

ЛЕКЦИЯ 4. Направления повышения эксплуатационной надежности электрооборудования питающей сети и подстанций.

Как было отмечено выше, электрооборудование действующих ЦП, питающей сети и подстанций было введено в строй ещё во времена СССР. Отмеченные во вводной части пособия недостатки эксплуатируемого электрооборудования, в полной мере относятся и к рассмотренным электроустановкам. В дополнении к рассмотренному электрооборудованию схем 110, 220 кВ приведем перечень трансформаторного оборудования, установленного в ЦП (ОРУ 110-220 кВ ТЭЦ).

Силовые трансформаторы. В табл. 4.1 и 4.2 приведены технические характеристики установленных на городской ТЭЦ силовых трансформаторов и автотрансформаторов. Также в примечаниях к таблицам указаны источники ГОСТы, каталоги. Очевидно, что характеристики потерь трансформаторов в таблице соответствуют каталожным данным. Реальные же характеристики потерь ХХ и КЗ оборудования могут существенно превышать указанные значения (в особенности потери ХХ) и не соответствуют параметрам зарубежных аналогов.

Как отмечалось во вводной части пособия, отечественные трансформаторы в целом не уступают лучшим зарубежным аналогам по надежности, а именно по электродинамической стойкости и изоляционной прочности обмоток. Однако, произведенные еще во времена СССР, они более массивные и металлоемкие. Отечественные производители современного трансформаторного оборудования во многом освоили опыт внедрения новых материалов и технологий сборки, о чем изложено в последующих разделах пособия применительно ко всему комплексу электротехнического оборудования.

Ниже приводятся основные направления по повышению надёжности и экономичности функционирования рассмотренной питающей сети, включая схемы и оборудование ЦП, которые могут быть нижеследующие.

1. Необходимо произвести модернизацию оборудования ОРУ 110 кВ ЦП и питающей сети с заменой коммутационного, защитного и измерительного оборудования:

– физически и морально устаревшие воздушные выключатели заменить на быстродействующие элегазовые колонковые или баковые с соответствующим классом изоляции, токами отключения, динамической стойкостью;

– установить новые современные модули релейной защиты и автоматики в цепях присоединений ОРУ взамен устаревших устройств;

– заменить установленные крайне ненадёжные разъединители на современные с двигательными приводами и новой конструкцией шкафов управления;

– заменить в случае необходимости (низкой эксплуатационной надёжности) трансформаторы тока и напряжения на новые, либо провести мероприятия по защите от увлажнения изоляции путём введения масляных затворов;

– заменить установленные вентильные разрядники на нелинейные ОПН, с соответствующим классом напряжения и изоляции.

2. Произвести комплексное диагностическое обследование блочных трансформаторов для определения реального состояния изоляции и остаточного ресурса. Скорректировать планы ремонтов трансформаторов по состоянию.

3. Произвести по необходимости замену высоковольтных вводов трансформаторов и автотрансформаторов на более современные и надёжные.

4. Рассчитать эксплуатационные (рабочие) и ремонтные режимы оборудования с проверкой на термическую и динамическую стойкость.

5. Внедрить автоматизированные системы мониторинга оборудования с контролем перенапряжений, технического состояния трансформаторов, коммутационного ресурса выключателей, термической стойкости проводников и аппаратов, технических потерь, качества электроэнергии.

Вышеперечисленные мероприятия направлены в основном на повышение так называемой структурной надёжности схемы ЦП и питающей сети за счет повышения надёжности составляющих элементов и позволят существенно повысить показатели готовности схемы электроснабжения. Это существенно для потребителей электроэнергии, однако, помимо структурной надёжности необходимо повысить функциональную составляющую надёжности, отвечающую за живучесть производственных процессов при различного рода возмущениях в сети (КЗ, сопровождающиеся КНЭ, лавинообразные процессы, самозапуски оборудования и др.).

Задачи по реконструкции и модернизации объектов питающей сети, связанные с финансированием производственных программ, должны быть направлены как на повышение надёжности и экономичности функционирования объектов сети, так и на повышение качества электроэнергии у потребителей.

