

МЕТОДИКА ТЕХНИКО – ЭКОНОМИЧЕСКОГО ОБОСНОВАНИЯ ВЫБОРА СИЛОВОГО РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОГО ТРАНСФОРМАТОРА

Рудченко Ю.А.

к.т.н., доцент кафедры «Электроснабжение» ГГТУ им. П.О. Сухого (Гомель, Беларусь)

Рудченко Г.А.

к.э.н., старший преподаватель кафедры «Маркетинг и отраслевая экономика» ГГТУ им. П.О. Сухого (Гомель, Беларусь)

Бобров Д.В.

студент кафедры «Электроснабжение» ГГТУ им. П.О. Сухого (Гомель, Беларусь)

Козлов В.Д.

студент кафедры «Электроснабжение» ГГТУ им. П.О. Сухого (Гомель, Беларусь)

Аннотация. В статье показан методический подход к выбору силового распределительного трансформатора по критерию минимума сравнительной цены. Приведены примеры расчетов по выбору трансформаторов. Рассмотрено влияние некоторых технико-экономических показателей на результаты выбора.

Abstract. The article shows a methodological approach to the selection of a power distribution transformer based on the criterion of the minimum comparative price. Examples of calculations for the selection of transformers are given. The influence of some technical and economic indicators on the selection results is considered.

Ключевые слова: методика, технико-экономическое обоснование, выбор, силовой распределительный трансформатор, энергоэффективность.

Key words: methodology, feasibility study, selection, power distribution transformer, energy efficiency.

На промышленных предприятиях применяются одно - и двухтрансформаторные цеховые подстанции, что позволяет создавать и рассматривать различные варианты схемы электроснабжения. Число трансформаторов в цеху определяется его нагрузкой и требованиями к надежности электроснабжения. Наиболее простым и дешевым решением является сооружение однотрансформаторных цеховых подстанций. На крупных предприятиях, имеющих складской резерв трансформаторов, их можно применять для питания электроприемников не только III, но и II категории. Однотрансформаторные подстанции могут использоваться и для питания электроприемников I категории, если мощность последних не превышает 15-20% от мощности трансформатора и возможно резервирование подстанции на вторичном напряжении переключателями с автоматическим вводом резерва.

Двухтрансформаторные цеховые подстанции применяются при преобладании электроприемников I и II категорий, бесперебойное электроснабжение которых необходимо по требованиям технологического процесса производства или для устранения опасностей для жизни людей, а также в энергоемких цехах предприятий при большой удельной плотности нагрузки $S_{уд}$ (достигающей $4 \text{ кВ} \cdot \text{А}/\text{м}^2$ и более).

При выборе цеховых трансформаторов для промышленных предприятий обычно приходится сравнивать трансформаторы единичной мощности 630, 1000, 1600 и 2500 кВ·А. Число и мощность трансформаторов зависят от распределения нагрузок по площади цеха, наличия места для расположения цеховых подстанций, характера и режима работы электроприемников.

В проектной практике цеховые трансформаторы часто выбирают без технико-экономических расчетов, пользуясь коэффициентом загрузки трансформаторов и расчетной нагрузкой цеха. Для двухтрансформаторных цеховых подстанций при преобладании нагрузок I категории коэффициент загрузки трансформаторов принимается в пределах 0,65-0,7. Для однотрансформаторных подстанций при наличии взаимного резервирования по переключателям с другими подстанциями на вторичном напряжении мощность трансформаторов выбирается с учетом степени резервирования. Коэффициент загрузки цеховых трансформаторов может быть принят: при преобладании нагрузок II категории — 0,7-0,8, а при нагрузках III категории — 0,9-0,95.

Как правило, технические изделия, обладающие лучшими характеристиками, имеют более высокую стоимость, поэтому на этапе принятия проектных решений часто возникает вопрос выбора оптимального варианта. При технико-экономическом сравнении трансформаторов одинаковой мощности предпочтение отдается изделиям, имеющим не самую низкую цену, а самую низкую, так

называемую, сравнительную цену, учитывающую и значение цены изделия, определяющую первоначальные капиталовложения, и уровень эксплуатационных затрат, выраженных через капитализированные потери холостого хода и потери короткого замыкания при помощи коэффициентов капитализации потерь. Предпочтение отдается варианту, для которого

$$C_{\text{сравн}} = K + K_{\text{хх}} \cdot \Delta P_{\text{хх}} + K_{\text{кз}} \cdot \Delta P_{\text{кз}} = \min \quad (1)$$

где $C_{\text{сравн}}$ – сравнительная цена; K – цена трансформатора; $K_{\text{хх}}$ – коэффициент капитализации потерь холостого хода; $K_{\text{кз}}$ – коэффициент капитализации потерь короткого замыкания.

