

УДК 621.311.1

КРИТЕРИЙ ДЛЯ ВЫБОРА ПАРАМЕТРОВ ЭЛЕМЕНТОВ АВТОНОМНЫХ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Гринкруг М.С.

ГОУВПО Комсомольский-на-Амуре государственный технический университет, г. Комсомольск-на-Амуре, Россия, e-mail: grin@knastu.ru

Проведен анализ существующих технико-экономических критериев для выбора параметров элементов систем электроснабжения и показаны их недостатки в современных экономических условиях. Предложен безразмерный критерий экономической эффективности автономных систем электроснабжения, позволяющий сравнивать различные по размерам сети электроснабжения при меняющихся экономических условиях. Проведены численные исследования по влиянию параметров систем электроснабжения на величину целевой функции и установлены закономерности ее изменения. Предложены рекомендации по проектированию систем электроснабжения.

Ключевые слова: автономные системы электроснабжения, целевая функция, технико-экономическое обоснование.

CRITERIA FOR CHOOSING THE PARAMETERS OF THE POWER SUPPLY AUTONOMOUS SYSTEMS ELEMENTS

Grinkrug M.S.

Komsomolsk-on-Amur State Technical University, Komsomolsk-on-Amur, Russia, e-mail: grin@knastu.ru

The analysis of existing technical and economic criteria for choosing the parameters of the power supply systems elements was carried out and their disadvantages in the current economic conditions were shown. Dimensionless criterion of autonomous power supply systems economic efficiency, allowing to compare different-sized power supply networks under changing economic conditions was proposed. Numerical researches on the power supply systems parameters influencing on the value of the objective function were carried out and the regularities of its changes were set. Recommendations for electrical systems designing were proposed.

Key words: autonomous power supply systems, objective function, technical and economic justification.

В настоящее время существенно изменилась экономическая ситуация, связанная с проектированием и эксплуатацией автономных систем электроснабжения. За последние 20 лет цена электроэнергии в этих системах увеличилась примерно в 500 раз. Стоимость основного оборудования энергосистем выросла значительно меньше. Существенным образом изменилась также динамика цен на электроэнергию и оборудование. Ежегодный рост цен на электроэнергию доходит до 20 %. Эти факторы не учитываются в ранее предложенных рекомендациях и методиках по выбору параметров элементов автономных систем электроснабжения. Эти вопросы рассмотрены в данной работе.

Особенностями автономных систем электроснабжения являются:

1. Использование в качестве источника электроэнергии дизельной электростанции.
2. Отсутствие центральных распределительных пунктов.
3. Меньшая по сравнению с городскими системами электроснабжения величина размеров и площади и соответственно меньшая протяженность линий электропередач.

4. Применение, как правило, воздушных линий электропередач 6/10 кВ и 0,4 кВ и отсутствие более высоких напряжений.

При проектировании систем электроснабжения существенным является критерий оптимальности системы исходя из минимума, которым должны определяться параметры элементов системы.

Наиболее часто встречающимся технико-экономическим критерием при проектировании систем электроснабжения и выборе элементов систем электроснабжения по литературным данным [1,2] являются критерий приведенных затрат, по минимуму которого из нескольких вариантов комплектации системы электроснабжения выбирается оптимальный и принимаются соответствующие ему параметры оборудования электrorаспределительных сетей. В настоящее время применение данного критерия не является целесообразным вследствие следующих факторов:

- не учитывается рост цен на электроэнергию в течение срока эксплуатации электrorаспределительной сети;
- не учитывается рост затрат на эксплуатацию электrorаспределительных сетей;
- результаты сравнения разных вариантов систем электроснабжения при различных размерах сети не сопоставимы.

Более полным являются экономический критерий, предложенный в [3, 4]. Он учитывает инфляционные процессы и в нем использованы механизмы приведения одновременных затрат к одному году. Однако он также не предусматривает сопоставление вариантов электрических сетей, имеющих неодинаковый размер, и поэтому малоприменим при проектировании.