Таблица 4.1. Трансформаторы

№ п/п	Тип (марка) трансформатора	Мощность, кВ·А	Напряжение, кВ		Потери ХХ, кВт	Потери КЗ, кВт	Ток ХХ, %	Напряжение КЗ, %	Вид охлаждения	Масса, т	Длина × ширина × высота, мм
			ВН	НН							
1	ТД-80000/110	80	121	3,15; 6,3; 10,5; 13,8	85	310	0,6	11	ДЦ	93,9	6300×4500×6850
2	ТДЦ-125000/110	125000	121	10,5; 13,8	120	400	0,55	10,5	ДЦ	123	7500×4700×7000
3	ТДЦ-200000/110	200000	121	13,8; 15,75	170	550	0,5	10,5	ДЦ	187	14400×5500×7000
4	ТРДН-25000/110	25000	115	6,3–6,3; 10,5–10,5; –6,3–10,5	25	120	0,65	10,5; 30 (сн-нн)	Д	52	5900×4600×5400
5	ТРДН-32000/110	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
6	ТРДЦН-63000/110	63000	115	6,3–6,3; 10,5–10,5; –6,3–10,5	50	245	0,5	10,5; 30 (сн-нн)	ДЦ	87,5	7640×4080×7000

Источники: ГОСТ- 12965 – 85Е; Каталоги ЛК 03.03.23 - 85, 03.03.29 – 86. Прейскурант № 15-05 с дополнениями.

Таблица 4.2. Автотрансформатор

№ п/п	Тип (марка) трансформатора	Номинальная мощность, МВ·А		Напряжение, кВ			Потери ХХ, кВт	Потери КЗ, кВт	Вид охлаждения	Ток ХХ, %	Напряжение КЗ, %			Масса, т	Длина × ширина × высота, мм
		автотрансформатора	обмотки НН	ВН	СН	НН					ВН-СН	ВН-НН	СН-НН		
1	АТДЦТН-125000/220/110	125	63	230	121	6,3; 6,6; 10,5; 11; 38,5	65	315	ДЦ	0,4	11	45	28	160	11300×5150×7150

Источники: ГОСТ- 175544 - 85; Каталоги 03.02.03 - 86, 03.04.02 – 84, 03.04.01 – 84, 03.05.05 – 85, 03.05.10 – 85, 03.05.11-85, 03.06.08 – 85, 03.07.12 – 85, 03.03.09 – 84. Прейскурант № 15-05.

Формирование программ реконструкции. Известно, что основными воздействующими факторами при КНЭ являются длительность и глубина возмущения в сети. Последний параметр, в свою очередь, определяется конфигурацией (структурной схемой) сети и временем, необходимым для работы релейной защиты. Последствия воздействия факторов КНЭ на технологический процесс потребителя во многом определяется его живучестью, то есть способностью противостоять возмущениям, а также частотой самих событий $\lambda^{\Delta U}$.

Таким образом, для проведения анализа на предварительном этапе разработки программ реконструкции необходимо сделать нижеследующее.

1. Оценить влияние каждого из факторов КНЭ, включая частоту событий провалов, на работу основных механизмов технологических установок потребителей (а также требования лицензиаров продукции).

2. В зависимости от приоритетности воздействующего фактора (условий самозапуска двигателей, выдержек защит, логики работы автоматики и др.) наметить мероприятия по реконструкции и ранжировать их в порядке эффективности воздействия на внешние КНЭ.

3. Произвести реальную оценку удельных ущербов при отключении нагрузки потребителя (работа технологических защит, перерывы питания, выпуск бракованной продукции и т. п.). В табл. 4.3 приведены данные об ущербах из-за КНЭ в схеме питания нефтехимического производства.

В данном пособии не рассматриваются устойчивоспособность и живучесть технологических процессов потребителей при внешних возмущениях, а для определения значений $\lambda^{\Delta U}$ используется статистический подход. Предлагаемые программы по реконструкции объектов питающих сетей направлены на снижение влияния факторов КНЭ за счет технических мероприятий внутреннего характера изменений в самой сети и мер системного характера на уровне сетевой или генерирующей компаний – в зависимости от балансовой принадлежности ЦП.

Применительно к нашим вариантам сети программы по реконструкции представлены в табл. 4.4.

