

Экономико-математическая модель рабочей части системы электроснабжения объекта на среднем и низком напряжении

КОНЮХОВА Е.А.

Представлены результаты разработки множества технико-экономических моделей рабочей части системы электроснабжения объектов (СЭСО) на среднем и низком напряжении (СН и НН), ускоряющих решение задачи выявления целесообразного варианта при минимальном числе исходных данных и приемлемом уровне абстрагирования технико-экономических параметров элементов. Результатом работы являются аналитические зависимости дисконтированных затрат на рабочие элементы СЭСО. Предварительно должны быть выполнены замена технических и экономических данных элементов СЭСО, заданных таблично приближенными аппроксимированными выражениями, которые имеют ограниченное отклонение от истинных функций, и определение технических параметров элементов при минимальном числе исходных данных.

Ключевые слова: системы электроснабжения, среднее напряжение, низкое напряжение, исходные данные, моделирование, целесообразный вариант

Инженеры-проектировщики должны создавать сложные системы объектов при ограниченных материальных и кадровых ресурсах. До настоящего времени подбор вариантов при выполнении предпроектных расчетов [1] осуществляется на основе предыдущих знаний о системе электроснабжения объектов (СЭСО), опыта проектировщика и его интуиции. При дискретном задании исходных данных число рассматриваемых вариантов СЭСО обычно не превышает трёх вследствие трудоёмкости выполнения проекта. Следовательно, присутствует влияние «человеческого фактора» и появление возможной ошибки при выявлении оптимального варианта.

Борьба со сложностью и трудоёмкостью лежит в основе развития технологий проектирования. Наиболее эффективные результаты даёт на сегодняшний день метод, при котором объект проектирования представляется в виде совокупности элементов, каждый из которых является абстракцией реального, т.е. моделью. Проектировщик в зависимости от задачи выбирает тот или иной уровень абстракции таким образом, чтобы задачу можно было успешно решить. Модель состоит из целевой функции, характеризующей СЭСО, которую требуется вычислить или оптимизировать, а также варьируемых переменных и системы ограничений на переменные. Модель СЭСО является детерминированной и статической. Математическое описание в статических моделях не включает время как переменную и состоит из алгебраических уравнений.

Целью данной работы является разработка множества технико-экономических моделей рабочей части СЭСО на среднем и низком напряжении (СН и НН), ускоряющих решение задачи выявля-

ния целесообразного варианта при минимальном количестве исходных данных и приемлемом уровне абстрагирования технико-экономических параметров элементов. Результатом работы являются аналитические зависимости дисконтированных затрат [2] на рабочие элементы СЭСО.

Предварительно должны быть выполнены следующие действия: замена технических и экономических данных элементов СЭСО, заданных таблично приближенными аппроксимированными выражениями, которые имеют ограниченное отклонение от истинных функций; определение технических параметров элементов при минимальном числе исходных данных.

Основные допущения при выполнении ТЭО. Вследствие сложности получения точных математических зависимостей затрат для выборов оптимального варианта при выполнении ТЭО и ухода от дискретности задачи возникает необходимость в принятии ряда допущений:

трансформаторные подстанции (ТП) распределены равномерно по площади объекта, т.е. имеют одинаковую площадь обслуживания при одинаковой номинальной мощности трансформаторов;

коэффициент загрузки трансформаторов ТП в нормальном режиме задается одинаковым для всех трансформаторов и определяется видом трансформаторов и степенью резервирования сети на низком напряжении;

степень компенсации реактивной мощности на низком напряжении определяется для объекта в целом с учетом коэффициентов реактивной мощности суммарной нагрузки НН и рекомендуемого энергосистемой в точке присоединения [3].

конфигурация территории, занимаемой объектом, заменяется квадратом, равным по размеру реальной площади;

распределительные устройства НН (РУНН) распределены равномерно по всей территории, число и мощность нагрузки РУНН одинаковы для всех вариантов;

дисконтированные затраты на элемент СЭСО рассчитываются по расчетным значениям технических параметров элемента, его удельным затратам по капиталовложениям и стоимости активной электроэнергии.

Следовательно, при разработке методики принят ряд допущений, позволяющих использовать по объекту средние значения длины кабельных линий, коэффициентов мощности и загрузки элементов.

Схемы СЭСО и её элементы. Источниками питания (ИП) СЭСО являются главная понизительная подстанция (ГПП) или главная распределительная подстанция (ГРП), а также внутримплощадочные одно- и двухтрансформаторные подстанции (ТП). Место размещения ГПП или ГРП – на границе территории объекта, место размещения ТП – преимущественно вблизи центра электрических нагрузок ТП [1, 2]. Схемы кабельных линий среднего напряжения (КЛСН) от ИП до ТП – радиальные и магистральные. Схемы кабельных линий низкого напряжения (КЛНН) от ТП до РУНН – радиальные.

Схема СЭСО включает в себя рабочую и резервирующую части. Элементы рабочей части СЭСО в нормальном режиме имеют постоянную нагрузку, а в послеаварийном режиме после отключения поврежденных участков должны принимать на себя питание оставшихся в работе потребителей с учетом допустимых для этих элементов перегрузок. Рабочие элементы: трансформаторные подстанции ТП и трансформаторы; блоки коммутационных аппаратов на вводах СН в ТП (КСО); выключатели присоединения трансформаторов (ТВН) к шинам НН ТП; кабельные линии среднего напряжения (КЛСН) от ИП до ТП; комплектные ячейки с линейными выключателями (КРУ) присоединения КЛСН на ИП; кабельные линии низкого напряжения (КЛНН) от ТП до распределительного устройства НН потребителей (РУНН); линейные выключатели для присоединения КЛНН к ТП (ЛВН); комплектные конденсаторные установки НН (ККУНН).

Основные исходные данные. Расчетная активная мощность нагрузки потребителей объекта на НН P_H . Годовая продолжительность работы приемников T_T . Коэффициент заполнения графика нагрузок активной мощности $K_{3,Г}$; коэффициент реактивной мощности $\operatorname{tg}\varphi_H$ и мощности $\cos\varphi_H$ нагрузки НН. Общая площадь территории объекта F_0 .

Расчетные данные. Годовое число часов использования наибольшей активной нагрузки:

$$T_{\text{НБ}} = T_T K_{3,Г}; \quad (1)$$

число часов наибольших потерь мощности [7]:

$$\tau = T_T \frac{K_{3,Г} + 2K_{3,Г}^2}{3}. \quad (2)$$

Нормируемые данные. Предельные нормируемые значения коэффициента реактивной мощности $\operatorname{tg}\varphi_{\text{Нор}}$ и коэффициента мощности $\cos\varphi_{\text{Нор}}$ в часы больших суточных нагрузок при присоединении потребителя к шинам НН ТП [3]. Коэффициенты загрузки для трансформаторов ТП в режиме больших $K_{3,Г}$ и послеаварийных $K_{3,Г,П/а}$ нагрузок [1].

