

функции ретроспективного просмотра позволяют графически представить любой параметр, проанализировать тенденцию его изменения и осуществить диагностический и прогностический контроль.

Предлагаемая интегрированная автоматизированная система контроля и диагностики турбогенераторов прошла опытную эксплуатацию и внедрена на энергоблоках 500 МВт Курской АЭС [3].

Следует заметить, что рассмотренная ИАСТК турбогенераторов может быть полностью изготовлена в Республике Беларусь, так как на сегодняшний день уже есть подсистемы (регистратор РАС-ИТМ, система виброконтроля «Лукомль»), которые производятся в Беларуси серийно. Что касается производства контроллеров для ввода и обработки информации от датчиков температуры (термосопротивления, термопары), давления, расхода, тока, напряжения, то в Республике Беларусь такие приборы выпускает ряд предприятий.

ИАСТК турбогенераторов представляет собой многоуровневую систему с распределенной подсистемой сбора входной аналоговой и дискретной информации, подсистемами технологической и алгоритмической обработки, что позволяет использовать при реализации отдельных подсистем ИАСТК технические средства как отечественного, так и зарубежного производства.

ЛИТЕРАТУРА

1. Типовая инструкция по эксплуатации генераторов на электростанциях: РД 34.45.501-88. – М.: СПО Союзтехэнерго, 1989. – 119 с.
2. Эксплуатация турбогенераторов с непосредственным охлаждением / Под общ. ред. Л. С. Линдорфа и Л. Г. Мамиконянца. – М.: Энергия, 1972. – 352 с.
3. Сопьяник В. Х. Цифровой контроль, диагностика и регистрация ненормальных и аварийных режимов теплового состояния турбогенератора с водородным охлаждением и его систем охлаждения // Энергетика... (Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ). – 2000. – № 2. – С. 6–9.

Поступила 6.03.2002

УДК 621.313

ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 0,38...10 кВ

Инж. ДОРОФЕЙЧИК А. Н.

РУП «Гродноэнерго»

Воздушные распределительные электрические сети напряжением 0,38...10 кВ составляют около 90 % всего электротехнического хозяйства энергосистем. Поэтому весьма важно обеспечить надежность их работы. За семь лет эксплуатации столбовых трансформаторных подстанций (СТП) в

Гродненской энергосистеме на них не было ни одного случая повреждения. Надежность сетей достигается на основе применения современных конструктивных элементов, а именно воздушных линий 0,38 кВ с изолированными самонесущими проводами, столбовых трансформаторных подстанций мощностью 25...100 кВ · А с высшим напряжением 10 кВ, разъединителей-заземлителей с подающей колонкой напряжением 10 кВ.

В результате удельная повреждаемость воздушных линий напряжением 10 кВ и комплектных трансформаторных подстанций (КТП) имеет тенденцию к снижению (рис. 1). Основные виды повреждений КТП связаны с короткими замыканиями в высоковольтном отсеке из-за малых расстояний крайних фаз предохранителей ПК 10 кВ от стенок шкафа, а также течи воды из-под проходных изоляторов; выходом из строя уплотнений проходных изоляторов с высоковольтным шкафом (из-за длительного их нахождения под воздействием солнца и влаги); повреждениями (особенно контактов) в низковольтном шкафу.

