

• при напряжении 14 кВ и ниже пробой образцов не наблюдался. Поэтому при рабочем напряжении ВЛ возможность пробоя между проводом и заземленным предметом практически исключена;

• при напряжении 24 кВ и выше, что соответствует максимально возможному уровню перенапряжения при замыкании фазы на землю, вероятен пробой покрытия проводов в дефектных местах. Вероятность попадания заземленного предмета на такой участок покрытия весьма невелика. По результатам экспериментов она составляет порядка 0,05;

• при атмосферных перенапряжениях (42 кВ и выше) пробой изоляции возможен. Поэтому перед наступлением грозового периода линия должна быть осмотрена и очищена от упавших деревьев и веток.

ЛИТЕРАТУРА

1. Разработка системы грозозащиты для воздушных линий 10 кВ с покрытыми проводами (ВЛП 10). Заключительный отчет по х/д № 1873/96. – Мн., 1998.

2. Подвесные скрученные кабели, провода SAХ, волоконно-оптические грозозащитные тросы. Каталог фирмы «НОКИА КАБЕЛЬ». – Хельсинки, 1993. – 27 с.

3. Провод с изолирующей оболочкой для воздушных линий электропередачи до 20 кВ типа АСИ: Технические условия: ТУ РБ 00114241–99. – Мн., 1999.

4. Степанчук К. Ф., Тиняков Н. А. Техника высоких напряжений. – Мн.: Выш. шк. – 1982. – С. 450.

5. Степанчук К. Ф. Модели разрушения изоляции в процессе эксплуатации и их анализ // Энергетика... (Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ). – 1999. – № 4. – С. 26–33.

Представлена кафедрой
электрических станций

Поступила 30.05.2002

УДК 621.316

СОВРЕМЕННАЯ СТОЛБОВАЯ ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ МОЩНОСТЬЮ 25–100 кВ·А

Инж. ДОРОФЕЙЧИК А. Н.

РУП «Гродноэнерго»

В начале 90-х гг. прошлого столетия в РУП «Гродноэнерго» была разработана и освоена столбовая трансформаторная подстанция (СТП) мощностью 25–100 кВ·А на напряжение 10/0,4 кВ. За семь с половиной лет эксплуатации первой СТП замечаний по ее работе не было.

Комплектность СТП 25–100 кВ·А на напряжение 10/0,4 кВ приведена в табл. 1.

Комплектация столбовой трансформаторной подстанции (СТП 25–100/10/0,4)

№ п/п	Наименование оборудования, элементов	Единица измерения	Количество
1.	Разъединитель-заземлитель РНЗ 10 кВ	шт.	1
2.	Стойка железобетонная типа СВ-110-1а	шт.	1
3.	Высоковольтные предохранители	компл.	1
4.	Вентильные разрядники РВП (РВО) 10 кВ	фаз	3
5.	Низковольтный шкаф (РУНН)	шт.	1
6.	Вентильные разрядники (ОПНы) РВН 0,5 кВ	фаз	3
7.	Трансформатор ТМ (ТМГ)-25–100 кВ·А	шт.	1

Разъединитель-заземлитель РНЗ 10 кВ. Известно [1], что в распределительных сетях 10 кВ Беларуси нашли широкое применение разъединители наружной установки типа РЛНД 10 кВ. Это трехполюсные высоковольтные выключатели горизонтально-поворотного типа, которые имеют ряд недостатков:

- повышенное и возрастающее в процессе эксплуатации переходное сопротивление контактных пар. Поэтому при больших токах происходит повреждение контактов из-за того, что контактные пары медь–медь в присутствии влаги и углекислого газа образуют на поверхности меди зеленые пленки основного карбоната. На воздухе происходит поверхностное окисление с образованием защитной пленки (окиси меди), обладающей высоким удельным сопротивлением;

- необходимость применения стальных пружин, сила сжатия которых уменьшается во время эксплуатации, что ведет к нестабильности контактного нажатия и, как следствие, – к нестабильности переходного сопротивления контактных соединений разъединителя;

- заклинивание механизма привода из-за значительного повышения момента сопротивления вращению подшипников скольжения по причине коррозии их стальных, алюминиевых или чугунных сопряжений деталей, что часто приводит к невозможности осуществления оперативных переключений, поломкам механизма привода или к аварийному выходу из строя разъединителя вследствие его недоотключения;

- наличие двух приводов: главного (включение–отключение) и дополнительного – заземляющего;

- сложность конструкции, включающей многочисленные кинематические пары, их связующие элементы и подшипниковые узлы;

- большая металлоемкость и стоимость.