Повлиять на частоту $\lambda^{\Delta U}$ посадок напряжений в прилегающей сети организационно-техническими мероприятиями крайне затруднительно. В нашем примере частота провалов $\lambda^{\Delta U} = 4,5-11,8$ 1/год в расчете на 1 ЦП. При этом нижняя граница показателя соответствует полному отключению нагрузки основного потребителя (по критерию $U_{\text{КНЭ}} < 0,8U_{\text{н}}$. Таким образом, каждый третий провал U сопровождается отключением нагрузки. Поэтому основной упор сделан на мероприятия, приводящие к снижению

длительности КНЭ (установка в сети быстродействующих выключателей и защит) и глубины провалов напряжений (установка реакторов в цепи МШВ и замена проводов старой конструкции на современные высокотемпературные провода). На рис. 4.1 приведена принципиальная схема питающей сети (см. гл. 2, фрагмент варианта 2РЭС), на которой отображены мероприятия, направленные на снижение влияния факторов КНЭ (показаны и выделены пунктиром, а также с индексом p), подробно представленные в табл. 2.2 как программы реконструкции.

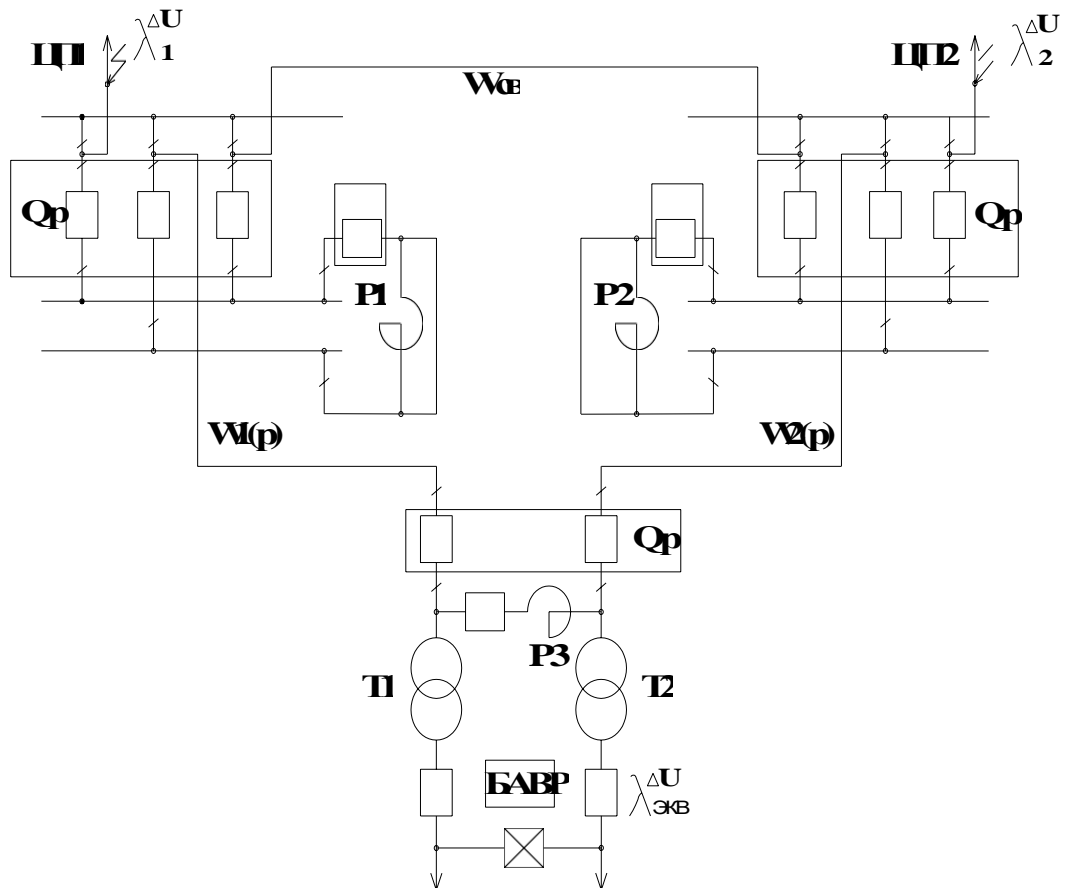


Рис. 4.1. Мероприятия в питающей сети, направленные на снижение влияния факторов КНЭ

Высокотемпературные провода из сплавов алюминия и циркония, позволяющие при высокой температуре не менять своих геометрических размеров, имеют более высокое омическое сопротивление и позволяют на коротких длинах линий электрически удалять точку внешнего КЗ на необходимую длину, в пределах которой глубина провала напряжения допустимая.