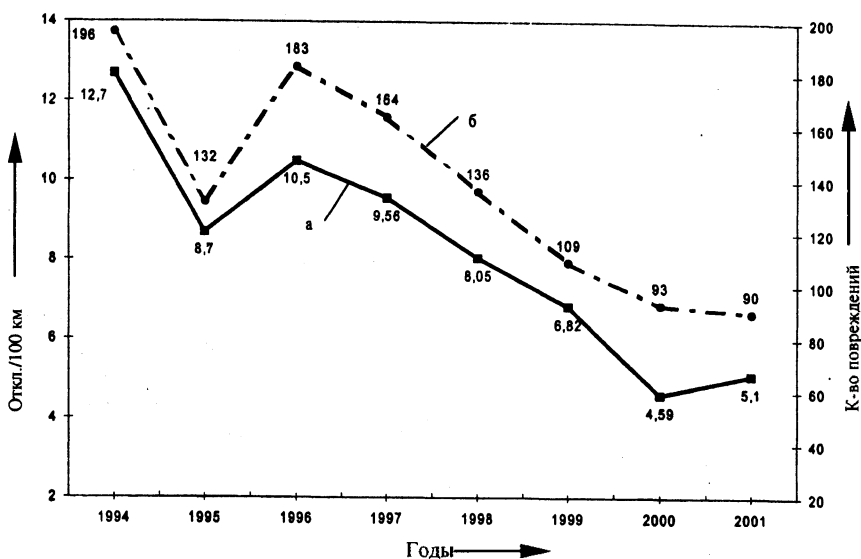


Рис. 1. Удельная повреждаемость воздушных линий напряжением 10 кВ и количество повреждений комплектных трансформаторных подстанций напряжением 10 кВ в РУП «Гродноэнерго» в 1994–2001 гг.: а – удельная повреждаемость воздушных линий напряжением 10 кВ; б – количество повреждений комплектных трансформаторных подстанций напряжением 10 кВ

Исходя из стоимости и удельной повреждаемости в электрических сетях сельскохозяйственного назначения, в настоящее время целесообразно отказаться от КТП и перейти на применение столбовых трансформаторных подстанций, смонтированных на одной железобетонной стойке типа СВ-110-1а или СВ-95-30.

По сравнению с КТП они имеют ряд преимуществ: просты в изготовлении и эксплуатации, значительно дешевле из-за меньшей (в 2,2...3,1 раза) металлоемкости (табл. 1 и 2) и имеют улучшенные изоляционные характеристики.

**Стоимость комплектных трансформаторных подстанций (КТП 10 кВ)
(без трансформатора)**

Тип КТП	Стоимость, руб.	
	с разрядниками	без разрядников
КТП 25 кВ·А	2 111 880	1 871 760
КТП 40 кВ·А	2 118 840	1 878 720
КТП 63 кВ·А	2 430 720	2 190 600
КТП 100 кВ·А	2 444 640	2 204 520
КТП 25...100 кВ·А (усредненная величина)	2 276 520	2 036 400

Примечание. С учетом налога на добавленную стоимость.

**Стоимость столбовой трансформаторной
подстанции (СТП 10 кВ) мощностью до 100 кВ·А**

Комплектация СТП	Стоимость, руб.	Примечание
100 %-я комплектация (разъединитель РНЗ 10 кВ, комплект ПК 10 кВ, РВО 10 кВ, РВН 0,5 кВ, шкаф РУНН 0,4 кВ)	1 306 960	Стоимость КТП 25...100 кВ·А с разъединителем РЛНД 10 кВ – 2 668 200 руб.
То же без разъединителя РНЗ 10 кВ	998 521	2 276 520 руб. (усредненная цена)
То же без комплекта ПК 10 кВ	1 135 443	
То же без разъединителя РНЗ 10 кВ и ПК 10 кВ	827 004	
То же без РВН 0,5 кВ	1 220 260	
То же без ПК 10 кВ и РВН 0,5 кВ	1 048 743	
То же без разъединителя РНЗ 10 кВ, ПК 10 кВ и РВН 0,5 кВ	740 304	

В связи с тем, что СТП применяются в основном мощностью 25...63 кВ·А, целесообразно от них иметь не три и более, а только две отходящие линии напряжением 0,38 кВ. Это позволит построить закольцованную на стороне 0,38 кВ сеть, нормально работающую в разомкнутом режиме.

В последние годы от СТП проектируются только отходящие воздушные линии с изолированными проводниками (ВЛИ 0,38 кВ). Так как переход (пересечение) через дорогу линий нежелателен, необходимо проектировать только две отходящие от СТП линии. Как исключение допускается переход через дорогу выполнить кабельной линией 0,38 кВ. В крупных населенных пунктах, где требуется спроектировать несколько СТП, целесообразно сделать один переход через дорогу ВЛ 10 кВ вместо нескольких переходов ВЛИ 0,38 кВ.