Суммарные капиталовложения в течение всего срока службы включают помимо затрат на покупку трансформатора и расходов на оплату потерь электроэнергии еще стоимость монтажа и испытаний, расходы на текущий ремонт и техническое обслуживание, а также затраты на утилизацию. Так как при выборе варианта трансформатора сравнение ведется для трансформаторов одинаковой мощности (или близких по мощности трансформаторов), то можно для сравниваемых вариантов принять, без высокой степени погрешности, одинаковыми стоимость монтажа и испытаний, расходы на текущий ремонт и техническое обслуживание, а также затраты на утилизацию, и не учитывать в расчетах данные виды затрат.

Выбор варианта силового трансформатора также можно проводить по минимуму годовых издержек. Первоначальные капиталовложения K на приобретение трансформатора входят компонентом в годовые издержки в виде средних ежегодных отчислений, связанных с погашением банковского кредита на закупку трансформатора и выплату банковского процента (при покупке трансформатора за счет заемных средств) либо годовых амортизационных отчислений (при покупке трансформатора за счет собственных средств предприятия).

$$I_{\text{год}} = K \cdot R + C_{\text{год}} = \min \quad (2)$$

где R – доля ежегодных отчислений на погашение кредита; $C_{\text{год}}$ – годовые затраты на оплату электроэнергии связанную с потерями в трансформаторе.

Доля ежегодных отчислений, связанных с погашением банковского кредита (часть суммы кредита, которую необходимо ежегодно выплачивать банку) определяется по формуле (для случая аннуитетных платежей):

$$R = \frac{p \cdot (1 + p)^n}{(1 + p)^n - 1}, \quad (3)$$

где p – годовая процентная ставка (о.е.); n – число лет на которое разделен кредит, обычно принимают равным сроку службы трансформатора.

Для промышленных и приравненных к ним потребителей с присоединенной мощностью 750 кВА и выше годовые издержки на оплату электроэнергии определяются по формуле

$$C_{\text{год}} = 12 \cdot a \cdot P + b \cdot W_{\Gamma}, \quad (4)$$

где a – основная плата за мощность (на 1 месяц); b – дополнительная плата за потребленную электроэнергию; P – мощность резервируемая энергосистемой для потребителя; W_{Γ} – годовое потребление электроэнергии.

Для определения годовых издержек на оплату электроэнергии, связанной с потерями мощности в трансформаторе нужно в качестве значения P взять максимальное значение приведенных потерь мощности в трансформаторе за наиболее загруженную смену, а в качестве значения W_{Γ} годовое потребление энергии на приведенные потери мощности в трансформаторе.

Годовые затраты на оплату электроэнергии связанной с потерями холостого хода в трансформаторе и приходящиеся на единицу мощности будут равны

$$C_{\text{хх.уд}} = \frac{12 \cdot a \cdot \Delta P_{\text{хх}} + b \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot 8760}{\Delta P_{\text{хх}}} = 12 \cdot a + b \cdot 8760 \quad (5)$$

Годовые затраты на оплату электроэнергии, связанные с потерями короткого замыкания в трансформаторе и приходящиеся на единицу мощности

$$C_{\text{кз.уд}} = \frac{12 \cdot a \cdot \Delta P_{\text{кз}} \cdot K_{3.\text{МАКС}}^2 + b \cdot \Delta P_{\text{кз}} \cdot K_{3.\text{МАКС}}^2 \cdot \tau}{\Delta P_{\text{кз}}} = (6)$$

$$= (12 \cdot a + b \cdot \tau) \cdot K_{3.\text{МАКС}}^2 ,$$

где $K_{3.\text{МАКС}}$ – максимальный коэффициент загрузки трансформатора за наиболее загруженную смену; τ – время наибольших потерь.

Коэффициент загрузки трансформатора определяется по выражению

$$K_3 = \frac{S}{S_{\text{НОМ}}} , \quad (7)$$

где S – нагрузка трансформатора; $S_{\text{НОМ}}$ – номинальная мощность трансформатора. Соответственно, чтобы определить максимальный коэффициент загрузки $K_{3.\text{МАКС}}$ требуется знать максимальное значение нагрузки трансформатора за наиболее загруженную смену $S_{\text{МАКС}}$. При отсутствии данных замеров мощности трансформатора в процессе его эксплуатации, в качестве $S_{\text{МАКС}}$ можно принять расчетную нагрузку потребителя, получающего питание от трансформатора.