Таблица 4.3. Программы реконструкции вариантов питающих сетей 110 кВ и составляющие затрат

Программы реконструкции, содержание	Вариант 1						Вариант 2						Вариант 3					
	Кол-во оборудования				Затраты, тыс. руб.		Кол-во оборудования				Затраты, тыс. руб.		Кол-во оборудования				Затраты, тыс. руб.	
	Выкл. Q	Защит	Реакторов	Пров. 110 кВ	K _(РУ+ВЛ)	I _{пер}	Выкл. Q	Защит	Реакторов	Пров. 110 кВ	K _(РУ+ВЛ)	I _{пер}	Выкл. Q	Защит	Реакторов	Пров. 110 кВ	K _(РУ+ВЛ)	I _{пер}
1. Замена выключателей и защит на линиях W1–W4	11	11	–	–	198000	–	8	8	–	–	144000	–	8	8	–	–	144000	–
2. Установка реакторов* в цепях МШВ и выкл. с защитами	2	2	2	–	46000	–	2	2	2	–	46000		2	2	2	–	46000	
3. Замена выключателей в сети, МШВ ЦП и установка реакторов* в цепях МШВ	13	13	2	–	244000		10	10	2	–	190000		10	10	2	–	190000	
4. Замена проводов** линий W1–W4	70				10200	30215					13600	35190					13600	35190
	95	–	–	30	10200	17700	–	–	–	40	13600	20620	–	–	–	40	13600	20620
	120				12120	8200					16160	9600					16160	9600
5. Замена проводов линий W1–W2 и головных выключателей	70				46200	30215					49600	35190					49600	35190
	95				46200	17700					49600	20620					49600	20620
	120	2	2	–	30	48120	8200	2	2	–	40	52160	9600	2	2	–	40	52160

* Стоимость потерь в реакторе, включенном в цепь МШВ, ложится в тариф для всех потребителей ЦП.

** Провода высокотемпературные с циркониевым сплавом обладают повышенным омическим сопротивлением, аналогичным сталеалюминиевым с сечениями соответственно 70, 95 и 120 мм².

Таблица 4.4. Оценка значений удельных ущербов от КНЭ в прилегающей сети за период 2006–2009 гг.

№ п/п	Характер инцидента в питающей сети	Общее кол-во, раз	Средняя длительность, с	В том числе количество отключений нагрузки *	Удельная частота отключений ω	Средняя отключаемая мощность, кВт	Средний удельн. ущерб, руб./кВт·ч	Примечания
1	Провалы напряжений ΔU с глубиной до 20 % от U_H	35	0,247	7	0,2	15000		Эти 7 случаев можно отнести ко второй группе инцидентов **
2	То же с глубиной 20–30 % от U_H	51	0,31	8	0,16	12200	17,6	
3	То же с глубиной выше 30 % от U_H	43	0,248	28	0,6	18900	24,6	
	Всего	129				16900	22	

* Отключения, приводившие к ущербу.

** Все 7 случаев отключений нагрузки были вызваны последовательными чередующимися более глубокими провалами напряжений перемежающегося КЗ при грозе. Нагрузка была отключена.

В рассмотренных нами примерах, при длине магистрального участка $l_W = 10$ км, при значениях токов КЗ $I_K^{(3)} = 28,9$ кА; $I_K^{(1)} = 30,3$ кА (данные для городских сетей 110 кВ) получаем граничную длину [3] $L_g = 370/30,3 = 12,2$ км, т. е. подстанции 1 и 3 во всех вариантах сети находятся в пределах граничной длины L_g . В реальности же известно, что расстояния еще более короткие – до 5 км, и влиянию КНЭ будут подвергаться в полной мере все узлы нагрузок потребителя. Из практики эксплуатации известно и расчеты, проведенные ниже наглядно демонстрируют, что составляющая ущербов от КНЭ для высокотехнологичных производств существенно (в десятки раз) превышает составляющую от отказов оборудования питающей сети.