С целью повышения надежности работы сетей, а также упрощения конструкции и снижения стоимости в РУП «Гродноэнерго» разработан и внедрен в эксплуатацию разъединитель с падающей колонкой типа РНЗ 10 кВ. Технические характеристики разъединителей РЛНД 10 кВ и РНЗ 10 кВ на номинальное напряжение 10 кВ, номинальный ток 400 А, односекундный ток термической стойкости 10 кА, ток электродинамической стойкости 25 кА приведены в табл. 2 [2, 3].

Основные технические характеристики разъединителей

№ п/п	Наименование параметра (характеристики)	Значение параметра	
		РЛНД1 10 кВ	РНЗ 10 кВ
1.	Электрическое сопротивление главных контактов, Ом, не более		70×10^{-6}
2.	Длина пути утечки внешней изоляции, мм, не менее	230/400*	220
3.	Допустимая механическая нагрузка на выводы с учетом влияния ветра и гололеда, Н, не менее	245	200

* 400 мм – длина пути утечки при использовании усиленной изоляции (изоляторы типа УОС-20-300УХЛП).

Разработанный в РУП «Гродноэнерго» разъединитель-заземлитель, который отвечает требованиям ГОСТа 689–90, имеет ряд преимуществ и конструктивных особенностей по сравнению с аналогичным разъединителем РЛНД-1-10/400(Л-3):

1) контактное нажатие в ножах главной цепи создается за счет предварительно напряженного состояния металла подвижного контакта, выполненного из медного прутка, что обеспечивает следующие преимущества:

- необязательно применение стальных пружин, сила сжатия которых уменьшается в процессе эксплуатации. Таким образом исключаются нестабильность контактного нажатия и, как следствие, нестабильность переходного сопротивления контактных соединений разъединителя;

- испытания на механическую износостойкость разъединителя РНЗ 10 кВ показали: после проведения 2000 рабочих циклов величина контактного нажатия главных ножей и ножей заземления уменьшалась не более чем на 5 %;

- оперативные переключения разрушают поверхностную пленку контактов, что увеличивает поверхность соприкосновения принятой многоточечной контактной системы, т. е. улучшает качество контакта; после проведения 2000 рабочих циклов сопротивление главных цепей и цепей заземления не увеличивалось, а в ряде случаев даже уменьшалось;

- стабильность параметров контактной системы принятой конструкции (контактное нажатие, переходное электрическое сопротивление) повышает надежность работы разъединителя РНЗ 10 кВ;

- оперативные переключения разрушают ледяные образования в разъемном контакте, что приводит к уменьшению нагрузки на опорные изоляторы;

2) общий ручной привод для главных ножей и ножей заземления позволяет производить отключение потребителей электроэнергии от источника питания с включением его на заземляющие ножи, уменьшая тем самым вероятность ошибочных оперативных переключений; перевод подвижных контактов из положения «включено» в положение «заземлено» производится через фиксируемое среднее положение, что обеспечивает благоприятные условия гашения дуги в случае ее возникновения из-за коммутационных перенапряжений;

3) тяга привода расположена снизу. Таким образом достигается следующее:

- симметричное распределение силовых моментов на контактную систему;

- отпадает необходимость в изготовлении подрамника, а это существенно уменьшает металлоемкость разъединителя, т. е. повышает экономические показатели и улучшает условия монтажа и эксплуатации;

4) в «мертвой зоне» поворотный вал, на котором расположены подвижные контакты, оказывается запертым в двух крайних положениях (при повороте привода на 180°), что не допускает самопроизвольного изменения положения контактной системы;

5) расположение всех трех полюсов разъединителя на одном подвижном валу с одним приводом исключает возможность разного положения («включено» или «заземлено») отдельных полюсов, существенно повышая безопасность работы обслуживающего персонала.

Стойка железобетонная типа СВ-110-1а. В [4] приведены опоры, сконструированные на базе железобетонных стоек СВ-110-1а длиной 11 м с замоноличенным верхним штырем и двумя отверстиями диаметром 21 мм на расстоянии 130 и 760 мм от верхнего торца. Расчетный изгибающий момент на уровне земли составляет 3,5 тонна-метра. Эта стойка была применена при строительстве СТП мощностью 25–100 кВ · А. Она, естественно, не имеет специальных закладных деталей, что в свою очередь усложняет изготовление и монтаж на ней деталей (элементов) СТП 10 кВ: траверсу под изоляторы, промежуточную траверсу, конструкцию для установки высоковольтных предохранителей и т. д.

С целью повышения надежности, упрощения монтажа, а также снижения металлоемкости в Гродненских электрических сетях под руководством И. Б. Обуховича была разработана специальная стойка типа СВ-95-25 (рис. 1).