Время наибольших потерь можно определить по формуле

$$\tau = (0,124 + T_M \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 , \quad (8)$$

где T_M – число часов использования максимальной нагрузки. При отсутствии расчетных данных (годовое потребление электроэнергии, максимум нагрузки) T_M можно определить по справочнику в зависимости от характера потребителей (отрасли производства [1] или сменности работы [2]).

Коэффициенты капитализации потерь холостого хода $K_{\text{ХХ}}$ и короткого замыкания $K_{\text{КЗ}}$ определяются по формулам

$$K_{\text{ХХ}} = \frac{C_{\text{ХХ.уд}}}{R} ; \quad K_{\text{КЗ}} = \frac{C_{\text{КЗ.уд}}}{R} . \quad (9)$$

Конечная формула для определения годовых издержек будет иметь следующий вид:

$$I_{\text{ГОД}} = K \cdot R + (12 \cdot a + b \cdot 8760) \cdot \Delta P_{\text{ХХ}} + (12 \cdot a + b \cdot \tau) \cdot K_{3.\text{МАКС}}^2 \cdot \Delta P_{\text{КЗ}} \quad (10)$$

Выражение для определения сравнительной цены примет следующий вид:

$$C_{\text{СРАВН}} = \frac{I_{\text{ГОД}}}{R} . \quad (11)$$

Анализ выражения (10) показывает, что годовые издержки на эксплуатацию трансформатора состоят из двух частей. Первая часть издержек напрямую не зависит от технических характеристик изделия, а определяется его стоимостью и условиями кредитования банка. Снижение данного вида затрат достигается путем тщательного отбора коммерческих предложений на поставку трансформаторов и поиска банковских кредитов на оптимальных условиях.

Вторая часть издержек зависит от технических характеристик трансформатора и определяет энергетическую эффективность его работы в течение года. Снижение данного вида издержек достигается подбором оптимального значения номинальной мощности, а также выбором трансформатора с меньшими значениями потерь холостого хода и короткого замыкания (для трансформаторов с одинаковым значением номинальной мощности).

Следует отметить, что номинальная мощность трансформатора влияет на значение максимального коэффициента загрузки, поэтому увеличение $S_{\text{НОМ}}$ будет вести к снижению второй

части издержек. Однако с увеличением значения номинальной мощности трансформатора его цена также увеличивается, что приведет к росту первой части годовых издержек.

Рассмотрим пример выбора силового распределительного трансформатора для однострансформаторной подстанции питающей потребителя, у которого преобладает нагрузка III категории. По типу производства и сменности работы предприятие относится к потребителям с числом часов максимальной нагрузки равным 3000 ч. В результате технических расчетов к установке рекомендован трансформатор мощностью 630 кВА. Коэффициент загрузки трансформатора в режиме максимальной нагрузки равен 0,9.

Проведем сравнение двух вариантов силовых распределительных трансформаторов ТМГ-630/10 (11 серии) и ТМГ-630/10 (12 серии). Энергосберегающие трансформаторы 12 серии имеют более низкий уровень потерь холостого хода и короткого замыкания по сравнению с трансформаторами 11 серии. Техничко-экономические характеристики трансформаторов представим в таблице 1.

Таблица 1 – Техничко-экономические характеристики трансформаторов [3]

Характеристика	ТМГ-630/10 (11 серии)	ТМГ-630/10 (12 серии)
Мощность, кВА	630	630
Потери холостого хода, Вт	1060	800
Потери короткого замыкания, Вт	7450	6750
Цена, руб	10744,8	11818,8

По выражениям (1) - (11) был проведен расчет годовых эксплуатационных издержек и сравнительной цены трансформаторов, результаты приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Выбор варианта распределительного трансформатора

Характеристика	ТМГ-630/10 (11 серии)	ТМГ-630/10 (12 серии)
Время наибольших потерь τ , ч	1575	
Годовая процентная ставка p	7,75	
Максимальный коэффициент загрузки трансформатора $K_{з.МАКС}$	0,9	
Доля ежегодных отчислений, связанных с погашением банковского кредита R	0,092	
Удельные годовые издержки на оплату электроэнергии связанной с потерями холостого хода в трансформаторе $C_{ХХ.УД}$, руб/кВт	2241,16	
Удельные годовые издержки на оплату электроэнергии связанной с потерями короткого замыкания в трансформаторе $C_{КЗ.УД}$, руб/кВт	533,95	
Коэффициенты капитализации потерь холостого хода $K_{ХХ}$, руб/кВт	24360,43	
Коэффициенты капитализации потерь короткого замыкания $K_{КЗ}$, руб/кВт	5803,8	
Годовые издержки $I_{ГОД}$, руб	7342,11	6484,42
Сравнительная цена $C_{СРАВН}$, руб	79805,17	70482,79

Из результатов расчета следует, что к установке целесообразнее принять трансформатор марки ТМГ-630/10 (12 серии) для которого сравнительная цена и годовые издержки ниже.

