyze of photoelectric system structure]. *Izvestiya vuzov. Severokavkazskiy region - Proceedings of academy. North Caucasia Region*, 2014, no. 6, pp. 44-47. (In Russian).
- [21] Varganova A.V. O metodakh optimizatsii rezhimov raboty elektroenergeticheskikh system i setey [About optimization methods of power supply system and network modes]. *Vestnik YuUrGU. Seriya "Energetika" - Bulletin of the South Ural State University. Ser. Power Engineering*, 2017, vol. 17, no. 3, pp. 76-85. (In Russian). doi: 10.14529/power170309.
- [22] Zheng Fu-Min, Ma Li, Liu Nian, Chen Jin-Shan Assessment for distribution network planning schemes of urban electric power system. *Energy Procedia*, 2012, vol. 14, pp. 1067-1074. doi: 10.1016/j.egypro.2011.12.1056.
- [23] Qi Y., Wen F., Wang K., Li L., Singh S. A fuzzy comprehensive evaluation and entropy weight decision-making based method for power network structure assessment. *International Journal of Engineering, Science and Technology*, 2010, vol. 2, No. 5, pp. 92-99.
- [24] Al-Wakeel A., Wu J., Jenkins N. K-means based load estimation of domestic smart meter measurements. *Applied Energy*, 2017, vol. 194, pp. 333-342. doi: 10.1016/j.apenergy.2016.06.046.
- [25] Yan Xu, Zhao Yang Dong, Chixin Xiao, Rui Zhang, Kit Po Wong Optimal placement of static compensators for multi-objective voltage stability enhancement of power systems. *IET Gener. Transm. Distrib.*, 2015, Vol. 9, Iss. 15, pp. 2144-2151. doi: 10.1049/iet-gtd.2015.0070.
- [26] Teeuwesen S.P., Fischer A., Erlich I., El-Sharkawi M.A. Assessment of the small signal stability of the European interconnected electric power system using neural networks, *LESCOPE 2001, Halifax, Canada*, June 2001, pp. 158-161. doi: 10.1109/LESCPE.2001.941643.
- [27] Popova O.M., Usov I.Yu. Optimizatsiya razvitiya sistemoobrazuyushchey seti s pomoshch'yu geoinformatsionnyh tehnologiy [Optimization of the development of power grid using the geoinformation technology]. *Problemy upravleniya - Control Sciences*, 2010, no. 4, pp. 66-73. (In Russian).
- [28] Kimstach O.Yu., Yermolenko V.E. Metod porivnyal'nykh otsinok dlya vyboru optimal'noy struktury elektroenergeticheskoy sistemy [Comparative assessments method for choosing of optimal structure of electrical power system]. *Sciences of Europe*, 2018, vol. 1, no. 23, pp. 63-69. (In Ukrainian).

Сведения об авторе.



Кимстач Олег Юрьевич, к.т.н., доцент кафедры Судовых электроэнергетических систем Национального университета кораблестроения имени адмирала Макарова. Область научных интересов: электрические машины, автономная и стационарная электроэнергетика, методы и средства оптимального проектирования.
E-mail: oleg.kimstach@nuos.edu.ua