При подключении к СТП только бытовой нагрузки или других потребителей третьей категории допускается под один разъединитель подключить несколько СТП суммарной мощностью до 260 кВ·А (рис. 2).

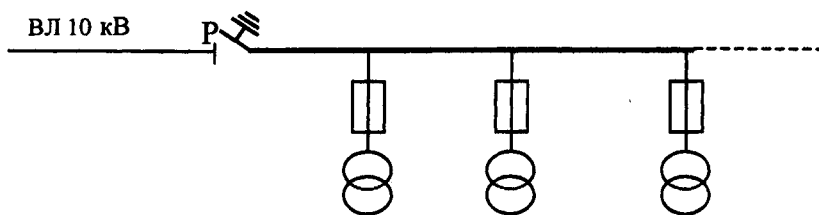


Рис. 2. Подключение нескольких СТП под один разъединитель

В таких сетях используется разъединитель-заземлитель (Р) производства РУП «Гродноэнерго». Характеристики разъединителя РНЗ 10 кВ приведены в табл. 3.

Таблица 3

Наименование параметра	Значение параметра
Номинальное напряжение $U_{\text{ном}}$ (соответствующее наибольшему рабочему напряжению $U_{\text{н.р}}$), кВ	10 (12)
Номинальный ток $I_{\text{ном}}$, А	400
Ток термической стойкости I_t , кА	10
Ток электродинамической стойкости i_d , кА	25
Время протекания номинального кратковременного тока, с	1
Номинальная частота $f_{\text{ном}}$, Гц	50
Электрическое сопротивление главного контура, Ом, не более	70×10^{-6}
Длина пути утечки внешней изоляции, мм, не менее	220
Допустимая механическая нагрузка на выводы с учетом влияния ветра и гололеда, Н, не менее	200

В этом современном надежном аппарате, имеющем прочную контактную систему, в местах соединения тяговой трубы с разъединителем и приводом вмонтированы бронзовые (латунные) гильзы, которые не ржавеют, и поэтому легко производить включения и отключения. Одна колонка при отключении автоматически заземляется в сторону СТП: сначала она фиксируется в промежуточном положении (пока не погаснет дуга), а затем падает на заземляющий нож.

Используя опыт Польши, Украины и других стран, в энергосистеме начали применять СТП 25...63 кВ без предохранителей на стороне 10 кВ. Это позволит значительно удешевить (на 13...17 %) стоимость подстанции (табл. 2). При отказе от предохранителей на стороне 10 кВ должны выполняться следующие условия:

к СТП необходимо подключать только ВЛИ 0,38 кВ;

защита линии 10 кВ должна чувствовать КЗ за трансформатором СТП.

При подключении к СТП 10 кВ самонесущих изолированных проводов нет необходимости устанавливать низковольтные разрядники или ограничители перенапряжения. При этом стоимость СТП снижается на 8...9 %.

На основании изложенного выше, в РУП «Гродноэнерго», начиная с 1996 г., отказались от проектирования КТП 10 кВ для распределительных сетей, а с 1999 г. стали проектировать линии с самонесущими изолированными проводами.

Кроме того, в Гродненских электрических сетях налажено производство разъединителей-заземлителей 10 кВ, столбовых трансформаторных подстанций 10 кВ для Гродненской энергосистемы. В настоящее время выпускается до 400 СТП 10 кВ и столько же РНЗ 10 кВ в год. Замена КТП на СТП осуществляется планомерно, как при реконструкции сетей, так и при капитальных ремонтах (рис. 3).