Задаваемые технические данные. Номинальные значения СН $U_{\text{ном.с}}$ и НН $U_{\text{ном.н}}$. Марки трансформаторов ТП [4], кабелей СН и НН [5]. Условия монтажа ТП и кабельных линий. Число трансформаторов в ТП $n_{\text{ТП}}$. Коэффициенты потерь активной мощности холостого хода и короткого замыкания в трансформаторе $p_{\text{хх}}$ и $p_{\text{кз}}$ (кВт/кВА). Экономическая плотность тока $j_{\text{ЭК}}$. Коэффициенты нагревания жилы кабеля СН $a_{\text{к.св}}$ и кабеля НН $a_{\text{к.нв}}$. Удельные потери активной мощности в ККУ на выработку реактивной $\Delta r_{\text{БН}}$ (кВт/квар). Удельное сопротивление материала жилы кабелей ρ (Ом/мм²·км). Допустимые потери напряжения в кабелях НН $\Delta U_{\text{доп}}$ (В), $\Delta U_{\text{доп}^*}$. Топологические коэффициенты КЛСН λ_c и КЛНН λ_n [6]. Полная мощность нагрузки в среднем по всем рабочим КЛНН $S_{\text{к.н}}$ (кВА). Число цепей КЛСН и КЛНН, проложенных в одной трассе соответственно, $n_{\text{к.с.п}}$ и $n_{\text{к.н.п}}$.

Задаваемые экономические данные [7]. Дисконтированная стоимость активной электроэнергии (ЭЭ) $c_{\text{эд}}$ (руб./кВтч).

Удельные дисконтированные затраты по капиталовложениям на элементы СЭСО:

Трансформатор ТП Z_T (руб./кВА). Монтаж однотрансформаторных ТП $Z_{\text{Т.М}(1Т)}$ (руб./шт.).

Монтаж двухтрансформаторных ТП $Z_{\text{Т.М}(2Т)}$ (руб./шт.). Кабель СН $Z_{\text{к.с.п}}$ (руб./км·мм²).

Устройство трассы и прокладка кабелей СН $Z_{\text{к.с.п}}$ [руб./км). Кабель НН $Z_{\text{к.н.п}}$ (руб./км·мм²).

Устройство трассы и прокладка кабелей НН $Z_{\text{к.н.п}}$ (руб./км). Ячейка КРУ с выключателем СН $Z_{\text{КРУ}}$ (руб./шт.). Блок КСО коммутационных аппаратов СН ввода в ТП $Z_{\text{КСО}}$ (руб./шт.).

Автоматический выключатель НН $Z_{\text{В.Н}}$ (руб./кВА). ККУ НН $Z_{\text{ККУ}}$ (руб./квар).

В приведенных далее примерах расчета дисконтированных затрат модели СЭСО использованы следующие данные: $P_H = 10$ МВт; $\cos\varphi_H = 0,78$; $\operatorname{tg}\varphi_H = 0,8$; $\cos\varphi_{\text{Нор}} = 0,94$; $\operatorname{tg}\varphi_{\text{Нор}} = 0,35$; $K_{3,Г} = 0,8$; $T_T = 6300$ ч; $T_{\text{НБ}} = 5040$ ч; $\tau = 4368$ ч; $F_0 = 0,25$; 1;

4 км²; $U_{\text{ном.с}} = 10$ кВ; $U_{\text{ном.н}} = 0,4$ кВ. Трансформаторы: ТМ-10/0,4кВ; $K_{3.т} = 0,7$; $K_{3.т.п/а} = 1,3$; $P_{\text{хх}} = 0,0014$ кВт/кВА; $P_{\text{кз}} = 0,008$ кВт/кВА. КЛСН: АСБ-10; $\rho = 31,7$ Ом/мм²·км; $\lambda_{\text{с}} = 1,0$; $j_{\text{ЭК}} = 1,2$ А/мм²; $a_{\text{к.св}} = 0,005$ мм²/А²; траншея; $n_{\text{к.с.п}} = 2$. КЛНН: АПВББШпг – 0,4; $\lambda_{\text{н}} = 0,7$; $a_{\text{к.нв}} = 0,002$ мм²/А²; $\Delta U_{\text{доп}} = 19$ В, $\Delta U_{\text{доп}^*} = 0,05$; лоток; $n_{\text{к.н.п}} = 3$. ККУ: $\Delta p_{\text{БН}} = 0,003$ кВт/квар.

В табл. 1 приведены удельные дисконтированные затраты на элементы СЭСО (стоимость 2017 г.), полученные при аппроксимации линейными функциями табличных данных с большой достоверностью [7].

Дисконтированная стоимость активной ЭЭ при стоимости ЭЭ $\beta = 4,1$ руб./кВтч и дисконтирующем множителе $D_{\text{д}} = 6,145$ [2]:

$$c_{\text{Э.д}} = \beta D_{\text{д}} = 25 \text{ руб./кВтч.} \quad (3)$$

Суммарные дисконтированные затраты на ТП $Z_{\text{ТП}}$ определяются затратами на трансформаторы $Z_{\text{Т}}$, на потери активной ЭЭ в трансформаторах $Z_{\text{ТДЭ}}$, на монтаж и обслуживание ТП $Z_{\text{ТП.м}}$, на блоки на вводах СН в ТП $Z_{\text{КСО}}$, на коммутационные аппараты присоединения трансформаторов к шинам НН ТП $Z_{\text{Т.в.н}}$:

$$Z_{\text{ТП}} = Z_{\text{Т}} + Z_{\text{ТДЭ}} + Z_{\text{ТП.м}} + Z_{\text{КСО}} + Z_{\text{Т.в.н}}. \quad (4)$$

Затраты на трансформаторы:

$$Z_{\text{Т}} = z_{\text{Т}} S_{\text{Т}\Sigma} = z_{\text{Т}} \frac{P_{\text{н}}}{\cos \varphi_{\text{нор}} K_{3.т}}, \quad (5)$$

где $S_{\text{Т}\Sigma}$ — суммарная нормируемая нагрузка всех трансформаторов ТП при установке ККУНН при нормируемом коэффициенте реактивной мощности $\cos \varphi_{\text{нор}}$:

$$S_{\text{Т}\Sigma} = \frac{P_{\text{н}}}{\cos \varphi_{\text{нор}} K_{3.т}}. \quad (6)$$

Потери холостого хода $\Delta P_{\text{хх}}$ и короткого замыкания $\Delta P_{\text{кз}}$ активной мощности в трансформаторе аппроксимированы линейной функцией:

$$\Delta P_{\text{хх}} = p_{\text{хх}} S_{\text{Т}}; \quad (7)$$

$$\Delta P_{\text{кз}} = p_{\text{кз}} S_{\text{Т}}, \quad (8)$$

где $p_{\text{хх}}$ и $p_{\text{кз}}$ — коэффициенты потерь активной мощности $\Delta P_{\text{хх}}$ и $\Delta P_{\text{кз}}$ в трансформаторе.

