

ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ РАБОТЫ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ПОДСТАНЦИЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 35–330 кВ

Инж. ДОРОФЕЙЧИК А. Н.

РУП «Гродноэнерго»

Большинство подстанций 35 кВ построено в 1960...1980 гг., и поэтому физический износ их оборудования достиг 65...70 %, а отдельных видов – 100 %. Кроме физического износа оборудования, все отчетливее проявляется и фактор его морального старения, когда основные технические характеристики не соответствуют современным нормам и требованиям. Составление основных фондов электрооборудования приведено в табл. 1.

Таблица 1

Оборудование	Количество, шт.	Общий % амортизации	% оборудования, отработавшего нормативный срок
Автотрансформаторы 330 кВ	9	49	–
Автотрансформаторы 220 кВ	5	44	–
Трансформаторы 110 кВ	133	64	17
Трансформаторы 35 кВ	150	65	13
Выключатели 330 кВ	13	54	–
Выключатели 220 кВ	17	85	9
Выключатели 110 кВ	188	56	14
Выключатели 35 кВ	387	64	75
Выключатели 10 кВ	2302	65	19

В табл. 2 приведены данные по составу высоковольтных выключателей напряжением 35–330 кВ.

Таблица 2

Класс напряжения	Вид выключателя	Количество, шт.	% от общего количества
Выключатели 330 кВ	Воздушные	9	70
	Элегазовые	4	30
Выключатели 220 кВ	Воздушные	8	47
	Масляные	9	53
Выключатели 110 кВ	Воздушные	22	12
	Масляные	43	22
	Маломасляные	89	45
	Элегазовые	42	21
Выключатели 35 кВ	Масляные	387	100
Выключатели 10 кВ	Маломасляные ВК-10	861	37
	Маломасляные старых типов	1133	50
	Вакуумные	308	13

Как видно из табл. 2, значительная часть выключателей напряжением 35–330 кВ состоит из морально и физически устаревших воздушных и масляных выключателей. Большую часть выключателей напряжением 10 кВ составляют ненадежные взрывоопасные маломасляные выключатели ВМПП-10, ВМП-10 П, ВМП-10 и др.

За период с 1993 по 2001 г. повреждено 68 выключателей напряжением 10–35 кВ и 27 выключателей напряжением 110–330 кВ. Из рис. 1 видно, что, начиная с 1995 г., повреждаемость выключателей 10–35 кВ стала снижаться. Это объясняется тем, что в энергосистеме стали массово внедрять вакуумные выключатели (рис. 2), которыми в первую очередь заменили самые ненадежные, взрыво- и пожароопасные маломасляные выключатели типа ВМПП-10.

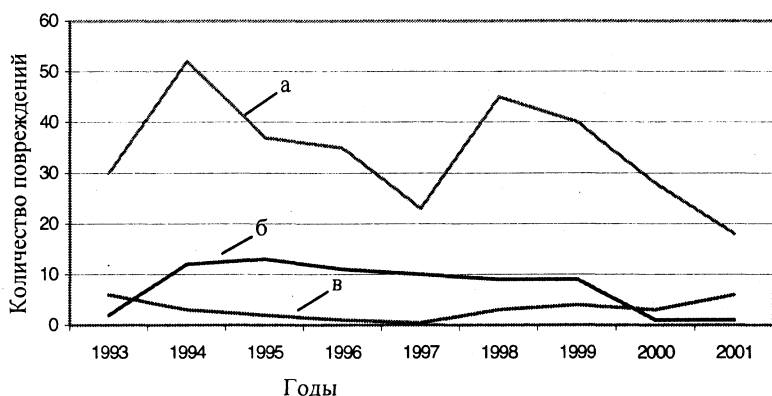


Рис. 1. Повреждаемость подстанционного электрооборудования по РУП «Гродноэнерго»: а – общая повреждаемость электрооборудования; б – выключатели 10–35 кВ; в – выключатели 110–330 кВ