Некоторые авторы [5] предлагали выражать все затраты при постройке и эксплуатации линий электропередач в кВт·ч. В качестве целевой функции используется минимум затрат в кВт·ч на постройку и эксплуатацию линии электропередач. Однако этот подход не учитывает наличие в сети понижающих трансформаторов и в нем не предусмотрен механизм приведения затрат к одному расчетному году.

Для выбора сечения кабельных и воздушных линий рядом авторов [2, 6] рекомендовано применение параметра экономической плотности тока, отражающего соотношение между стоимостью потерь электрической энергии и стоимостью производства проводов линий электропередач. Однако в условиях быстро меняющихся цен на электроэнергию и провода и непостоянстве отношения стоимости проводов к стоимости электроэнергии данный критерий также не может быть рекомендован к применению в настоящее время.

При выборе понижающих трансформаторах в [1] используется критерий поверхностной плотности нагрузки. Применение данного критерия в настоящее время не целесообразно, так как он получен при условии стабильных цен на электрическую энергию и оборудование более 30 лет назад, а в настоящее время эти данные устарели.

В качестве основного критерия при выборе дизель-генераторов для дизельной электростанции принимается её способность обеспечивать максимум предполагаемой нагрузки [7]. В [8] показано, что для дизельных электростанций в качестве критерия выбора дизель-генераторов может использоваться критерий минимума суммарных годовых затрат на топливо при известном графике нагрузки дизельной электростанции. Этот критерий не зависит от параметров автономной системы электроснабжения, а определяется только параметрами нагрузки дизельной электростанции и существующим в настоящее время парком дизель-генераторов.

При проектировании автономной системы электроснабжения должны учитываться как технические параметры системы, так и экономические факторы при ее эксплуатации.

К техническим параметрам системы относятся:

- мощности нагрузок в начальный момент времени и среднее, и расстояния между ними;
- темп роста нагрузок с течением времени или закон изменения нагрузки со временем;
- номинальная мощность и другие характеристики понижающих трансформаторов;
- длина и сечения проводов воздушных линий электропередач.

К экономическим факторам, влияющим на показатели работы системы относятся:

- цена на электроэнергию;
- темп роста цены на электроэнергию с течением времени или закон ее изменения;
- стоимость оборудования (трансформаторной подстанции и линии электропередачи);
- затраты на сооружение электrorаспределительной сети;
- ежегодные затраты на эксплуатацию системы электроснабжения, включая стоимость потерь электроэнергии.

Некоторые из этих факторов существенно меняются за время эксплуатации системы электроснабжения, которое обычно принимается равным тридцати годам. Поэтому необходимо учитывать изменения таких факторов как мощности нагрузок, величины потерь, стоимости электроэнергии и оборудования в течение времени эксплуатации сети.

Задача выбора элементов системы электроснабжения является технико-экономической задачей, поэтому критерий выбора должен учитывать все вышеперечисленные факторы.

Так как стоимость сооружения и обслуживания сети зависит от размера сети и большей сети передается большее количество электрической энергии и большей является абсолютная величина потерь электроэнергии, то в качестве целевой функции предлагается использовать безразмерную относительную величину равную отношению стоимости суммарных затрат к стоимости переданной электроэнергии, за период эксплуатации системы электроснабжения. При этом величина целевой функции представлена в безразмерном виде, что позволит сравнивать результаты расчетов при различных значениях исходных параметров и размерах систем электроснабжения. Если принять, что электrorаспределительная сеть сооружается в первый год, то суммарные затраты на сооружение сети (K) можно выделить в отдельное слагаемое.