Для последующего проведения технико-экономического сопоставления программ реконструкции питающей сети примем в качестве исходного условия следующее: технологические установки потребителя и основное оборудование его питающей сети имеет одинаковый срок эксплуатации – 30 лет, что не совсем справедливо применительно к прилегающей сети энергокомпаний. Однако с учетом перехода нашей экономики на рыночные рельсы ситуация должна меняться именно в направлении сроков, указанных производителями оборудования.

В следующем разделе пособия приведем технические характеристики современного трансформаторного оборудования основных производителей, и применительно к ранее рассмотренному ЦП 110 кВ, проведем их сравнительный анализ.

Силовые трансформаторы с малыми потерями ХХ и КЗ и пониженным уровнем шума

В табл. 4.5–4.12 приведены технические характеристики блочных трансформаторов основных производителей РФ и ЗТЗ (Украина). Данные приведённые в таблицах получены из номенклатурных каталогов заводов изготовителей. Отсутствие данных по потерям ХХ и КЗ будем считать соответствующими ГОСТ 17544-93, хотя результаты реальных измерений (испытаний) могут и не соответствовать порой верхней границе значений (+15 % для потерь холостого хода и +10 % для потерь короткого замыкания). Несмотря на то, что практически все заводы-производители декларируют самую эксклюзивную комплектацию под заказ, сборку магнитопроводов по технологии косого стыка и «step lap», на сегодняшний день реально производят трансформаторы на уровне зарубежных аналогов ОАО «Электрозавод» и ЗТЗ (г. Запорожье). При этом названные заводы обеспе-

чивают необходимый уровень электродинамической стойкости, что очень важно, в особенности для блочных трансформаторов электростанций, которые работают с высокими показателями T_{max} .

Последнее десятилетие ОАО «Электрозавод» изготавливает свои трансформаторы со следующей комплектацией: высоковольтные вводы фирмы «Тренч – Бушинг», либо других производителей под заказ; переключатели производства Германии (MR) или Болгарии (MS); транспонированный провод динамически стойкий фирмы «Alcatel» (Германия); твёрдый изоляционный картон фирмы «Вайдман» (Швеция). Реальные характеристики потерь, сниженные соответственно в диапазонах от 15 до 25 % для ΔP_{XX} и до 10 % для ΔP_{K3} по результатам испытаний, указанные в табл. 4.5–4.12, выгодно отличают трансформаторы данного производителя». Несмотря на более высокую рыночную стоимость этих трансформаторов (на 5–10 %) по сравнению со стоимостью изделий других заводов, высокая динамическая стойкость, низкие эксплуатационные расходы и высокая надёжность способствуют экономии существенных материальных средств в эксплуатации.

Ниже приведена методика выбора трансформаторов заказчиками, используемая на тендерах за рубежом [4]. Из неё следует, что первоначальная стоимость трансформатора – это лишь первая составляющая в ряду полных затрат за время эксплуатации, которое может составлять до 40 лет.

*Тендер на поставку трансформаторов
(по материалам зарубежных источников)*

Цена трансформатора, долл. США		Ц _{ГОВ}
Цена трансформатора с учетом транспортных расходов,		Ц _{СИГ}
Стоимость запчастей, долл. США		Ц _{ЗП}
Стоимость приемочных испытаний, долл. США		Ц _{ИСП}
Стоимость покупки, долл. США	$C_{(тр)} = C_{СИГ} + C_{ЗП} + C_{ИСП}$	
Капитализированные затраты, долл. США	$Z_K = 0,1102 C_{(тр)}$	
Потери холостого хода, кВт		P_{XX}
Потери короткого замыкания, кВт		P_{K3}
Суммарные потери, кВт		$P_{XX} + P_{K3}$
Стоимость потерь, долл. США	$Z_{П} = [204(P_{XX} + P_{K3}) + 0,0352(P_{XX} 8760 + P_{K3} 2630)]$	
Суммарные годовые затраты, долл. США		$Z_{Г} = Z_K + Z_{П}$