Суммарные условно постоянные и переменные потери активной мощности во всех трансформаторах:

$$\Delta P_{\text{пос.т}\Sigma} = \Delta P_{\text{хх}} N_{\text{Т}} = p_{\text{хх}} \frac{P_{\text{н}}}{\cos \varphi_{\text{нор}} K_{3.т}}; \quad (9)$$

$$\Delta P_{\text{пер.т}\Sigma} = N_{\text{Т}} \Delta P_{\text{кз}} K_{3.т}^2 = p_{\text{кз}} K_{3.т} \frac{P_{\text{н}}}{\cos \varphi_{\text{нор}}}. \quad (10)$$

Число трансформаторов

$$N_{\text{Т}} = \frac{P_{\text{н}}}{\cos \varphi_{\text{нор}} K_{3.т} S_{\text{Т}}}. \quad (11)$$

Суммарные условно постоянные и переменные потери активной ЭЭ за год:

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{пос.т}} = \Delta P_{\text{пос.т}\Sigma} T_{\text{Г}} = p_{\text{хх}} \frac{P_{\text{н}}}{\cos \varphi_{\text{нор}} K_{3.т}} T_{\text{Г}}; \quad (12)$$

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{пер.т}} = \Delta P_{\text{пер.т}\Sigma} \tau = p_{\text{кз}} K_{3.т} \frac{P_{\text{н}}}{\cos \varphi_{\text{нор}}} \tau. \quad (13)$$

Таблица 1

Элемент	Марка	Удельные затраты
Трансформатор ТП	ТМ -10/0,4	$z_{\text{Т}} = 883$ руб./кВА
Монтаж ТП	однотрансформаторные	$z_{\text{Т.м}(1\text{Т})} = 340$ т.руб./шт.
	двухтрансформаторные	$z_{\text{Т.м}(2\text{Т})} = 748$ т.руб./шт.
Кабель СН	АСБ-10	$z_{\text{к.сф}} = 5,76$ т.руб./кмм ²
Устройство трассы и прокладка КЛСН	—	$z_{\text{к.с.п}} = 625$ т.руб./км
Кабель НН	АПВББШпг	$z_{\text{к.нф}} = 4,19$ т.руб./кмм ²
Устройство трассы и прокладка КЛНН	—	$z_{\text{к.н.п}} = 405$ т.руб./км
Ячейка КРУ с выключателем СН	ВБСК2-10	$z_{\text{КРУ}} = 588,3$ т.руб./шт.
Блок коммутационных аппаратов СН ввода в ТП	ВНРП	$z_{\text{КСО}} = 48,6$ т.руб./шт.
	2 РС + ВНРП	$z_{\text{КСО}} = 77,9$ т.руб./шт.
Автоматический выключатель НН (без АВР)	—	$z_{\text{В.н}} = 172$ руб./кВА
Комплектная конденсаторная установка ККУ НН	КРМ-0,4	$z_{\text{КQ}} = 610$ руб./квар

Затраты на потери активной ЭЭ в трансформаторах:

$$Z_{Т\Delta Э} = \frac{P_H}{\cos \varphi_{\text{нор}} K_{3.T}} Z_T + p_{\text{хх}} T_{Г} c_{\text{эд}} + p_{\text{кз}} K_{3.T}^2 \tau c_{\text{эд}}. \quad (14)$$

Затраты на монтаж и обслуживание ТП:

$$Z_{\text{ТП.М}} = z_{\text{ТП.М}} N_{\text{ТП}} \frac{P_H}{\cos \varphi_{\text{нор}} K_{3.T} S_T n_{\text{ТП}}}. \quad (15)$$

Число ТП

$$N_{\text{ТП}} = N_T / n_{\text{ТП}} = \frac{P_H}{\cos \varphi_{\text{нор}} K_{3.T} S_T n_{\text{ТП}}}. \quad (16)$$

Расчетным током аппаратов присоединения трансформатора к КЛСН и к шинам НН является ток послеаварийного режима трансформатора при резервировании или ток нормального режима трансформатора без резервирования.

Затраты на блоки коммутационных аппаратов (КСО) на вводах СН в ТП:

$$Z_{\text{КСО}} = z_{\text{КСО}} N_T = z_{\text{КСО}} \frac{P_H}{\cos \varphi_{\text{нор}} K_{3.T} S_T}. \quad (17)$$

При радиальной схеме КЛСН ($N_{\text{Т.Л}} = 0$) $Z_{\text{КСО}} = 0$.

Затраты на блоки коммутационных аппаратов НН на присоединениях трансформаторов к шинам НН в ТП:

$$Z_{\text{Т.В.Н}} = z_{\text{В.Н}} \frac{K_{3.T.П/а} P_H}{\cos \varphi_{\text{нор}} K_{3.T}}. \quad (18)$$

На рис. 1 приведены графики $Z_{\text{ТП}}$; Z_T ; $Z_{\text{Т}\Delta Э}$; $Z_{\text{ТП.М}}$; $Z_{\text{КСО}}$; $Z_{\text{Т.В.Н}}$ для однотрансформаторных ТП; Z_T ; $Z_{\text{Т}\Delta Э}$; $Z_{\text{Т.В.Н}}$ не зависят от S_T ; $Z_{\text{ТП.М}}$, $Z_{\text{КСО}}$ обратно пропорциональны S_T . Суммарные затраты на ТП $Z_{\text{ТП}}$ обратно пропорциональны S_T .

Суммарные дисконтированные затраты на работу КЛСН от ИП до ТП $Z_{\text{КЛСН}}$ определяются затратами на кабели $Z_{\text{К.С.Ф}}$, их прокладку $Z_{\text{К.С.П}}$, на потери активной ЭЭ $Z_{\text{К.С.}\Delta Э}$, на ячейки КРУ на ИП с линейными выключателями присоединения КЛСН $Z_{\text{КРУ}}$:

$$Z_{\text{КЛСН}} = Z_{\text{К.С.Ф}} + Z_{\text{К.С.}\Delta Э} + Z_{\text{К.С.П}} + Z_{\text{КРУ}}. \quad (19)$$

Затраты на все рабочие кабели СН:

$$Z_{\text{К.С.Ф}} = z_{\text{К.С.Ф}} F_{\text{К.С}} L_{\text{К.С}\Sigma} = N_T z_{\text{К.С.Ф}} F_{\text{К.С}} L_{\text{К.С}}, \quad (20)$$

где $L_{\text{К.С}\Sigma}$ — суммарная длина КЛСН; $L_{\text{К.С}}$ — средняя длина участков КЛСН (между присоединениями трансформаторов) [3]:

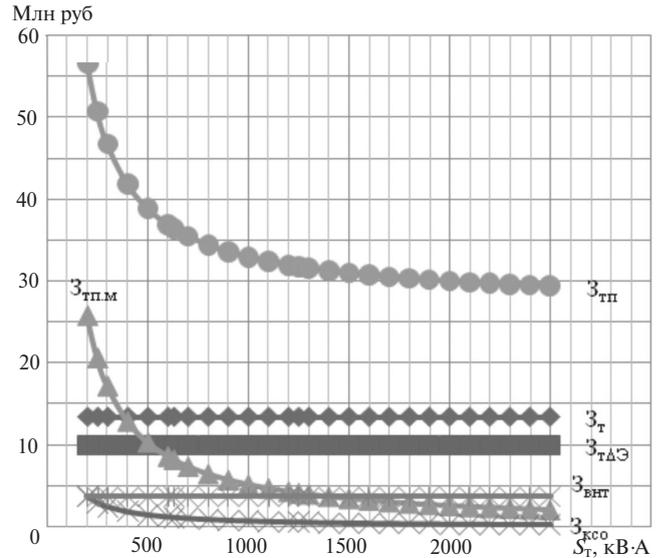


Рис. 1. Дисконтированные затраты на однотрансформаторные ТП

$$L_{\text{К.С}} = \frac{\lambda_c}{\sqrt{N_{\text{Т.Л}}}} \sqrt{F_O}. \quad (21)$$

Выбор сечения жил кабелей $F_{\text{К.С}}$ на СН определяют следующие факторы: экономические $F_{\text{ЭК}}$; нагрев от длительного выделения теплоты при токах нормального и послеаварийного режима $F_{\text{К.С.Н}}$; нагрев от кратковременного выделения теплоты при токах КЗ $F_{\text{К.З}}$; потери напряжения от проходящего тока в нормальном и послеаварийных режимах $F_{\Delta U}$. Из полученных значений сечений выбирают большее.