Для сопоставления затрат, произведенных в разных годах, используется приведение затрат к базисному году. С учетом этого предлагается следующее выражение для безразмерной целевой функции:

$$\ddot{O} = \frac{\hat{E} + \sum_{t=1}^T \frac{Q_t + \dot{I}_t \cdot C_{эл} \cdot (1 + k_{оаиу})^{t-1}}{(1 + k_{идеааа})^{t-1}}}{\sum_{t=1}^T \frac{W_t \cdot C_{эл} \cdot (1 + k_{оаиу})^{t-1}}{(1 + k_{идеааа})^{t-1}}} \quad (1)$$

где: K – суммарные затраты на сооружение сети, руб; Q_t – затраты в году t на обслуживание сети, руб; P_t – потери электроэнергии в элементах сети в году t , кВт; $C_{эл}$ – стоимость электроэнергии в начальном году, руб/кВт; W_t – суммарная энергия переданная потребителям в году t , кВт; $k_{цены}$ – коэффициент роста цены на электроэнергию; $k_{привед}$ – коэффициент приведения разновременных затрат.

Таким образом, значение целевой функции равно отношению всех приведенных затрат на постройку, эксплуатацию и потери в сети за время эксплуатации к приведенной стоимости энергии, переданной потребителям за время эксплуатации сети.

При этом предполагается, согласно, что цена на электроэнергию изменяется по показательному закону, т.е. ежегодно увеличивается на $k_{цены}\%$:

$$\tilde{N}_{\dot{y}\ddot{e}.t} = \tilde{N}_{\dot{y}\ddot{e}} \cdot (1 + k_{оаиу})^{t-1}$$

Ежегодные затраты складываются из затрат на обслуживание сети и затрат на покрытие потерь в трансформаторах и кабельных линиях.

Разделяя соответствующие затраты, формулу (1) можно привести к следующему виду:

$$\ddot{O} = \frac{\hat{E} + \sum_{t=1}^T \cdot Q_t \cdot \frac{I}{(1 + k_{\text{идеааа}})^{t-1}} + \frac{\sum_{t=1}^T \cdot \dot{I}_t \cdot \frac{(1 + k_{\text{оааа}})^{t-1}}{(1 + k_{\text{идеааа}})^{t-1}}}{C_{\text{ыв}} \cdot \sum_{t=1}^T W_t \cdot \frac{(1 + k_{\text{оааа}})^{t-1}}{(1 + k_{\text{идеааа}})^{t-1}} + \frac{\sum_{t=1}^T W_t \cdot \frac{(1 + k_{\text{оааа}})^{t-1}}{(1 + k_{\text{идеааа}})^{t-1}}}{(1 + k_{\text{идеааа}})^{t-1}}}}{(2)}$$

Первое слагаемое представляет собой отношение суммарных затрат на сооружение и эксплуатацию электrorаспределительной сети к суммарной стоимости энергии, переданной в сеть, а второе отражает относительные потери энергии в электrorаспределительной сети с учетом изменения цены электроэнергии и приведения стоимости электроэнергии к базисному году.

С целью проверки применимости предлагаемого критерия при проектировании автономных систем электроснабжения, выявления влияния различных факторов на целевую функцию и разработки рекомендаций по проектированию автономных систем электроснабжения были проведены расчетные исследования по определению целевой функции левой и правой её частей в зависимости от изменяющихся параметров, в число которых входили:

- нагрузка одного потребителя: 1, 2, 3, 4, 8, 16 кВт;
- коэффициент роста мощности: 0, 0,01, 0,02;
- цена электроэнергии: 3, 10, 15, 20 руб/ кВт·ч;
- коэффициент роста цены электроэнергии: 0, 0,05, 0,1;
- параметры стандартных понижающих трансформаторов и характеристики проводов;
- коэффициент приведения разновременных затрат к базисному году был принят равным 0,08 согласно рекомендациям [6];
- коэффициент мощности потребителя был принят равным 0,96, как характерный для жилых кварталов автономных сетей.

Стоимость элементов сети принималась по ценам заводов-изготовителей на июнь 2010 г. Стоимость сооружения распределительной сети была оценена на основе анализа данных по тендерам на сооружение ЛЭП. По этим данным было установлено, что стоимость сооружения 1 км ЛЭП в европейской части России лежит в диапазоне 200-600 тыс.руб.