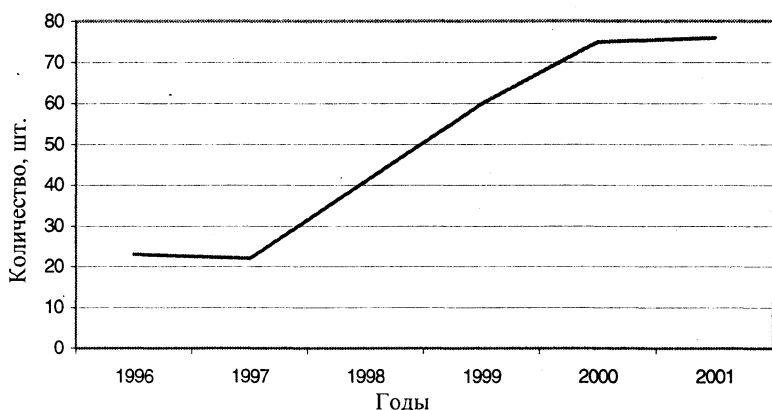


Рис. 2. Установка вакуумных выключателей 10 кВ на ПС 35–220 кВ РУП «Гродноэнерго»

Рост повреждаемости выключателей 110–330 кВ объясняется их низкой надежностью, а замена на элегазовые (рис. 3) идет медленно. Кроме того, элегазовые выключатели на напряжение 110 кВ (ЭГВ-110 кВ) в первую

очередь устанавливали на подстанциях вместо короткозамыкателей (КЗ) и отделителей (ОД). Это дало положительный результат: если в период с 1993 по 1997 г. имели место 10 повреждений ОД и КЗ, то начиная с 1998 г. таких повреждений не зафиксировано.

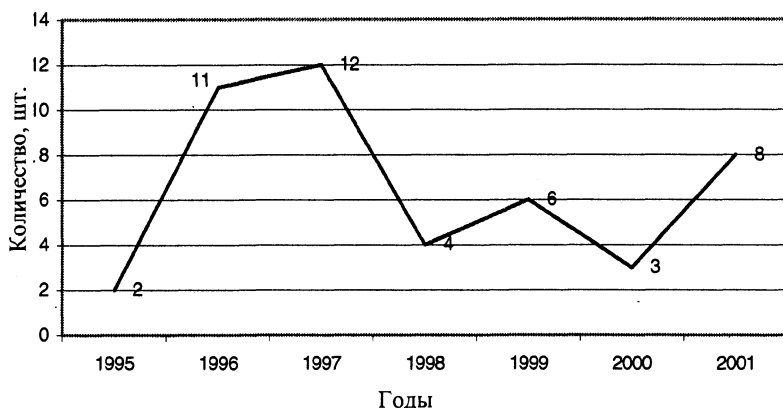


Рис. 3. Установка ЭГВ-110–330 кВ в РУП «Гродноэнерго»

Укажем основные трудности с обеспечением эффективности и надежности работы электрооборудования:

- на подстанциях напряжением 220–330 кВ основную проблему создают воздушные выключатели. Данный вид оборудования морально устарел, взрывоопасен, требует сложного воздушного хозяйства, значительных затрат на техническое обслуживание. Сложность выполнения капитальных ремонтов связана с тем, что запасные детали к таким выключателям уже не производятся, а специальный заказ требует больших финансовых средств. Кроме того, годовое потребление электроэнергии на работу компрессоров только одной подстанции составляет около 250000 кВт·ч;

- масляные выключатели с большими объемами трансформаторного масла (выключатели МКП-110 М – около трех тонн масла в одной фазе; У-220 кВ – 30 т масла в одном выключателе) морально устарели, запасные части к ним не выпускаются, они требуют огромных эксплуатационных расходов;

- на подстанциях 110 кВ находится в эксплуатации значительное количество трансформаторов, отработавших нормативных срок (введены в эксплуатацию в начале 60-х гг. бывшего столетия), с крупными потерями холостого хода и короткого замыкания. Замена только одного трансформатора мощностью 15 МВ·А на современный дает экономию около 400000 кВт·ч электроэнергии в год;

- низкая надежность и трудности в эксплуатации маломасляных выключателей ММО-110 болгарского производства. Они требуют значительных материальных средств на техническое обслуживание;

- низкая надежность опорных изоляторов разъединителей 110–220 кВ производства стран СНГ, наличие силовых трансформаторов с негермичными вводами, которые требуют больших эксплуатационных затрат (отбор проб масла, замена силикагеля, испытание, замена масла);

- устаревшие конструкции зданий оперативных пунктов управления подстанций (ОПУ) с высоким коэффициентом теплопроводности и т. д.