Отметим, что кабели напряжением 10 кВ длиной менее 1 км по потерям напряжения не проверяются. Проверка сечений жил кабелей 10 кВ по термической стойкости токам КЗ может не проводиться при $I_{\text{КЗ}} < 12$ кА, так как при этом $F_{\text{КЗ}}$ меньше сечений жил кабелей СН, выбранных по другим условиям при токе нормального режима $I_{\text{нор}} > 40$ А. Следовательно, при $I_{\text{КЗ}} < 12$ кА и $F_O < 1$ км² определяющими факторами при выборе сечения жил кабелей СН являются нагрев в длительном режиме и экономика.

Экономически целесообразное сечение жил кабелей СН определяют по току нагрузки головного участка линии нормального режима $I_{\text{К.С}}$ и экономической плотности тока $j_{\text{ЭК}}$ [4, 1]:

$$F_{\text{К.С.ЭК}} = I_{\text{К.С}} j_{\text{ЭК}}; \quad (22)$$

$$I_{\text{К.С}} = I_{\text{Т.С}} N_{\text{Т.Л}} = N_{\text{Т.Л}}, \quad (23)$$

где $I_{\text{Т.С}}$ — ток нагрузки трансформатора на СН.

Сечение жил кабелей СН по условиям нагрева при усредненных условиях прокладки (воздух–земля) в послеаварийном режиме от тока нагрузки нормального режима могут быть аппроксимирова-

ны квадратичной функцией с допустимой степенью достоверности [4]:

$$F_{к.с.в} = a_{к.с.в} I_{к.с.}^2 \quad (24)$$

Затраты на все рабочие кабели СН при выборе сечения жил кабелей по экономической плотности тока $F_{к.с.э.к}$ с учетом $I_{к.с.}/j_{э.к}$ (22) и (21):

$$Z_{к.с.ФЭк} = z_{к.с.Ф} \frac{P_H}{\cos \varphi_{\text{нор}}} \lambda_c \sqrt{F_O} \frac{1}{\sqrt{3} U_{\text{ном.с}}} \frac{1}{j_{э.к}} \sqrt{N_{\text{т.л}}} \quad (25)$$

Затраты на все рабочие кабели СН при выборе сечения жил кабелей по нагреву $F_{к.с.в}$ с учетом (24) и (21):

$$Z_{к.с.Фв} = z_{к.с.Ф} a_{к.с.в} \frac{P_H}{\cos \varphi_{\text{нор}}} \lambda_c \sqrt{F_O} \left(\frac{1}{\sqrt{3} U_{\text{ном.с}}} \right)^2 \times K_{з.т} S_T N_{\text{т.л}}^{1,5} \quad (26)$$

Суммарные затраты на потери активной ЭЭ в кабелях СН:

$$Z_{к.с.ΔЭ} = c_{э.д} ΔЭ_{к.с} = c_{э.д} τ ΔP_{к.с}, \quad (27)$$

где $ΔЭ_{к.с}$ — годовые потери активной ЭЭ в кабелях СН; $ΔP_{к.с}$ — максимальные суммарные потери активной мощности в $N_{к.с}$. КЛСН с одинаковым числом трансформаторов на КЛСН $N_{\text{т.л}}$, током нагрузки трансформатора на СН I_T , коэффициентом загрузки трансформаторов $K_{з.т}$, сечением $F_{к.с}$ и удельным сопротивлением ρ жил участков кабельных линий между трансформаторами [4]:

число КЛСН:

$$N_{к.с} = N_T / N_{\text{т.л}}; \quad (28)$$

$$\Delta P_{к.с} = \frac{N_T}{N_{\text{т.л}}} \frac{3 I_T^2 \rho N_{\text{т.л}} (N_{\text{т.л}} + 1) (2 N_{\text{т.л}} + 1)}{6 F_{к.с}} L_{к.с.} \quad (29)$$

Затраты на возмещение потерь активной ЭЭ в рабочих кабелях СН при выборе сечения по экономической плотности тока с учетом $I_{к.с.}/j_{э.к}$, (21), (22) (29):

$$Z_{к.с.ΔЭэ} = c_{э.д} \tau \rho \lambda_c \sqrt{F_O} \frac{P_H}{\cos \varphi_{\text{нор}}} \frac{1}{\sqrt{3} U_{\text{ном}}} \times j_{э.к} \frac{(N_{\text{т.л}} + 1) (2 N_{\text{т.л}} + 1)}{2 N_{\text{т.л}}^{1,5}} \quad (30)$$

Затраты на возмещение потерь активной ЭЭ в рабочих кабелях напряжением 10 кВ при выборе сечения по нагреву с учетом (24), (21), (29):

$$Z_{к.с.ΔЭв} = c_{э.д} \tau \rho \lambda_c \sqrt{F_O} \frac{P_H}{\cos \varphi_{\text{нор}}} \frac{1}{K_{з.т} S_T a_{к.с.в}} \times \frac{(N_{\text{т.л}} + 1) (2 N_{\text{т.л}} + 1)}{2 N_{\text{т.л}}^{2,5}} \quad (31)$$

Затраты на прокладку КЛСН:

$$Z_{к.с.п} = z_{к.с.п} L_{к.с.п} \quad (32)$$

Суммарная длина трасс при прокладке $n_{к.с.п}$ цепей КЛСН в одной трассе:

$$L_{к.с.п} = \frac{L_{к.с} N_T}{n_{к.с.п}} \quad (33)$$

С учетом (21), (33):

$$Z_{к.с.п} = z_{к.с.п} \frac{P_H}{K_{з.т} S_T \cos \varphi_{\text{нор}}} \frac{\lambda_c}{n_{к.с.п} \sqrt{N_{\text{т.л}}}} \sqrt{F_O} \quad (34)$$

Затраты на ячейки КРУ с линейными выключателями СН, устанавливаемыми на ИП для присоединения КЛСН:

$$Z_{\text{КРУ}} = z_{\text{КРУ}} N_{\text{в.ип}} = z_{\text{КРУ}} \frac{N_T}{N_{\text{т.л}}} = z_{\text{КРУ}} \frac{P_H}{\cos \varphi_{\text{нор}}} \frac{1}{K_{з.т} N_{\text{т.л}} S_T}, \quad (35)$$

где $z_{\text{КРУ}}$ — дисконтированные затраты на ячейку КРУ с выключателем СН, руб./шт.; $N_{\text{в.ип}} = N_{к.с}$ (28) — число ячеек КРУ с выключателями на КЛСН, отходящих от ИП.

На рис. 2 приведены зависимости суммарных затрат на КЛСН $Z_{\text{КЛСН}} = f(S_T; N_{\text{т.л}})$ (19), которые

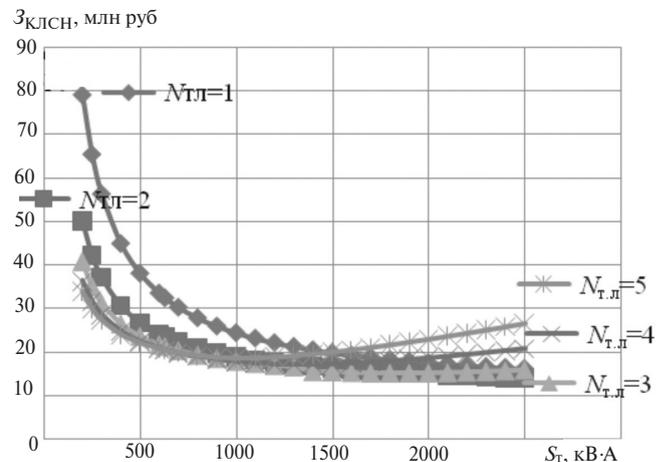


Рис. 2. Суммарные дисконтированные затраты на КЛСН при $F_O = 1 \text{ км}^2$

имеют минимум при определенных сочетаниях аргументов.