Оценка затрат на эксплуатацию автономных электrorаспределительных сетей была произведена на основе статистических данных по сетям Хабаровского края за период 2003-2009 годы. Потери в сетях определялись на каждом режиме с учетом суточного, сезонного изменения нагрузок и принятого закона изменения максимальной годовой мощности.

$$D_i = P_0 (1 + k_{\text{роста}})^{i-1},$$

где P_0 - максимальная годовая мощность нагрузки в первом году эксплуатации, кВт; P_i - максимальная годовая мощность нагрузки в текущем году эксплуатации, кВт; $k_{\text{роста}}$ - коэффициент роста мощности.

Ограничениями при расчете потерь энергии в сети электроснабжения являются:

- ток нагрузки любого элемента сети не превышает предельно допустимого значения;
- напряжение питания потребителя отклоняется от номинального значения не более чем на 5%.

Расчет потерь электроэнергии в каждом из элементов сети выполняется на основе их математических моделей с учетом взаимного влияния элементов на основе уравнений общей теории электротехники.

При выполнении расчетов распределительная сеть представляется в виде нагруженного графа типа дерево, в котором вершинами являются отдельные элементы сети (трансформатор, однородные фрагменты линии электропередач без ответвлений), а ребра – связи между этими элементами. За вес каждого ребра принимаются величины тока и напряжения в точке соединения элементов. Такое представление сети в процессе расчета позволяет учитывать связи между элементами сети и, применяя закон Кирхгофа, учесть падение напряжения вдоль линий с распределенной нагрузкой.

Методом перебора вариантов для всех комбинаций сечений линий электропередач и мощностей трансформаторов рассчитывались значения целевой функции, ее частей и по минимуму целевой функции определялся оптимальный вариант трансформаторов и сечение проводов линий электропередач. Вычислительная сложность алгоритма компенсируется высокой производительностью современных вычислительных средств, которые позволяют осуществить перебор вариантов в разумные сроки.

Всего было рассчитано 26 200 вариантов электрических сетей при различных экономических и мощностных параметрах нагрузки. Следует отметить, что помимо оптимальных вариантов сечений проводов и номинальных мощностей трансформаторов, соответствующих минимуму целевой функции, имеются большое количество близких к оптимальным вариантам решений, отличающихся на 1-2 стандартное значение по сечению провода или применением ближайшего по мощности трансформатора. При этом отличие целевой функции такого варианта от варианта с минимальным значением целевой функции составляет не более 0,5 %.

Полученные результаты были обработаны в программе Statistica для выявления общих закономерностей по значениям целевой функции и выбираемых параметров оборудования для разработки рекомендаций. По результатам статистической обработки значений целевой функции и её частей были сделаны следующие выводы:

1. Для оптимальных параметров элементов сети значения целевой функции лежат в диапазоне (0,123÷1,604), среднее значение составляет 0,585.

2. Стоимость постройки электrorаспределительной сети без учета стоимости понижающих трансформаторов и проводов слабо влияет на значение целевой функции.

3. Значения правой части целевой функции при оптимальных параметрах выбранного оборудования лежат в диапазоне (0,06÷0,091). Среднее значение правой части целевой функции при этом составляет 0,069. Так как правая часть целевой функции соответствует средним потерям энергии в распределительной сети, то следует при проектировании автономных систем электроснабжения выбирать оборудование, обеспечивающее данный (до 9 %) уровень потерь. В настоящее время уровень потерь энергии в автономных системах электроснабжения значительно выше и составляет до 30 %.

4. Основной вклад (более 90%) в левую часть целевой функции, характеризующую затраты на строительство и эксплуатацию системы электроснабжения, вносят расходы, связанные с содержанием электrorаспределительной сети. Расходы на строительство системы электроснабжения составляют менее 10 % от величины левой части целевой функции. Поэтому следует при проектировании систем электроснабжения стремиться к использованию оборудования, обеспечивающего минимизацию обслуживающего персонала электrorаспределительных сетей.