Исходя из приведенного выше анализа, а также с учетом опыта развития энергетики стран ближнего и дальнего зарубежья в Гродненской энергосистеме приняты основные направления развития, реконструкции и технического перевооружения подстанций напряжением 35–330 кВ, повышения эффективности и надежности работы электрооборудования:

- 1) перевод подстанций 35 и 220 кВ на напряжение 110 и 330 кВ соответственно;

- 2) снижение до минимума строительства новых подстанций, направление средств на реконструкцию и техническое перевооружение существующих с заменой устаревших выключателей на вакуумные и элегазовые, перевод устройств релейной защиты и автоматики (РЗА) на постоянный оперативный ток, внедрение цифровых защит, установка современных щитов постоянного тока;

- 3) исключение из схем отделителей и короткозамыкателей на напряжение 110 кВ и замена их на ЭГВ-110 кВ;

- 4) реконструкция устаревших распределительных устройств 10 кВ (КРУН, КРУ), замена взрывоопасных маломасляных выключателей на вакуумные;

- 5) замена морально и физически устаревших трансформаторов 110 кВ на трансформаторы с меньшими потерями холостого хода и короткого замыкания;

- 6) переход на однотрансформаторные подстанции (кроме подстанций, от которых запитаны потребители 1-й и 2-й категорий и трансформаторных подстанций (ТП) городских и сельских сетей);

- 7) пересмотр мощности установленных на подстанциях и ТП силовых трансформаторов;

- 8) замена в распределительных устройствах напряжением 10 кВ (РУ-10 кВ) подстанций сухих, мастиконаполненных и эпоксидных концевых кабельных муфт на термоусаживающиеся;

- 9) замена устаревших негерметичных маслонаполненных вводов силовых трансформаторов на сухие;

- 10) замена ненадежных опорных изоляторов разъединителей напряжением 110 кВ и выше на современные (западных фирм) с улучшенной армировкой, высоким качеством фарфора;

- 11) реконструкция существующих ОПУ с учетом современных требований по условиям теплопроводности, с модернизацией плоских крыш. Это касается и закрытых ТП. При строительстве или реконструкции подстанций целесообразно отказаться от ОПУ огромных размеров, зачастую двухэтажных, перейти на местные (в каждом распределительном устройстве 110, 330 кВ) небольшие ОПУ (мини-ОПУ), где располагаются устройства РЗА, аккумуляторные батареи, телемеханика и измерения. Это позволит сэкономить сотни километров контрольных кабелей, большое количество стройматериалов, расходы энергии на отопление и т. д. Информация от мини-ОПУ открытых распределительных устройств по оптоволоконной связи должна передаваться на общий щит подстанции;

- 12) плановая замена устаревших и отработавших нормативный срок вентильных разрядников на ограничители перенапряжений (рис. 4);

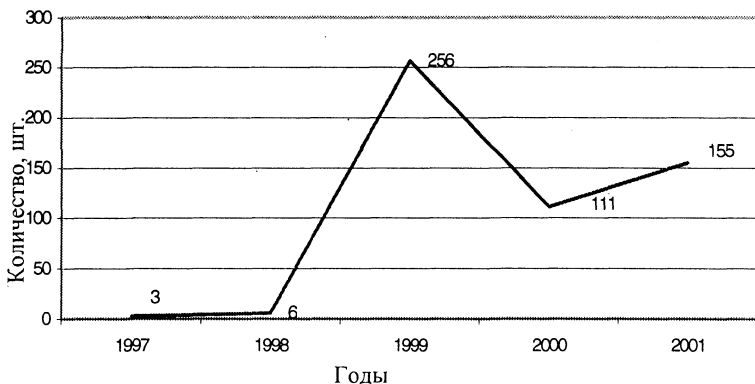


Рис. 4. Установка ограничителей перенапряжений в сети 6–330 кВ в РУП «Гродноэнерго»

13) использование современной покраски с учетом требований производственного дизайна в целях сохранения строительных конструкций подстанций (стойки, порталы) при производстве ремонтов;

14) внедрение современных методов диагностики электротехнического оборудования, контроля качества трансформаторного масла.

Чтобы реализовать перечисленные выше мероприятия, необходимо иметь огромные средства. Но, учитывая сложное финансовое положение в отрасли, приходится принимать компромиссные решения. При обследовании объектов, которые подлежат реконструкции или модернизации, особое внимание уделяется вопросам повторного использования демонтированного оборудования, т. е. его остаточной стоимости, которая не зависит от того, что оборудование отработало нормативный срок.