Суммарные дисконтированные затраты на рабочие КЛНН от ТП до РУНН потребителей $Z_{КЛНН}$ определяются затратами на кабели $Z_{к.нF}$, их прокладку $Z_{к.н.п}$, на потери активной ЭЭ $Z_{к.н\Delta\Theta}$ и на линейные выключатели НН $Z_{л.в.н}$:

$$Z_{КЛНН} = Z_{к.н} + Z_{к.н.п} + Z_{л.в.н} + Z_{к.нF} + Z_{к.н\Delta\Theta} + Z_{к.н.п} + Z_{л.в.н}; \quad (36)$$

$$Z_{к.н} = Z_{к.нF} + Z_{к.н\Delta\Theta}. \quad (37)$$

Затраты на все рабочие кабели НН:

$$Z_{к.нF} = z_{к.нF} F_{к.н} L_{к.н\Sigma}, \quad (38)$$

где суммарная длина КЛНН

$$L_{к.н\Sigma} = N_{к.н} L_{к.н}; \quad (39)$$

число КЛНН

$$N_{к.н} = \frac{P_{н}}{\cos \varphi_{нор} S_{к.н}}; \quad (40)$$

$L_{к.н}$ — средняя длина КЛНН от ТП до РУНН:

$$L_{к.н} = \lambda_{н} \sqrt{F_{т.п}} = \lambda_{н} \frac{\sqrt{F_{о}}}{\sqrt{N_{т.п}}}, \quad (41)$$

где $S_{к.н}$ — мощность нагрузки КЛНН; $F_{т.п}$ — площадь территории объекта, обслуживаемая КЛНН от каждой ТП.

Выбор сечения жил $F_{к.н}$ кабелей на НН определяют следующие факторы: экономические $F_{к.н.эк}$; нагрев от длительного выделения теплоты при токах нормального и послеаварийного режима $F_{к.нw}$; допустимые потери напряжения в нормальном и послеаварийных режимах $F_{к.н\Delta U}$. Из определенных по указанным критериям сечений кабелей выбирают большее для данного варианта сети электроснабжения.

Экономически целесообразное сечение жилы кабеля НН, при котором затраты $Z_{к.н}(F_{к.н})$ имеют минимальное значение:

$$F_{к.н.эк} = I_{к.н} \frac{\sqrt{3\tau\rho c_{\text{э.д}}}}{\sqrt{3_{к.нF}}}. \quad (42)$$

Затраты на все рабочие кабели НН при $F_{к.н.эк}$ с учетом (16), (39), (42):

$$F_{к.нF\text{эк}} = \frac{\lambda_{н}}{\cos \varphi_{н} U_{ном.н}} \times \sqrt{3_{к.нF} c_{\text{э.д}} \tau \rho P_{н} F_{о} \cos \varphi_{нор} K_{з.т} S_{т} n_{т.п}}. \quad (43)$$

Сечение жилы кабеля при выборе по условиям нагрева:

$$F_{к.нw} = a_{к.нw} I_{к.н}^2. \quad (44)$$

Затраты на все рабочие кабели НН при $F_{к.нw}$ с учетом (16), (39), (44):

$$Z_{к.нFw} = z_{к.нF} a_{к.нw} \lambda_{н} S_{к.н} \times \frac{\sqrt{P_{н} F_{о} \cos \varphi_{нор} K_{з.т} S_{т} n_{т.п}}}{3 \cos \varphi_{н} U_{ном.н}^2}. \quad (45)$$

Сечение жилы кабеля при выборе по допустимым потерям напряжения:

$$F_{к.н\Delta U} = \frac{S_{к.н} L_{к.н} \rho}{\Delta U_{доп} U_{ном.н}}. \quad (46)$$

Затраты на все рабочие кабели НН при выборе сечения по допустимым потерям напряжения $F_{к.н\Delta U}$ с учетом (39), (40), (46):

$$Z_{к.нF\Delta U} = z_{к.нF} L_{к.н}^2 \rho \frac{P_{н}}{\cos \varphi_{н} \Delta U_{доп} U_{ном.н}} = z_{к.нF} \lambda_{н}^2 F_{о} n_{т.п} \rho \frac{P_{н}}{\cos \varphi_{н} \Delta U_{доп} U_{ном.н}}. \quad (47)$$

Затраты на возмещение потерь активной ЭЭ в КЛНН:

$$Z_{к.н\Delta\Theta} = c_{\text{э.д}} \Delta\Theta_{к.н} = c_{\text{э.д}} \tau \Delta P_{к.н}, \quad (48)$$

где $\Delta\Theta_{к.н}$ и $\Delta P_{к.н}$ — суммарные потери активной ЭЭ и мощности в кабелях НН.

Затраты на возмещение потерь активной ЭЭ в КЛНН при выборе сечения жилы по условию минимума дисконтированных затрат (42), (48):

$$Z_{к.н\Delta\Theta\text{эк}} = \frac{\lambda_{н}}{\cos \varphi_{н} U_{ном.н}} \times \sqrt{3_{к.нF} c_{\text{э.д}} \tau \rho P_{н} F_{о} \cos \varphi_{нор} K_{з.т} S_{т} n_{т.п}}; \quad (49)$$

по допустимым потерям напряжения с учетом (46):

$$F_{к.н\Delta\Theta\Delta U} = c_{\text{э.д}} \tau \frac{P_{н} \Delta U_{доп*}}{\cos \varphi_{н}}; \quad (50)$$

по нагреву с учетом (44), (48):

$$Z_{к.н\Delta\Theta w} = 3 c_{\text{э.д}} \tau \rho \lambda_{н} \frac{\sqrt{P_{н} F_{о} \cos \varphi_{нор} K_{з.т} S_{т} n_{т.п}}}{a_{к.нw} \cos \varphi_{н} S_{к.н}}. \quad (51)$$

На рис. 3 приведены графики суммарных затрат на кабели НН и потери ЭЭ при выборе сечений

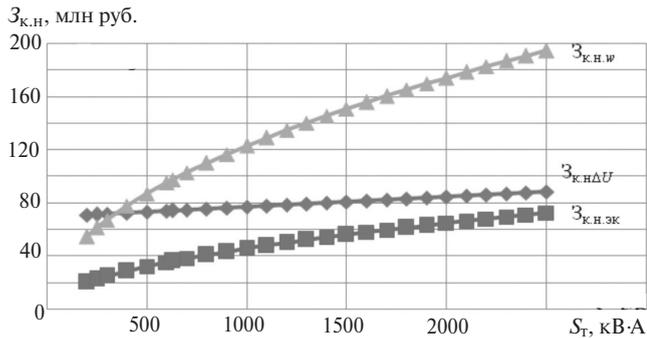


Рис. 3. Суммарные дисконтированные затраты на кабели НН и потери ЭЭ при $F_O = 1 \text{ км}^2$

$F_{к.н.эк}$, $F_{к.н.ΔU}$, $F_{к.н.нв}$ для варианта с однострансформаторными ТП. Очевидно, что $3_{к.н.эк} < 3_{к.н.ΔU} < 3_{к.н.нв}$.