5. Установлено, что при минимальных значениях целевой функции основными параметрами, от которых зависит значения левой части целевой функции, являются начальная цена на электроэнергию и коэффициент роста цены на электроэнергию. Методами регрессионного анализа было получено уравнение поверхности для левой части целевой функции при оптимальном выборе параметров оборудования электrorаспределительных сетей, представленное на рис. 1.

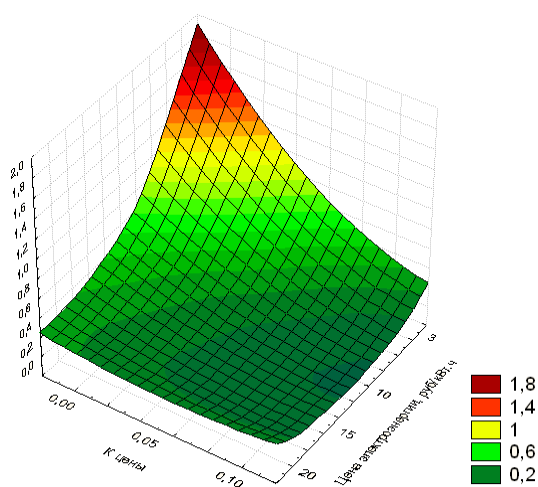


Рис. 1. Зависимость отношения затрат на сооружение и эксплуатацию электrorаспределительной сети к приведенной стоимости переданной потребителям энергии

Уравнение данной поверхности выражается формулой:

$$\ddot{o}_{\text{э.д.д.}} \frac{124,4}{\tilde{N}_{\text{э.д.}} \cdot \sum_{t=0}^{29} (1 + k_{\text{э.д.д.}})^t}$$

Коэффициент регрессии составляет 0,989.

По результатам статистического анализа были также сформулированы рекомендации по выбору оптимальных параметров основного оборудования автономных электrorаспределительных сетей в современных экономических условиях.

К основному оборудованию электrorаспределительных сетей относятся понижающие трансформаторы и линии электропередач. Основными параметрами, подлежащими определению, являются, соответственно, номинальные мощности трансформаторов и сечения воздушных линий электропередач.

По результатам рассмотрения полученных решений оптимизационных задач выявлено, что в современных экономических условиях целесообразно устанавливать в автономных электrorаспределительных сетях понижающие трансформаторы типов ТМ-400 или ТМ-630 практически при всех исследованных вариантах.

Имеются несколько (8 %) исключений (например, при мощности нагрузки 16 кВт с нулевым коэффициентом роста), когда минимум целевой функции достигается при трансформаторе ТМ-250. Однако, в пределах точности решения в диапазоне отклонения целевой функции от минимума не более 0,5 % существует близкое к оптимальному решение с трансформатором ТМ-400 или ТМ-630. Имеющиеся в настоящее время рекомендации предлагают устанавливать в сельских сетях трансформаторы типа ТМ-250.

Как показала статистическая обработка значений сечений воздушных линий электропередач, определяющими статистически значимыми параметрами для их выбора являются средняя мощность потребителя и цена на электроэнергию.

Средняя мощность P_{cp} потребителя определялась за период эксплуатации сети по формуле:

$$D_{\text{н\ddot{o}}} = D_{\text{\grave{a}\ddot{z}}} \cdot \frac{\sum_{t=0}^{29} (1 + k_{\text{\ddot{o}\ddot{m}\ddot{o}}})^t}{30}$$

Статистическая обработка позволила найти вид поверхности и уравнение зависимости среднего сечения проводов воздушных линий электропередач от вышеуказанных параметров. Вид поверхности представлен на рис. 2. Коэффициент корреляции составляет 0,976.

Полученное по расчетным формулам сечение округляется до ближайшего стандартного значения. Значения сечений проводов, полученные по данной формуле примерно в 2 раза, превышают значения сечений проводов, полученных исходя из рекомендаций по экономическим плотностям тока [2,6].

