

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

Время вынужденного отключения трансформатора в году рассчитаем по формуле

$$T_{отк} = T_B q(P_p < P < P_{cB}).$$

Далее по формулам (2) и (3) определяем величину годового ущерба и рассчитываем согласно (1) приведенные затраты для смежных мощностей трансформаторов. На основании полученных приведенных затрат можно, принимая в качестве расчетной нагрузки верхнее значение ее интегральной оценки  $S_p + \Delta S_p$  и в зависимости от величины  $\Delta S_p$  формируем шкалу коэффициентов загрузки трансформаторов. В таблице 1 приведены результаты расчетов для следующих исходных данных:  $T_{max} = 4500$  ч,  $T_B = 4500$  ч,  $k_c = 0,75$ ,  $k_u = 0,572$ ,  $y_0 = 1,3$  руб/кВт·ч,  $\cos \phi = 0,7$ .

Таблица 1. Результаты расчета

$S_H$ , кВА	100	160	250	400	630	1000	1600	2500	4000	6300	
Предлагаемая шкала коэффициентов загрузки трансформаторов $\beta_T$											
Вариация $\Delta S_p$ , %	0	0,96	0,95	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	0,85	0,84
	20	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,75

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

УДК 621.311

## ПРИМЕНЕНИЕ ДИФФЕРЕНЦИРОВАННЫХ ТАРИФОВ ДЛЯ УПРАВЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИМИ НАГРУЗКАМИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

*Евстафьев А.М., Сокольников А.А.*

Научный руководитель – канд. техн. наук, доцент КОЗЛОВСКАЯ В.Б.

В режимной практике взаимодействия энергосистем и потребителей долгое время управление электропотреблением рассматривалось как управление дефицитом мощности. В связи с этим в энергосистемах накоплен большой опыт управления электрическими нагрузками потребителей путем их ограничения в часы максимальных нагрузок энергосистем и в случаях возникновения дефицита мощности или энергии. В такой постановке вопрос о режимном взаимодействии энергосистемы и потребителей электроэнергии не ставился, поскольку энергосистема волевым решением заставляла потребителей снижать нагрузки до требуемого уровня. При этом никакого стимулирования по выполнению этих мероприятий не предполагалось.

Рост цен на импортируемый из России природный газ явился главной причиной роста себестоимости производства электроэнергии в Беларуси, вследствие чего растут тарифы на электроэнергию, отпускаемую потребителям. Кроме того, в республику осуществляется частичный импорт электроэнергии, причем цены на нее и объемы ее получения зависят от времени суток, а нарушение графика импорта влечет за собой штрафы.

Переход к рыночной экономике потребовал разработки новых подходов к управлению электрическими нагрузками, в частности, к поиску взаимовыгодных отношений между поставщиком энергии и потребителем. Такие отношения основываются на режимном взаимодействии электроэнергетической системы с потребителями электрической энергии, позволяющем решить комплекс взаимосвязанных задач формирования оптимально выровненного суммарного графика электрических нагрузок энергосистемы на любом временном интервале за счет изменения графиков нагрузок отдельных потребителей, входящих в ее состав.

Дифференцированные по зонам суток тарифы на электроэнергию являются одним из действенных инструментов организации такого режимного взаимодействия между поставщиком электроэнергии и потребителем, в результате чего выигрывают обе стороны: потребитель имеет возможность реорганизовать режим потребления электроэнергии с целью снижения оплаты за электроэнергию и мощность, а энергосистема при выравнивании ее графика электрических нагрузок снижает удельные расходы топлива на покрытие максимальных нагрузок.

### Литература

1. Инструкция по применению двухставочного и двухставочно-дифференцированного по зонам суток тарифов на активную электрическую мощность и энергию с основной платой за фактическую величину наибольшей потребляемой активной мощности в часы максимальных нагрузок энергосистемы. – 2002.
2. Забелло Е.П. Тарифы и тарифные системы на электрическую энергию как способ косвенного управления электрическими нагрузками // Энергоэффективность. – 2000. – № 9. – С. 14–17.
3. Пекелис Б.В. О необходимости и путях рационального изменения тарифов на электроэнергию // Энергия и Менеджмент. – 2004. – № 2. – С. 7–9.

УДК 620.004.5

## АНАЛИЗ НАДЕЖНОСТИ РЕЗЕРВИРОВАНИЯ РЕЛЕЙНО-КОНТАКТНЫХ СХЕМ

*Машко А.В.*

Научный руководитель – д-р техн. наук, профессор АНИЩЕНКО В.А.

Особенность надежности релейно-контактных схем обусловлена тем, что контактные элементы находятся в одном из 3-х состояний: работоспособном с вероятностью  $p_i$ , иметь отказ типа «обрыв» (контакт не замыкает цепь) с вероятностью  $q_{i0}$ , отказ типа «замыкание» (контакт замыкает цепь) с вероятностью  $q_{i3}$ . Для каждого  $i$ -го контакта выполняется условие:

$$p_i + q_{i0} + q_{i3} = 1.$$

Расчет показателей надежности для резервированных релейно-контактных схем, состоящих из  $n$  элементов, производится по выражениям, основанным на биномиальном разложении Ньютона

$$\prod_{i=1}^n (p_i + q_{i0} + q_{i3}) = 1.$$

На основе полученных из этого разложения формул были проведены расчеты показателей надежности для случая статистических независимых отказов элементов и сравнительный анализ схем резервирования с последовательным, параллельным и смешанным (последовательно-параллельным) соединением элементов с максимальным