ОАО ХК «Электрозавод», г. Москва

Таблица 4.5. Трансформаторы

№ п/п	Тип (марка) трансформатора	Мощность, кВ·А	Напряжение, кВ		Схема и группа соединения обмоток	Вид, диапазон и число ступеней регулирования напряжения	Потери XX, кВ	Потери КЗ, кВт	Вид охлаждения	Масса, т	Длина × ширина × высота, мм
			ВН	НН							
1	ТД-80000/110	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
2	ТДЦ-125000/110	125000	121	10,5; 13,8	Ун/Д-11	–	76	379	ДЦ	117	6740×4800×7000
3	ТДЦ-200000/110	–	–	–	–	–	120	530	–	–	–
4	ТРДН-25000/110	25000	115	6,3–6,3; 10,5–10,5; 10,5–6,3	Ун/Д-Д-11-11	РПН в нейтрали ВН ±16%, ±9 ступеней	18,9	110	Д	52	5710×4860×5335
5	ТРДН-32000/110	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
6	ТРДЦН-63000/110	63000	115	6,3–6,3; 10,5–10,5; 10,5–6,3	Ун/Д-Д-11-11	РПН в нейтрали ВН ±16%, ±9 ступеней	–	–	ДЦ	78,05	6255×4690×6200

Таблица 4.6. Автотрансформатор

№ п/п	Тип (марка) трансформатора	Номинальная мощность, МВ·А		Максимальный допустимый ток в общей обмотке, А	Напряжение, кВ			Вид, диапазон и число ступеней регулирования напряжения	Вид охлаждения	Потери XX, кВт	Потери КЗ, кВт	Масса, т	Длина × ширина × высота, мм
		автотрансформатора	обмотки НН		ВН	СН	НН						
1	АТДЦТН-125000/220/110	125	63	365	230	121	6,3; 6,6; 10,5; 11,0; 38,5	РПН в линии СН ±12%, ±6 ступеней	ДЦ	57	294	160	12150×5600× ×9250

ОАО «Трансформатор», г. Тольятти

Таблица 4.7. Трансформаторы

№ п/п	Тип (марка) трансформатора	Мощность, кВ·А	Напряжение, кВ		Схема и группа соединения обмоток	Потери ХХ, кВт	Потери КЗ, кВт	Ток ХХ, %	Напряжение КЗ, %	Вид охлаждения	Масса, т	Длина × ширина × высота, мм
			ВН	НН								
1	ТД-80000/110	80000	121	6,3; 10,5; 13,8	У _Н /Д-11	58	310	0,45	11,5	Д	83,7	5700×4340×5920
2	ТДЦ-125000/110	125000	121	10,5; 13,8	У _Н /Д-11	92	400	0,4	10,5	ДЦ	115	7500×4700×6600
3	ТДЦ-200000/110	200000	121	18	У _Н /Д-11-	140	570	0,5	11,5	ДЦ	187	7930×5070×7300
4	ТРДН-25000/110	25000	115	6,6–6,6; 11–11	У _Н /Д-Д-11-11	25	120	0,55	10,5	Д	52	5900×4600×5400
5	ТРДН-32000/110	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
6	ТРДЦН-63000/110	63000	115	6,6–6,6; 11–11	У _Н /Д-Д-11-11	50	245	0,5	10,5	ДЦ	87,5	6700×5200×6200

Таблица 4.8. Автотрансформатор

№ п/п	Тип (марка) трансформатора	Номинальная мощность, МВ·А		Макс. допустимый ток в общей обмотке, А	Напряжение, кВ			Схема и группа соединения обмоток	Потери ХХ, кВт	Потери КЗ, кВт	Вид охлаждения	Ток ХХ, %	Напряжение КЗ, %			Масса, т	Длина × ширина × высота, мм
		автотрансформатора	обмотки НН		ВН	СН	НН						ВН-СН	ВН-НН	СН-НН		
1	АТДЦТН-125000/220/110	125	63	365	230	121	6,3; 6,6; 10,5; 11; 38,5	У _Н /авто/Д-0-11	65	315	ДЦ	0,4	11	45	28	160	11300×5150×7150