Затраты на прокладку рабочих КЛНН:

$$3_{к.н.п} = 3_{к.н.п} L_{к.н.п} \Sigma. \quad (52)$$

Суммарная длина трасс при прокладке $n_{к.н.п}$ цепей КЛНН в одной трассе:

$$L_{к.н.п} \Sigma = \frac{L_{к.н.п} \Sigma}{n_{к.н.п}}. \quad (53)$$

Затраты на прокладку рабочих КЛНН с учетом (16), (39), (53):

$$3_{к.н.п} = 3_{к.н.п} P_H \lambda_n \sqrt{F_O} \frac{\sqrt{\cos \varphi_{нор} K_{з.т} S_T n_{ТП}}}{n_{к.н.п} \cos \varphi_n S_{к.н.}}. \quad (54)$$

Затраты на линейные выключатели НН для присоединения рабочих КЛНН к шинам ТП:

$$3_{л.в.н} = 3_{в.н} \frac{P_H}{\cos \varphi_n}. \quad (55)$$

На рис. 4 приведены графики зависимостей $3_{к.л.н.н}$ суммарных дисконтированных затрат на КЛНН $3_{к.л.н.н}$ при выборе сечений $F_{к.н.эк}$ при $F_O = 1 \text{ км}^2$ для вариантов с одно- и двухтрансформаторными ТП. Очевидно, что $3_{к.л.н.н}(2Т) >$

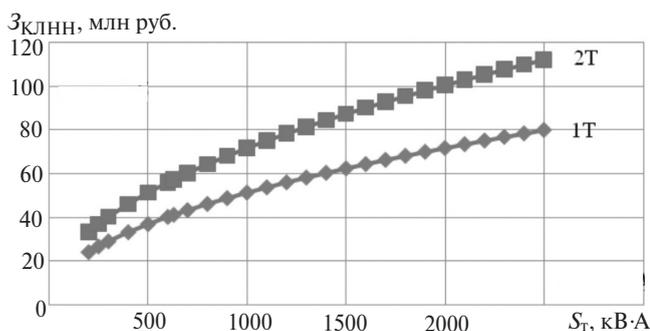


Рис. 4. Суммарные дисконтированные затраты на КЛНН при выборе сечений $F_{к.н.эк}$ при $F_O = 1 \text{ км}^2$

$> 3_{к.л.н.н}(1Т)$ вследствие большей длины КЛНН при использовании двухтрансформаторных ТП (39),

Суммарные дисконтированные затраты на ККУ НН определяются затратами по капиталовложениям на ККУ $3_{к.к.}$ и на возмещение затрат на потери активной ЭЭ в батареях конденсаторов НН $3_{б.н.ΔЭ}$:

$$3_{ККУ} = 3_{к.к.} + 3_{б.н.ΔЭ}. \quad (56)$$

Затраты по капиталовложениям на ККУ:

$$3_{к.к.} = 3_{к.к.} P_H (\text{tg} \varphi_n - \text{tg} \varphi_{нор}). \quad (57)$$

Затраты на возмещение потерь активной ЭЭ в конденсаторах регулируемых ККУ:

$$3_{б.н.ΔЭ} = \Delta p_{б.н.} c_{э.д} P_H (\text{tg} \varphi_n - \text{tg} \varphi_{нор}) T_{нб}, \quad (58)$$

где $\Delta p_{б.н.}$ — удельные потери активной мощности в конденсаторах на выработку реактивной [кВт/квар].

С учетом (57), (58):

$$3_{ККУ} = P_H (\text{tg} \varphi_n - \text{tg} \varphi_{нор}) (3_{к.к.} + \Delta p_{б.н.} T_{нб} c_{э.д}). \quad (59)$$

При указанных ранее технических и экономических данных: $3_{ККУ} = 2,7 + 1,7 = 4,4$ млн руб.

Суммарные дисконтированные затраты $3_{раб}$ рассчитываются как сумма затрат на рабочие элементы СЭСО с учетом (5), (14), (15), (17), (18), (25), (26), (30), (31), (34), (35), (43), (49), (54), (55), (59).

В результате расчета получены зависимости $3_{раб} = f(S_T; N_{Т.л})$ при $F_O = 1 \text{ км}^2$, при условии выбора сечений жил кабелей НН по минимуму затрат — $F_{к.н.эк}$, графики которых показаны на рис. 5. Очевидно, что эти функции имеют вогнутый вид и минимум при $S_{Т.опт}$. Минимальные затраты при двухтрансформаторных ТП $3_{раб.min}(2Т) = 117,4$ млн руб при $S_{Т.опт}(2Т) = 400$ кВ·А и $N_{Т.л} = 5$; при однострансформаторных ТП $3_{раб.min}(1Т)$ при $S_{Т.опт}(1Т) = 500$ кВ·А и $N_{Т.л} = 5$. Отметим, что эти функции имеют расширенный минимум $3_{раб} \leq 1,05 3_{раб.min}$ при нечетких значениях: $S_{Т}(2Т) 300 \div 630$ кВ·А; $S_{Т}(2Т) \neq 300 \div 1000$ кВ·А.

Влияние числа присоединений трансформаторов к КЛСН с $S_{Т.опт} = f(N_{Т.л})$ можно оценить по разности $\Delta 3_{раб}$ минимальных затрат $3_{раб} = f(N_{Т.л})$ и минимальных затрат $3_{раб.min} = 102$ млн руб:

$$\Delta 3_{раб} = (3_{раб} - 3_{раб.min}) 100 / 3_{раб.min}, \%. \quad (60)$$

$N_{Т.л}$	1	2	3	4	5
$\Delta 3_{раб}(1Т), \%$	9,45	3,13	0,92	0,17	0,00
$\Delta 3_{раб}(2Т), \%$	10,68	3,96	1,30	0,34	0,00

Следовательно, при магистральной схеме ($N_{Т.л} = 2 \div 5$) разность затрат меньше 4% при $S_{Т.опт}$ и значительно возрастает при радиальной схеме ($N_{Т.л} = 1$).

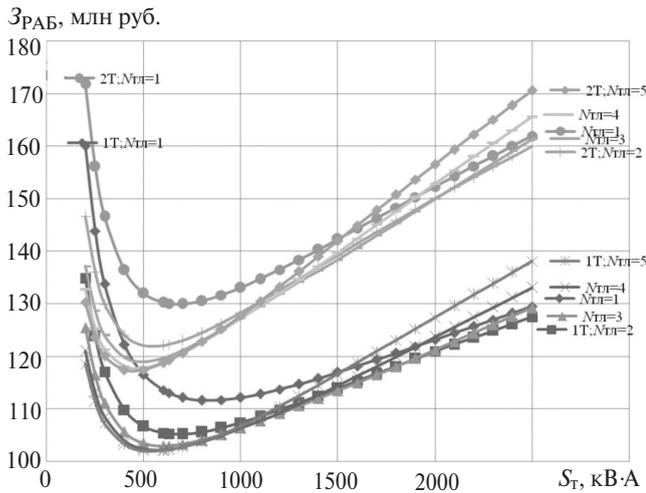


Рис. 5. Суммарные дисконтированные затраты на рабочие элементы СЭСО при одно- и двухтрансформаторных ТП при $F_0=1 \text{ км}^2$

На рис. 6 приведены графики дисконтированных затрат ТП, КЛНН при $F_{к.н.эк}$, КЛСН, ККУНН при однотрансформаторных ТП при $F_0=1 \text{ км}^2$, $N_{Т.Л}=3$, из которых видно, что $Z_{КЛНН}$ увеличиваются при увеличении S_T ; $Z_{ТП}$ и $Z_{КЛСН}$ уменьшаются при увеличении S_T ; $Z_{ККУНН}$ не зависят от S_T , а также $Z_{КЛНН} > Z_{ТП}$ при $S_T > 600 \text{ кВ·А}$. Следовательно, основное «противоречие» наблюдается между элементами на СН (ТП и КЛСН) и элементами на НН (КЛНН).