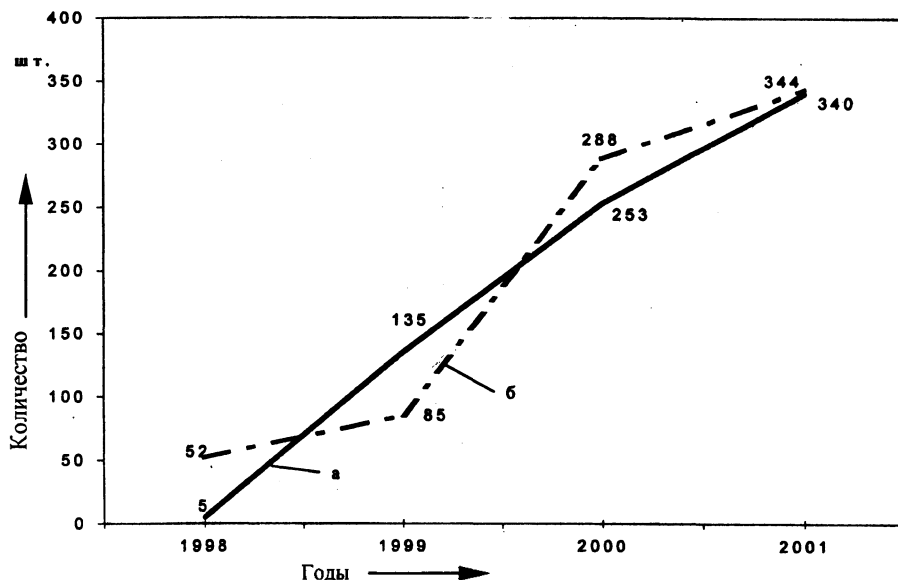


Рис. 3. Установка СТП и РНЗ 10 кВ в распределительных сетях РУП «Гродноэнерго» (по годам): а – СТП 10 кВ; б – РНЗ 10 кВ

В ближайшие годы планируется увеличить производство СТП и РНЗ до 600...700 штук в год.

Значительно повысилась надежность электрических распределительных сетей после внедрения ВЛИ 0,38 кВ: отсутствуют КЗ при схлестывании проводов, не повреждаются контакты в низковольтном шкафу (РУНН 0,38 кВ), автомат и предохранители, а также провода коммутации. Данные по вводу в эксплуатацию (по годам) ВЛИ 0,38 кВ в РУП «Гродноэнерго» приведены на рис. 4.

В настоящее время при проектировании и реализации проекта обязательным условием является: наличие разъединителя-заземлителя 10 кВ, столбовой трансформаторной подстанции 10 кВ, воздушной линии с самонесущим проводом 0,38 кВ. РНЗ 10 кВ, как правило, устанавливается на отдельной опоре, длина, так называемого, нулевого пролета составляет 10...15 м. Такая величина пролета позволяет безопасно работать на СТП 10 кВ, например при замене трансформатора с применением механизмов.

Использование современного оборудования в распределительных сетях 0,4...10 кВ, кроме повышения надежности электроснабжения потреби-

телей, имеет также экономический эффект вследствие значительного снижения капитальных затрат на оборудование и его эксплуатацию

$$\Delta C_{\text{ТП}} = (C_{\text{КТП}} - C_{\text{СТП}}) n, \quad (1)$$

где $\Delta C_{\text{ТП}}$ – экономический эффект от внедрения СТП 10 кВ вместо КТП 10 кВ; $C_{\text{КТП}}$ – стоимость КТП 10 кВ; $C_{\text{СТП}}$ – стоимость СТП 10 кВ; n – количество внедренных СТП 10 кВ.