Остаточную стоимость $C_{ост}$ составляют: отдельные элементы оборудования, которые используются повторно как запасные части, цветной и черный металлолом, трансформаторное масло и т. д.

Следует отличать реконструкцию от модернизации. При реконструкции, как правило, старое оборудование демонтируется полностью, заменяется новым, более экономичным и надежным. Например, демонтируется воздушный выключатель 110 кВ, вместо него монтируется элегазовый выключатель 110 кВ. При модернизации оборудование заменяется, но не полностью. Используются каркас, шкаф, устройства РЗА от старого оборудования. Например: в комплектном распределительном устройстве наружной установки на старую тележку, в старый шкаф монтируется новый современный вакуумный выключатель вместо устаревшего маломасляного.

Естественно, стоимость реконструкции $C_{рек}$ будет отличаться от стоимости модернизации $C_{мод}$

$$C_{рек} > C_{мод}. \quad (1)$$

Кроме того, при реконструкции и модернизации остаточная стоимость имеет разные величины

$$C_{ост}^{рек} \neq C_{ост}^{мод}, \quad (2)$$

где $C_{ост}^{рек}$ – остаточная стоимость демонтированного оборудования при реконструкции; $C_{ост}^{мод}$ – остаточная стоимость демонтированного оборудования при модернизации.

Возможны варианты, когда:

$$C_{\text{ост}}^{\text{рек}} > C_{\text{ост}}^{\text{мод}}, \quad (3)$$

$$C_{\text{ост}}^{\text{рек}} < C_{\text{ост}}^{\text{мод}}, \quad (4)$$

$$C_{\text{ост}}^{\text{рек}} = C_{\text{ост}}^{\text{мод}}. \quad (5)$$

Точные величины $C_{\text{ост}}^{\text{рек}}$ и $C_{\text{ост}}^{\text{мод}}$ можно определить только на конкретном объекте.

В настоящее время, когда без экономического обоснования практически не реализуется ни один ответственный проект, вопросам остаточной стоимости в энергосистемах уделяется особое внимание.

К примеру, на подстанции необходимо заменить 25 ячеек КРУН (КРУ) полностью или же только выключатели, трансформаторы тока и вторичную коммутацию. Стоимость реконструкции в этом случае будет значительно отличаться от стоимости модернизации: ячейка КРУН (КРУ) в сборе стоит 15 тыс. дол. США, а выключатель 3...5 тыс. дол. США.

Стоимость реконструкции можно определить по формуле

$$C_{\text{рек}} = C_{\text{обор}}^{\text{р}} + C_{\text{м.н}}^{\text{р}} - C_{\text{ост}}^{\text{рек}}, \quad (6)$$

где $C_{\text{обор}}^{\text{р}}$ – стоимость оборудования с материалами, заменяемого при реконструкции объекта; $C_{\text{м.н}}^{\text{р}}$ – стоимость монтажа и наладки оборудования при реконструкции объекта.

Стоимость объекта при модернизации оборудования определяется аналогично по формуле (6).

На отдельных объектах возможна реконструкция с одновременной модернизацией оборудования. Тогда стоимость объекта $C_{\text{об}}$ равна

$$C_{\text{об}} = C_{\text{рек}} + C_{\text{мод}}, \quad (7)$$

или

$$C_{\text{об}} = C_{\text{обор}}^{\text{р}} + C_{\text{м.н}}^{\text{р}} - C_{\text{ост}}^{\text{рек}} + C_{\text{обор}}^{\text{м}} + C_{\text{м.н}}^{\text{м}} - C_{\text{ост}}^{\text{мод}}. \quad (8)$$

Реконструкции и модернизации подлежат в первую очередь подстанции, от которых запитаны наиболее ответственные предприятия. В объем реконструкции и модернизации, как правило, входят: замена коммутационных аппаратов, устройств релейной защиты со вторичной коммутацией, перевод на постоянный оперативный ток.

ВЫВОДЫ

1. Повысить надежность электроснабжения потребителей можно только путем реконструкции и модернизации отработавшего нормативный срок, физически и морально устаревшего оборудования, т. е. замены его полностью или частично современным.

2. При выборе объекта реконструкции и модернизации необходимо технико-экономическое обоснование объема и целесообразности выполняемых работ.

Поступила 30.05.2002