ОАО «Уралэлектротяжмаш», г. Екатеринбург

Таблица 4.9. Трансформаторы

№ п/п	Тип (марка) трансформатора	Мощность, кВт·А	Напряжение, кВ		Схема и группа соединения обмоток	Вид охлаждения	Масса, т	Длина × ширина × высота, мм
			ВН	НН				
1	ТД-80000/110	80	121	6,3; 10,5;13,8	У _Н /Д-11	Д	84	
2	ТДЦ-125000/110	125000	121	10,5; 13,8	У _Н /Д-11	ДЦ	115	
3	ТДЦ-200000/110	–	–	–	–	–	–	–
4	ТРДН-25000/110	25000	115	6,6–6,6; 11–11; 6,6–11	У _Н /Д-Д-11-11	Д	55,5	
5	ТРДН-32000/110	–	–	–	–	–	–	–
6	ТРДЦН-63000/110	63000	115	6,6–6,6; 11–11; 6,6–11; 10,5–10,5	У _Н /Д-Д-11-11	ДЦ	89,6	

Таблица 4.10. Автотрансформатор

№ п/п	Тип (марка) трансформатора	Номинальная мощность, МВА		Макс. допуст. ток в общей обмотке, А	Напряжение, кВ			Схема и группа соединения обмоток	Вид охлаждения	Масса, т	Длина × ширина × высота, мм
		автотрансформатора	обмотки НН		ВН	СН	НН				
1	АТДЦТН-125000/220/110	125			230	121	6,6; 11; 38,5	У _Н /авто/Д-0-11	ДЦ	155	

ОАО «Запорожтрансформатор», г. Запорожье

Таблица 4.11. Трансформаторы

№ п/п	Тип (марка) трансформатора	Мощность, кВ·А	Напряжение, кВ		Схема и группа соединения обмоток	Вид, диапазон и число ступеней регулирования напряжения	Потери ХХ, кВт	Потери КЗ, кВт	Ток ХХ, %	Напряжение КЗ, %	Вид охлаждения	Масса, т	Длина × ширина × высота, мм
			ВН	НН									
1	ТД-88000/110	88	121	13,8	Ун/Д-11						Д		
2	ТДЦ-125000/110	125000	121	10,5	Ун/Д-11						ДЦ		
3	ТДЦ-200000/110	200000	121	13,8; 15,75; 18	Ун/Д-11-						ДЦ		
4	ТРДН-25000/110	25000	115	6,3–6,3; 10,5–10,5; 10,5–6,3	Ун/Д-Д-11-11	РПН в нейтрали ВН ±9*1,78 %,					Д		
5	ТРДН-32000/110	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
6	ТРДЦН-63000/110	25000	115	6,3–6,3; 10,5–10,5; 10,5–6,3	Ун/Д-Д-11-11	РПН в нейтрали ВН ±9*1,78 %					ДЦ		

Обратим внимание на нижеследующее:

1. При расчете капитализированных затрат Z_k используется коэффициент 0,1102, учитывающий амортизационные отчисления и эффективность капитальных вложений в заданный период, в данном случае 9 лет.

2. Расчет стоимости потерь проводится по двум составляющим: первая – определяется необходимостью капитальных вложений по дополнительной выработке электроэнергии для покрытия потерь ХХ и КЗ (стоимость 1 кВт потерь равна 204 долл. США), вторая – определяется текущими затратами на производство 1 кВт·ч. электроэнергии (0,0352 долл. США) и числом в году использования потерь ХХ (8760 ч) и КЗ (2630 ч).

3. Имеющиеся данные по конкретному примеру расчета годовых затрат показывают, что стоимость потерь составляет 60 % от суммарных годовых затрат.

Предлагается следующий подход к оценке годовых затрат при эксплуатации силовых трансформаторов в энергосистемах РФ. Годовые затраты Z_{Γ} складываются из трех составляющих: капитализированные затраты Z_k , затраты, связанные с потерями в трансформаторных Z_{Π} , и эксплуатационные $Z_{\text{э}}$, т.е. $Z_{\Gamma} = Z_k + Z_{\Pi} + Z_{\text{э}}$. Рассмотрим составляющие более подробно.

Расчет капитализированных затрат. В общем виде Z_k определяется зависимостью

$$Z_k = (C_{\text{тр}} + C_{\text{пер}}) K,$$

где $C_{\text{тр}}$ – цена трансформатора в рублях; $C_{\text{пер}}$ – стоимость перевозки трансформатора от завода – изготовителя до места установки и монтажа в рублях; K – коэффициент, учитывающий амортизационные отчисления за установленный срок.