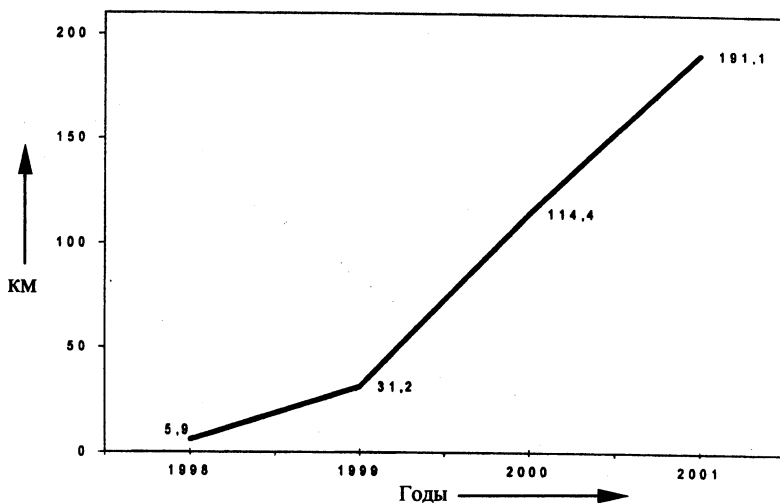


Рис. 4. Ввод в эксплуатацию ВЛИ 0,38 кВ в РУП «Гродноэнерго»

Эффект $\Delta C_{\text{Р}}$ от применения РНЗ 10 кВ вместо РЛНД 10 кВ

$$\Delta C_{\text{Р}} = (C_{\text{РЛНД}} - C_{\text{РНЗ}}) n, \quad (2)$$

где $C_{\text{РЛНД}}$ – стоимость разъединителя РЛНД 10 кВ; $C_{\text{РНЗ}}$ – стоимость разъединителя РНЗ 10 кВ; n – количество внедренных РНЗ 10 кВ.

Экономия средств от внедрения современного оборудования в распределительных сетях $\Delta C_{\text{обор}}$

$$\Delta C_{\text{обор}} = \Delta C_{\text{ТП}} + \Delta C_{\text{Р}}. \quad (3)$$

Суммарная экономия средств ΔC_{Σ}

$$\Delta C_{\Sigma} = \Delta C_{\text{обор}} + \alpha_{\text{T}} \Delta C_{\text{экс}}, \quad (4)$$

где $\Delta C_{\text{экс}}$ – экономия средств за счет уменьшения эксплуатационных затрат (транспорт, ремонты, замена поврежденных элементов и т. д.); α_{T} – коэффициент приведения разновременных затрат; равен примерно 7 при процентной ставке на уровне 0,15.

Расчеты показывают, что при производстве в год 500 комплектов СТП 10 кВ с РНЗ 10 кВ Гродненская энергосистема сэкономит:

$$\Delta C_{\text{обор}} = \Delta C_{\text{ТП}} + \Delta C_{\text{Р}} = [(2\,276\,520 - 998\,521) + (391\,680 - 308\,439)] \cdot 500 = 680\,620\,000 \text{ руб. (цены на 01.01.2002 г.)}$$

Отметим также необходимость снижения металлоемкости выпускаемого и применяемого в эксплуатации оборудования в связи с отсутствием в республике своего металла.

При производстве 500 комплектов СТП 10 кВ с разъединителями РНЗ 10 кВ может быть сэкономлено более 110 т металла, т. е. примерно 220 кг на один комплект.

ВЫВОДЫ

1. Для повышения надежности электроснабжения потребителей и получения максимального экономического эффекта при проектировании распределительных сетей 0,38...10 кВ необходимо применять столбовые трансформаторные подстанции 10 кВ мощностью 25...100 кВ · А, разъединители-заземлители с падающей колонкой РНЗ 10 кВ, линии 0,38 кВ с самонесущими изолированными проводами.

2. Применение РНЗ 10 кВ и СТП 10 кВ значительно повышает безопасность при выполнении работ в распределительных электрических сетях.

ЛИТЕРАТУРА

1. Белорусская энергетическая система: Наука и технический прогресс. – Мн.: Асар, 2001. – С. 154–155.

2. Д о р о ф е й ч и к А. Н. Основные направления развития, реконструкции и повышения надежности электрических сетей Гродненской энергосистемы // Энергетика Беларуси. – 2001. – № 8. – С. 5.

3. Д о р о ф е й ч и к А. Н. Техническая реконструкция электрических установок и обеспечение работников современными средствами защиты // Охрана труда. – 1995. – № 11. – С. 2–4.

Поступила 20.03.2002