Рассмотрим целесообразность установки трансформатора большей мощности, у которого годовое потребление энергии, связанное с потерями короткого замыкания, будет меньше за счет снижения значения максимального коэффициента загрузки. В качестве альтернативного варианта примем трансформаторы марки ТМГ-1000/10 (11 серии) и ТМГ-1000/10 (12 серии).

Техничко-экономические характеристики трансформаторов представим в таблице 3.

Таблица 3 – Техничко-экономические характеристики трансформаторов [3]

Характеристика	ТМГ-1000/10 (11 серии)	ТМГ-1000/10 (12 серии)
Мощность, кВА	1000	1000
Потери холостого хода, Вт	1400	1100
Потери короткого замыкания, Вт	10800	10500
Цена, руб	15426	16965,6

Результаты расчета приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Выбор варианта распределительного трансформатора

Характеристика	ТМГ-1000/10 (11 серии)	ТМГ-1000/10 (12 серии)
Время наибольших потерь τ , ч	1575	
Годовая процентная ставка p	7,75	
Максимальный коэффициент загрузки трансформатора $K_{з.МАКС}$	0,567	
Доля ежегодных отчислений, связанных с погашением банковского кредита R	0,092	
Удельные годовые издержки на оплату электроэнергии связанной с потерями холостого хода в трансформаторе $C_{ХХ.УД}$, руб/кВт	1931,17	
Удельные годовые издержки на оплату электроэнергии связанной с потерями короткого замыкания в трансформаторе $C_{КЗ.УД}$, руб/кВт	211,93	
Коэффициенты капитализации потерь холостого хода $K_{ХХ}$, руб/кВт	27199,58	
Коэффициенты капитализации потерь короткого замыкания $K_{КЗ}$, руб/кВт	2303,59	
Годовые издержки $I_{ГОД}$, руб	6845,66	6251,38
Сравнительная цена $C_{СРАВН}$, руб	74409,37	67949,77

Из сравнения результатов расчета, приведенных в таблицах 2 и 4, видно, что экономически целесообразно установить трансформатор ТМГ-1000/10 12 серии, так как данный вариант имеет наименьшие годовые издержки и сравнительную цену.

Влияние годовой процентной ставки на годовые издержки

Изменение уровня процентных ставок может существенно влиять на годовые издержки и сравнительную цену и, как следствие, на результаты выбора силовых трансформаторов. На рисунке 1 приведена зависимость годовых издержек от значения годовой процентной ставки для различных вариантов силовых трансформаторов.

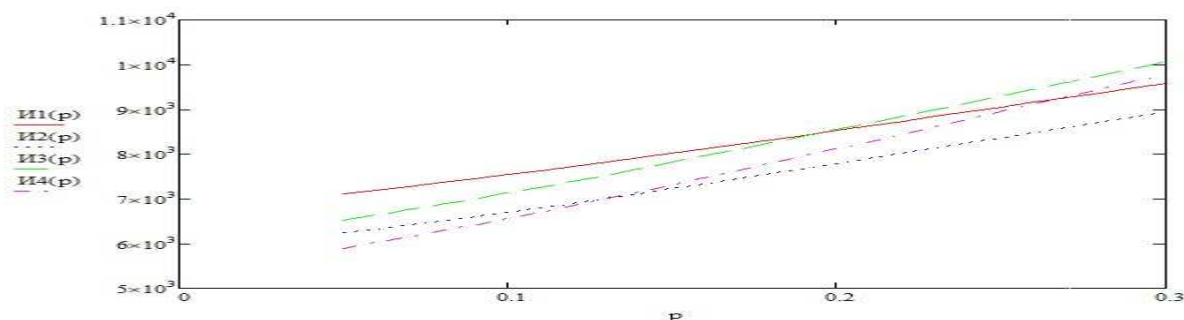


Рисунок 1 – Зависимость годовых издержек от значения годовой процентной ставки для различных вариантов силовых трансформаторов: I1 – ТМ-630/10 серии 11; I2 – ТМ-630/10 серии 12; I3 – ТМГ-1000/10 серии 11; I4 – ТМГ-1000/10 серии 12

Анализ результатов расчета показывает, что выбор оптимального варианта распределительного трансформатора зависит от значения годовой процентной ставки по банковскому кредиту. Так при значении $p < 12\%$ наименьшие годовые издержки будут при установке трансформатора ТМГ-1000/10 серии 12, при значении $p > 14\%$ выгоднее установить трансформатор И2 – ТМ-630/10 серии 12. Если значение годовой процентной ставки лежит в диапазоне 12-14 %, то оба варианта экономически сопоставимы и окончательный выбор следует вести на основании технических и технологических предпочтений.

