

Учет неопределенности исходной информации при проектировании систем электроснабжения

Анищенко В.А., Кирспу А.Ю.

Белорусский национальный технический университет

Проектирование систем электроснабжения осуществляется на основе известной методики технико-экономических расчетов и энергетике. Основным критерием выбора того или иного варианта служит минимум приведенных затрат. Решающим фактором являются стоимостные показатели сравниваемых вариантов, учитывающие единовременные капитальные вложения и расчетные ежегодные издержки производства. При этом сравниваемые варианты должны быть взаимозаменяемы по надежности и качеству электроснабжения промышленных предприятий.

Обследование действующих систем электроснабжения показывает, что во многих случаях их отдельные элементы и схемы в целом недогружены по сравнению с проектными данными. Встречаются и перегруженные системы, особенно в электроснабжении городов. Число последних будет увеличиваться с подъемом уровня промышленного производства и ростом потребления электроэнергии в коммунально-бытовом секторе. Причиной такого несоответствия является недостоверность расчетных коэффициентов, удельных расходов электроэнергии и других необходимых для расчета нагрузок показателей. Это влечет неоправданное завышение капиталовложений или снижение надежности электроснабжения с соответствующим ему ущербом и недоотпуском продукции.

В связи с этим актуальна разработка методики проектирования систем электроснабжения, учитывающей неопределенность исходных данных, используемых при проектировании, и позволяющей найти разумный компромисс между капитальными затратами на строительство систем электроснабжения и уровнем их надежности. Предлагаем в основу такой методики положить переход от используемых сейчас точечных оценок расчетных электрических нагрузок S_p

к интегральным оценкам $S_p \pm \Delta S_p$, характеризующим степень недоверности прогноза нагрузок.

Рассмотрим задачу выбора мощности однотрансформаторной цеховой подстанции, питающей потребителей III категории и не связанной взаимным резервированием на вторичном напряжении с другими подстанциями. В этом случае загрузка трансформатора β_T может быть принята равной 0,95. Выбор производим на основе сравнения суммарных приведенных затрат двух смежных по стандартной шкале мощностей трансформаторов вариантов

$$Z_i = E_H K_i + C_i, \quad (1)$$

$$Z_{i-1} = E_H K_{i-1} + C_{i-1} + Y, \quad (2)$$

где Z_i и Z_{i-1} - затраты по вариантам с трансформаторами соответственно большей и меньшей мощности; K_i и K_{i-1} - единовременные капитальные затраты; C_i и C_{i-1} - постоянные ежегодные эксплуатационные расходы по тем же вариантам; E_H - нормативный коэффициент экономической эффективности; Y - ущерб, вызванный ожидаемым вынужденным отключением части потребителей из-за длительного превышения фактической нагрузки номинальной мощности трансформатора S_H .

Величину ущерба предлагается определять по формуле

$$Y = y_0 \Delta W_{отк}, \quad (3)$$

где y_0 - удельный ущерб, обусловленный предполагаемым вынужденным отключением части потребителей, руб/кВт·ч; $\Delta W_{отк}$ - ожидаемая величина годового недоотпуска электроэнергии, кВт·ч.

Поскольку ожидаемая величина недоотпуска электроэнергии связана с превышением текущей нагрузки расчетной активной мощности трансформатора P_p , кВт, то для ее расчета используем следующую формулу

$$\Delta W_{отк} = P_p T_{отк}, \quad (4)$$

где $T_{отк}$ - ожидаемая средняя величина времени отключения трансформатора в году, зависящая от числа часов его работы в

году I_n , ч, и от вероятности q превышения текущей нагрузки значения расчетной мощности.

Расчет вероятности превышения нагрузки расчетного значения будем производить на основании нормального закона распределения нагрузки.

Полная расчетная нагрузка с учетом загрузки трансформатора β_T определяется по формуле

$$S_p = S_H \beta_T. \quad (5)$$

Расчетная активная нагрузка рассчитывается по формуле

$$P_p = S_p \cos \varphi. \quad (6)$$

Принимая расчетное значение P_p равным максимальной активной нагрузке P_{\max} , определяем среднегодовое потребление электроэнергии W_c , кВт·ч,

$$W_c = P_{\max} T_{\max}, \quad (7)$$

где T_{\max} - время использования максимальной нагрузки, ч.

Тогда среднегодовая потребляемая мощность P_c , кВт,

$$P_c = \frac{W_c}{8760}, \quad (8)$$

где 8760 – число часов в году, ч.

Среднеквадратическое отклонение от среднего значения мощности σ , кВт, находим по формуле

$$\sigma = P_c \sqrt{k_f^2 - 1}, \quad (9)$$

где k_f - коэффициент формы графика нагрузки, изменяющийся в пределах 1,05-1,2.

Верхнюю границу среднегодовой мощности P_{CB} , кВт, определяем по формуле

$$P_{CB} = P_c + \beta \sigma, \quad (10)$$

где $\beta = 3$ - принятая согласно правилу "трех сигм" кратность меры рассеяния фактической нагрузки относительно среднегодовой мощности.

Тогда вероятность нахождения фактической нагрузки в диапазоне от максимального расчетного значения P_p до

верхней границы среднегодовой мощности P_{CB} определяется соотношением

$$q(P_P < P < P_{CB}) = \int_{P_c}^{P_{CB}} f(p) dP - \int_{P_c}^{P_p} f(p) dP. \quad (11)$$

Время вынужденного отключения трансформатора в году рассчитаем по формуле

$$T_{OTK} = T_B q(P_P < P < P_{CB}). \quad (12)$$

Далее по формулам (4) и (3) определяем величину годового ущерба и рассчитываем согласно (1) и (2) приведенные затраты для смежных мощностей трансформаторов. На основании полученных приведенных затрат принимаем в качестве расчетной нагрузки верхнее значение ее интегральной оценки $S_p + \Delta S_p$ и в зависимости от величины ΔS_p формируем шкалу коэффициентов загрузки трансформаторов. В таблице приведены результаты расчетов для следующих исходных данных: $T_{max} = 4500$ ч, $T_B = 4500$ ч, $k_f = 1,05$, $y_0 = 1,3$ руб/кВт·ч, $\cos \varphi = 0,7$.

Таблица

S_H , кВА	100	160	250	400	630	1000	1600	2500	4000	6300
Предлагаемая шкала коэффициентов загрузки трансформаторов β_T										
Вариация, ΔS_p , %	0	0,96	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,94	0,94
	10	0,86	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,84
	20	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,75
	30	0,67	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66
	40	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,56
	50	0,48	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47
	60	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38
	70	0,29	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28
	80	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19

Таким образом, переход от используемой в настоящее время при проектировании точечной оценки расчетной мощности к ее интегральной оценке приводит к увеличению мощностей выбираемых трансформаторов.