На рис. 7 приведены графики суммарных дисконтированных затрат на рабочие элементы СЭСО $Z_{раб} = f(S_T)$ для однотрансформаторных ТП, $N_{Т.Л}=3$ и при $F_0=0,25; 1; 2 \text{ км}^2$, из которых видно, что затраты увеличиваются при увеличении площади объекта; график функции становится более пологим при уменьшении F_0 , в основном вследствие уменьшения влияния затрат на кабельные линии. Минимальные затраты имеют место при $S_{Т.опт}(0,25 \text{ км}^2)=1000 \text{ кВ·А}$; $S_{Т.опт}(1 \text{ км}^2)=630 \text{ кВ·А}$; $S_{Т.опт}(4 \text{ км}^2)=400 \text{ кВ·А}$.

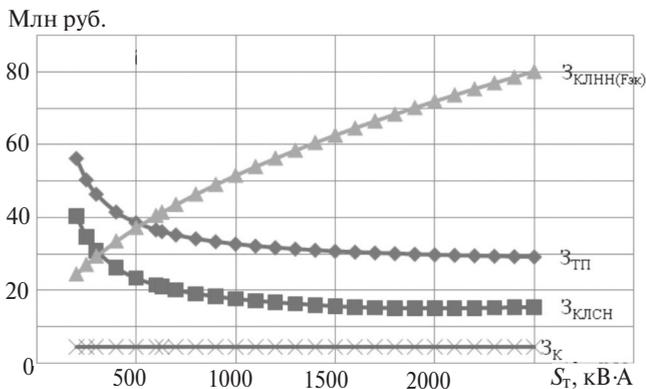


Рис. 6. Суммарные дисконтированные затраты ТП, КЛНН ($F_{к.н.эк}$), КЛСН, ККУНН при однотрансформаторных ТП, $F_0=1 \text{ км}^2$, $N_{Т.Л}=3$

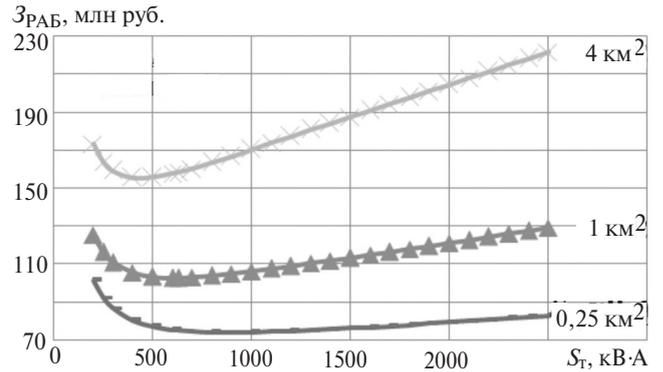


Рис. 7. Суммарные дисконтированные затраты на рабочие элементы СЭСО при однотрансформаторных ТП и $F_{к.н.эк}$; $F_0=0,25; 1; 4 \text{ км}^2$ и $N_{Т.Л}=3$

Затраты на кабельные линии НН $Z_{КНΣ}$ составляют существенную долю в суммарных затратах на СЭСО и увеличиваются они при увеличении мощности трансформатора S_T и зависят от метода выбора сечений жил (рис. 3). Следовательно, суммарные дисконтированные затраты на рабочие элементы СЭСО (рис. 8) зависят от способа выбора сечений жил КЛНН.

Суммарные затраты на рабочие элементы СЭСО при разных способах выбора сечений жил кабелей НН имеют минимум при разных значениях $S_{Т.опт}$:

Способ выбора сечений жил кабелей НН	$Z_{раб.мин}$, млн руб.	$S_{Т.опт}$, кВ·А
по нагреву $F_{к.нв}$	174	300
по допустимым потерям напряжения $F_{к.нΔU}$	120,3	1100
по минимуму суммарных затрат на КНН $F_{к.н.эк}$	116,9	600

Сравнение результатов расчетов по модели и Техпроекту СЭСО. Для подтверждения правильности расчетов при использовании указанных аналитических выражений модели СЭСО необходимо выполнить техпроект и сравнить технические и экономические показатели.

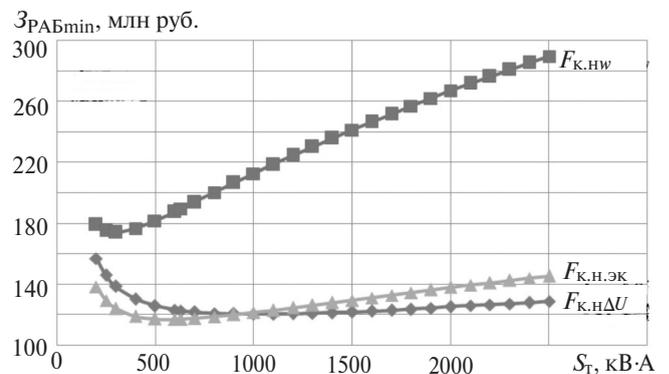


Рис. 8. Минимальные суммарные затраты на рабочие элементы СЭСО при разных способах выбора сечений жил кабелей НН ($P_H=10 \text{ МВт}$, $F_0=1 \text{ км}^2$, однотрансформаторные ТП)

Для выполнения расчетов по предложенной методике использованы технические данные промышленного объекта: $P_H = 7000$ кВт; $F_O = 13000$ м²; $T_T = 4500$ ч; $K_{3,Т} = 0,8$; $\operatorname{tg}\varphi_H = 1,0$. Остальные технические и экономические исходные данные см. ранее. Сечения жил кабелей НН выбирались по условию допустимого нагрева $F_{к.нв}$. В результате расчетов по предложенной методике получены зависимости суммарных затрат $Z_{\text{раб}} = f(S_T; N_{Т.л})$ на рабочие элементы для однострановых ТП. Диапазон минимальных затрат ($Z_{\text{раб.мин}} + 2\%$) имеет место при $S_T = 700 \div 1500$ кВА и $N_{Т.л} = 3; 4; 5$. Для выполнения техпроекта выбран вариант модели с параметрами: $S_{Т.ном} = 1000$ кВА; $N_{Т.л} = 3$; $Z_{\text{раб.мин}} = 51,8$ млн руб.

Техпроект объекта выполнен на основе реального генплана расположения подразделений предприятия и их расчетных нагрузок. При выполнении предпроектных расчетов используются расчетные значения чисел трансформаторов, КЛСН, КЛНН, КРУ, РУНН, а при выполнении техпроекта – основанные на генплане, стандартные и округленные до целого числа: число КЛНН и РУНН в техпроекте больше расчетного по модели (табл. 2). Суммарная длина КЛНН в техпроекте меньше расчетной по модели, так как площадь обслуживания на низком напряжении ТП в техпроекте меньше, чем по модели, вследствие большего числа ТП в техпроекте.