Влияние числа часов максимальной нагрузки на годовые издержки

На результаты выбора силовых распределительных трансформаторов также влияют параметры режима работы потребителя. Одним из таких параметров является число часов максимальной нагрузки. На рисунке 2 приведена зависимость годовых издержек от значения числа часов максимальной нагрузки потребителя для различных вариантов силовых трансформаторов.

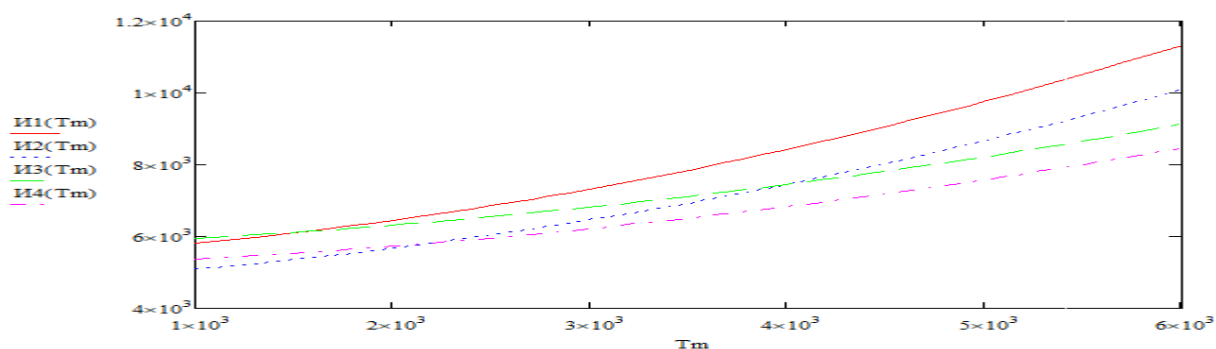


Рисунок 2 – Зависимость годовых издержек от значения числа часов максимальной нагрузки для различных вариантов силовых трансформаторов: И1 – ТМ-630/10 серии 11; И2 – ТМ-630/10 серии 12; И3 – ТМГ-1000/10 серии 11; И4 – ТМГ-1000/10 серии 12

Из результатов расчета видно, что при значении $T_m < 2200$ часов годовые издержки меньше у трансформатора ТМГ-630/10 серии 12, при $T_m > 2200$ часов – у трансформатора ТМГ-1000/10 серии 12. Связано это с тем, что при низкой загрузке трансформаторов основная часть электроэнергии потребляемая трансформатором связана с потерями холостого хода. Поэтому при низких значениях T_m лучше принимать к установке трансформаторы меньшей мощности, так как у них меньше потери холостого хода.

При большом уровне загрузки трансформатора выгоднее применять трансформаторы бóльшей мощности, так как в этом случае основная доля потребляемой трансформатором энергии – это энергия, которая идет на компенсацию потерь короткого замыкания. У трансформаторов бóльшей мощности эта доля потерь меньше, за счет более низкого коэффициента загрузки.

ЛИТЕРАТУРА

1. Справочник по проектированию электроснабжения / Под ред. Ю.Г. Барыбина и др. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.
2. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий / Под общ. ред. А.А. Федорова и Г.В. Сербиновского. В 2-х кн. Кн. 1. Проектировочные сведения. – М.: Энергия, 1973. – 520 с.
3. Трансформаторы силовые масляные [Электронный ресурс] / ОАО «Минский электротехнический завод имени В.И. Козлова». – Режим доступа: <https://metz.by/transformatory-silovye-maslyanye/> – Дата доступа: 14.02.2020.
4. Декларация об уровне тарифов на электрическую энергию, отпускаемую республиканскими унитарными предприятиями электроэнергетики ГПО «Белэнерго» для юридических лиц и индивидуальных предпринимателей [Электронный ресурс]: приказ М-ва антимонопольного регулирования и торговли Респ. Беларусь, 30 янв. 2020 г., № 21 // Министерство энергетики Республики Беларусь. – Режим доступа: <https://minenergo.gov.by/wp-content/uploads/jelektro-1.pdf>. – Дата доступа: 12.11.2020.