Есть различные точки зрения на величину расчетного срока K . В отечественной литературе в 80-х годах предлагались варианты от 8 до 12 лет. Сегодня этот срок должен быть установлен экспертами в области энергетики. Предлагаем установить 10 лет, т.е. принять $K = 0,1$.

Расчет годовой стоимости потерь. Расчет затрат на компенсацию потерь предлагается по следующей схеме:

$$Z_{\Pi} = g(P_{\text{ХХ}} \cdot T_{\text{ВКЛ}} + P_{\text{КЗ}} \cdot \tau_{\text{М}}),$$

где: g – удельная стоимость потерь, руб./кВт·ч; $P_{ХХ}$ – нормированные потери холостого хода, кВт, $P_{КЗ}$ – нормированные потери короткого замыкания, кВт; $T_{ВКЛ}$ – годовое время работы трансформатора под напряжением в часах; $\tau_{М}$ – время в часах при максимальной нагрузке, которое эквивалентно потерям КЗ по реальному графику нагрузки в течение года.

Определение $T_{ВКЛ}$ и $\tau_{М}$ для конкретного трансформатора представляет большие трудности. В качестве примера приведены обобщенные значения $T_{ВКЛ}$ и $\tau_{М}$ полученные на основе анализа данных статистического обследования нагрузки трансформаторов для различных групп трансформаторов, взятые из книги Л.Я. Поволоцкого «Экономическая эффективность новой техники в трансформаторостроении», 1980 г. (см. табл. 4.13).

Следует отметить, что сегодня величины $T_{ВКЛ}$ и $\tau_{М}$ должны корректироваться в связи со значительным изменением в 90-х годах нагрузок трансформаторов в различных регионах страны.

Определение удельной стоимости потерь g (руб./кВт·ч) должно базироваться на данных по затратам на возмещение потерь, включающих капитальные вложения в создание новых генерирующих мощностей, удельный расход топлива на 1 кВт ч электроэнергии, текущие расходы по обслуживанию трансформаторов и другие.

Таблица 4.13. Обобщенные значения $T_{ВКЛ}$ и $\tau_{М}$ полученные на основе данных статистического обследования нагрузки для различных групп трансформаторов

№ п/п	Группы трансформаторов	$T_{ВКЛ}$	$\tau_{М}$
1	Повышающие трансформаторы и автотрансформаторы электростанций	8000	5000
2	Понижающие автотрансформаторы и автотрансформаторы связи	8700	4100
3	Понижающие автотрансформаторы 110–220 кВ;	8500	4100
4	Трансформаторы собственных нужд	8000	5000

По данным журнала «Энергетика за рубежом», выпуск 2, 2000 г., цена электроэнергии в промышленности России составляет 0,044 долл. США/кВт·ч, что сопоставимо с приведенными выше данными по зарубежным фирмам (0,0352 долл. США).

Следует иметь в виду, что для нашей страны величина g может колебаться в больших пределах для различных регионов.

Расчет годовых эксплуатационных затрат. Учет годовых эксплуатационных затрат $Z_э$ является актуальным ввиду того, что практически все силовые трансформаторы, изготовленные на трансформаторных заводах СНГ, требуют проведения через 12 лет эксплуатации капитальных ремонтов с подпрессовкой обмоток, что сопряжено с большими затратами и снижением надежности, особенно для мощных трансформаторов. По различным сведениям стоимость капитальных ремонтов оценивается в 10–20% от стоимости трансформатора.

Предлагается рассчитывать $Z_э$, как

$$Z_э = Z_{кр}$$

· K_i , где $Z_{кр}$ – стоимость капремонта.

Предлагается применять коэффициент $K_i = 0,3$ для стимулирования заводов осваивать трансформаторы, не требующие проведения капитальных ремонтов в эксплуатации.

Предложенная методика может быть основной для рассмотрения и обсуждения с проектными и научными организациями и после корректировки и доработки рекомендована при проведении тендеров на поставку силовых трансформаторов в системах ФСК России. Она может быть использована так же разработчиками силовых трансформаторов для оптимизации конструкций, так как снижение потерь и эксплуатационных расходов связано со значительными дополнительными затратами, т.е. с увеличением стоимости трансформаторов.

Кроме того, эта методика может найти применение для оценки целесообразности замены трансформаторов производства 50–60-х годов на новые со значительно более низкими потерями.