Таблица 2

Параметр	Значение параметра	
	по модели	по техпроекту
N_T	10,6	12,0
$K_{3,Т}$	0,7	0,6÷0,8
$N_{к.с}$	3,5	4,0
$L_{к.с\Sigma}$, км	0,7	0,79
$F_{к.с}$, мм ²	114,6	95,0
$N_{к.н}$	101,1	107,0
$L_{к.н\Sigma}$, км	2,5	2,4
$F_{к.нв}$, мм ²	45,6	35÷50

В табл. 3 приведены составляющие затрат и суммарные затраты на элементы СЭСО для модели и техпроекта и их разность.

Из данных табл. 3 следует, что суммарные затраты на ККУ, КЛНН модели меньше, чем в техпроекте; затраты на ТП, линейные КРУ ИП, ввод в ТП, КЛ СН, линейные выключатели НН модели больше, чем в техпроекте. В результате суммарные затраты $Z_{\text{раб}}$ на все элементы СЭСО в техпроекте больше, чем при использовании аналитических выражений модели на $\Delta Z_{\text{раб}} = 0,95$ млн руб. (2,5%). Следовательно, вариант модели с параметрами

$S_{Т.ном} = 1000$ кВА, $N_{Т.л} = 3$ может быть использован при выполнении техпроекта СЭСО.

Таблица 3

Элементы СЭСО	Затраты 3 млн руб.		Разность ΔZ , млн руб./%
	Модель	Техпроект	
ТП	17,95	19,47	1,52/8,5
ККУНН	4,14	4,12	-0,02/-0,5
КРУ ИП и КСО ТП	2,60	2,94	0,34/12,9
КЛСН	1,26	1,31	0,05/3,9
КЛНН при $F_{к.нв}$	10,15	9,10	-1,05/-10,3
ЛВНН	1,85	1,96	0,11/5,9
Сумма затрат $Z_{\text{раб}}$	37,95	38,90	0,95/2,5

Аналогичные расчеты проводились при других исходных данных объектов, которые показали, что $\Delta Z_{\text{раб}} = 1 \div 7\%$, что приемлемо.

Следовательно, предложенные аналитические выражения экономико-математических моделей элементов могут быть использованы при выполнении предпроектных расчетов для выбора целесообразного варианта проекта СЭСО.

На кафедре электроэнергетических систем НИУ «МЭИ» создана программа «EES3» расчетов дисконтированных затрат на СЭСО с использованием приведенных выше аналитических моделей, которая позволяет рассчитывать затраты на СЭСО на среднем и низком напряжениях.

Выводы. 1. Основные исходные данные об объекте для выполнения расчетов по предлагаемой методике: показатели годового графика активных нагрузок; коэффициент реактивной мощности в максимум активной нагрузки; площадь территории.

2. По выведенным аналитическим выражениям дисконтированных затрат $Z_{\text{раб}}$ на рабочие элементы и в целом на СЭСО рассчитаны зависимости дисконтированных затрат от мощности трансформаторов внутривидовых ТП и числа их присоединений к кабельной линии СН.

3. Затраты при двухтрансформаторных ТП больше затрат при однострановых ТП. Минимальные затраты $Z_{\text{раб.мин}} = f(N_{Т.л})$ при уменьшении $N_{Т.л}$ увеличиваются.

4. Оптимальная мощность трансформаторов $S_{Т.опт}$ при двухтрансформаторных ТП меньше, чем при однострановых и зависит от способа выбора сечений жил кабелей низкого напряжения.

5. При сравнении экономических и технических результатов расчетов при использовании аналитических выражений модели и выполнении техпроекта различных СЭСО на основе реальных генпланов расположения подразделений и их расчетных на-

грузок выявлено, что разница суммарных затрат для модели и реального техпроекта СЭСО находится в пределах от 1 до 7%, что приемлемо.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Крупович В.И., Ермилов А.А., Иванов В.С., Крупович Ю.В.** Проектирование промышленных электрических сетей. М.: Энергия, 1979.
2. **Конюхова Е.А.** Электроснабжение: Учебник для вузов. М.: Издательский дом МЭИ, 2014.
3. **Приказ** Министерства энергетики Российской Федерации от 23 июня 2015 г. N 380 о порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии.
4. **Правила** устройства электроустановок. ПУЭ. М.: Изд-во «НЦ ЭНАС», 2007.
5. **Козлов В.А.** Электроснабжение городов. Л.: Энергоатомиздат, 1988.

6. **Конюхова Е.А.** Проектирование систем электроснабжения промышленных предприятий (теория и примеры). Изд-во «Кнорус», 2016.

7. **ГОСТ Р 52719-2007.** Трансформаторы силовые. Общие технические условия.

[05.02.2018]

А в т о р: Конюхова Елена Александровна окончила Дальневосточный политехнический институт в 1961 г. В 1999 г. защитила докторскую диссертацию «Регулирование электропотребления промышленного предприятия при взаимосвязанном выборе режима напряжения и компенсации реактивной мощности» в МЭИ – ныне Национальный исследовательский университет «МЭИ» («НИУ «МЭИ»). Профессор кафедры электроэнергетических систем «НИУ «МЭИ».

Elektrichestvo, 2018, No. 9, pp. 12–21

DOI:10.24160/0013-5380-2018-9-4-12-21

The Economical-Mathematical Model of a Facility Power Supply System Operating at Medium and Low Voltage Levels

KONYUKHOVA Yelena A. («National Research University «Moscow Power Engineering Institute», Moscow Russia) – Professor, Dr. Sci. (Eng.)

The article presents the results from elaborating a set of technical-economic models for the working part of a facility power supply system (FPSS) operating at medium and low voltage levels (MV and LV). The developed models make it possible to more rapidly solve the problem of revealing an expedient version with the minimal set of input data and an acceptable abstraction level of the technical-economic parameters of components. As a result of the study, analytical dependences of discounted outlays for the FPSS working components are obtained. Prior to carry out calculations, it is necessary to replace the technical and economic data of FPSS components specified in tabular form by approximate expressions having a limited deviation from the true functions and to determine the technical parameters of components with the minimal scope of input data.

Key words: power supply system, medium voltage, low voltage, input data, modeling, expedient version

REFERENCES

1. **Krupovich V.I., Ermilov A.A., Ivanov V.S., Krupovich Yu.V.** *Proektirovaniye promyshlennykh ehlektricheskikh setej* (Designing of industrial electrical networks). M., Energiya, 1979.
2. **Konyukhova Ye.A.** *Elektrosnabzheniye* (Power supply): Uchebnik dlya vuzov. M., Izdatel'skiy dom MEI, 2014.
3. **Приказ** Министерства энергетики Российской Федерации от 23 июня 2015 г. N 380 о порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии (Order of the Ministry of Energy of the Russian Federation of June 23, 2015 N 380 on the procedure for calculating the values of the ratio of consumption of

active and reactive power for certain energy-receiving devices (groups of energy-receiving devices)).

4. **Правила** устройства электроустановок (Rules for the installation of electrical installations). PUE. M., Publ. «NC ENAS», 2007.

5. **Kozlov V.A.** *Elektrosnabzheniye gorodov* (Electricity supply of cities). L., Energoatomizdat, 1988.

6. **Konyukhova E.A.** *Proektirovaniye sistem elektrosnabzheniya promyshlennykh predpriyatij (teoriya i primery)* (Designing of power supply systems for industrial enterprises (theory and examples)). Izd-vo «Knorus», 2016.

7. **ГОСТ Р 52719-2007.** *Transformatory silovye. Obshchiye tekhnicheskkiye usloviya* (GOST R 52719-2007. Power transformers. General specifications).

[05.02.2018]