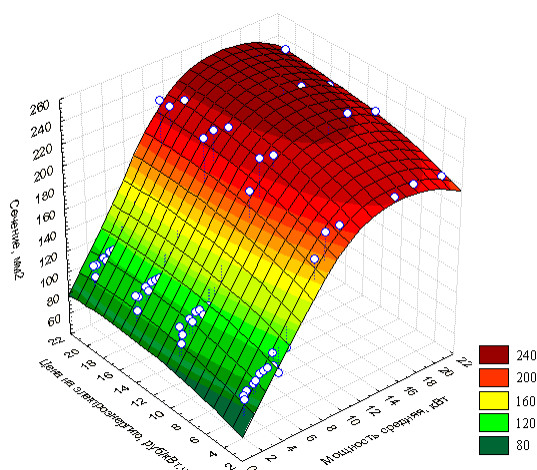


Рис. 2. Зависимость сечения воздушной линии электропередач от средней мощности нагрузки и начальной цены электроэнергии

Для инженерных расчетов была получена корреляционная зависимость сечения проводов линий электропередач в виде линейной функции от $\sqrt{D_{нд}}$ и полиномиальной зависимостью от цены. Полученная зависимость представлена формулой с коэффициентом корреляции 0,91.

$$q = (0,3376 \cdot C_{y\ddot{e}} + 414649) \cdot \sqrt{D_{нд}} - 0,0759 \cdot \tilde{N}_{y\ddot{e}}^2 + 2,1579 \cdot \tilde{N}_{y\ddot{e}} + 31,981$$

Выводы

1. Изменившиеся экономические условия при проектировании и эксплуатации автономных систем электроснабжения требуют изменения технико-экономических критериев, при обосновании технических решений и рекомендаций по выбору параметров элементов систем электроснабжения.

2. Существенно большее увеличение цен на электроэнергию, чем на оборудование автономных систем электроснабжения, приводит к увеличению оптимальных мощностей понижающих трансформаторов и сечений проводов линий электропередач.

Список литературы

1. Электротехнический справочник: В 3 т. Т 3. В 2 кн. Кн. 1. Производство и распределение электрической энергии (под общ. ред. профессоров МЭИ: И.Н.Орлова (гл. ред.) и др.). – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 880 с.: ил.
2. Козлов В.А. Электроснабжение городов. Изд. 2-е перераб. –Л.: «Энергия». 1977. –280 с.
3. Типовая методика определения экономической эффективности капитальных вложений. – М.: Госплан, 1969.
4. Кузнецова О.Р. Экономическая эффективность систем децентрализованного энергосбережения. На примере Хабаровского края: дис. канд. экон. наук. – Хабаровск. 2002. – 180 с.
5. Блок В.М., Зеберг Р.Э., Гусева С.А. Выбор оптимальных сечений проводов и кабелей методом экономических интервалов. // Электричество. – 1964. – №5. – 13-16 с.
6. Правило устройства электроустановок. 6-е и 7-е изд. – Новосибирск: Сиб. унив. изд-во, 2007.
7. Алексеев А.П., Кудряшов Г.Ф., Чекуменев Е.Е. Дизельные и карбюраторные электроагрегаты и станции. Справочник / Под ред. В.А. Андрейкова. – М.: Машиностроение, 1973. – 544 с.
8. Гринкруг Я.С. Управление режимами работы дизельных электростанций в автономных сетях электроснабжения: дис. канд. тех. наук. – Комсомольск-на-Амуре, 2006. – 171 с.

Рецензенты:

Чье Е.У., д.т.н., профессор кафедры, ФГБОУ ВПО «Тихоокеанский государственный университет», г. Хабаровск.

Власьевский С.В., д.т.н., профессор кафедры «Электроника, электроника и электромеханика», ФГБОУ ВПО «Дальневосточный государственный университет путей сообщения», г. Хабаровск.

Работа получена 21.09.2011.