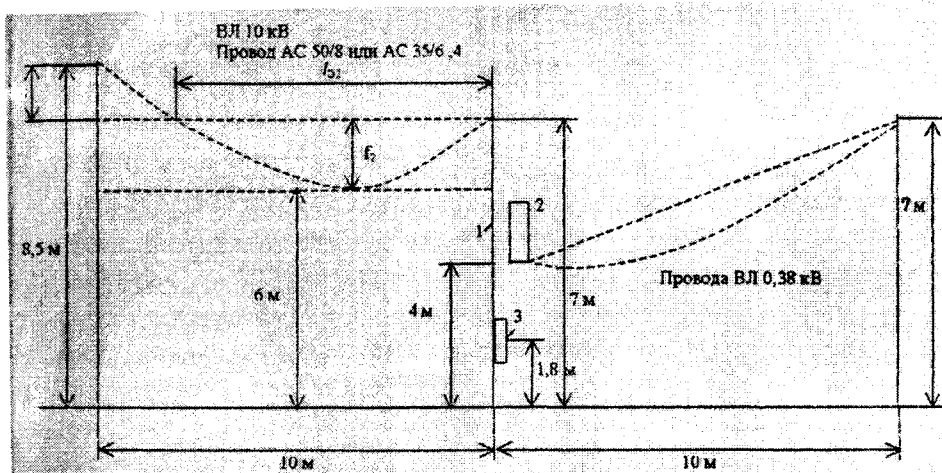


Рис. 1. Схема расположения проводов линии напряжением 10 кВ, питающей подстанцию 10/0,38 кВ, и отходящих линий напряжением 0,38 кВ: 1 – железобетонная стойка СВ-95-25; 2 – трансформатор мощностью до 100 кВ · А; 3 – распределительный шкаф напряжением 0,38 кВ

Расчет проводился применительно к проводам большего сечения линии напряжением 10 кВ, а именно к сечению АС-50/8 и СТП с трансформатором наибольшей мощности 100 кВ · А.

Максимальные нормативные скоростные напоры ветра и толщина гололедно-изморозевых отложений определялись исходя из повторяемости один раз в 10 лет для ВЛ 10 кВ и один раз в 5 лет для ВЛ 0,38 кВ.

Стойка железобетонной опоры рассчитывалась на следующие условия нормальных режимов:

- температура $-5\text{ }^{\circ}\text{C}$, максимальный скоростной напор ветра $q_{\max} = 40\text{ даН/м}^2$ – для ВЛ 10 кВ, 27 даН/м^2 – для ВЛ 0,38 кВ, гололед отсутствует, провода не оборваны, направление ветра под углом 90° и 45° к осям линий 10 и 0,38 кВ;

- температура $-5\text{ }^{\circ}\text{C}$, скоростной напор ветра $q = 0,25q_{\max}$ и $q = 10\text{ даН/м}^2$ – для линий 10 кВ и $6,75\text{ даН/м}^2$ – для линий 0,38 кВ, толщина стенки гололеда $b = 20\text{ мм}$, провода не оборваны, направление ветра под углом 90° и 45° к осям линий 10 и 0,38 кВ.

При расчете использовались следующие данные:

- габаритные размеры силового трансформатора ТМ-100/10: $1,47 \times 1,2 \times 0,8\text{ м}$, масса трансформатора – 740 кг;

- масса кронштейна, на котором устанавливается трансформатор, – 110 кг;

- габаритные размеры распределительного шкафа низкого напряжения: $1 \times 0,6 \times 0,2\text{ м}$, масса шкафа – 48 кг;

- масса электромонтера с инструментом – 100 кг.

Момент сил M_{1-1} относительно расчетного сечения железобетонной стойки 1–1, находящегося на уровне земли, определяется как

$$M_{1-1} = \sum_{i=1}^n Q_i a_i + \sum_{j=1}^m P_j h_j, \quad (1)$$

где Q_i – вертикальная i -я расчетная нагрузка ($i = 1, \dots, n$), даН; a_i – длина плеча i -й расчетной нагрузки, м; P_j – горизонтальная j -я расчетная нагрузка ($j = 1, \dots, m$), даН; h_j – высота приложения j -й расчетной горизонтальной нагрузки относительно уровня земли, м.

В работе [5] также определены: диаметр жгута воздушных линий ВЛ 0,38 кВ с изолированными проводами (ВЛИ 0,38 кВ); количество отходящих от СТП линий 0,38 кВ по допустимой потере напряжения; тяжения по проводам линий напряжением 10 и 0,38 кВ; вертикальные и горизонтальные механические нагрузки на конструктивные элементы подстанции. Даны: расчетные схемы приложения нагрузок и определения изгибающих моментов сил, действующих на стойку опоры относительно уровня земли, выбор сечения уголка для опорного кронштейна подстанции.

Расчетный диаметр жгута линии 0,4 кВ с изолированными самонесущими проводами

$$d_{\text{ж}} = \sqrt{\frac{4F_{\text{ж}}}{\pi}} = 1,128\sqrt{F_{\text{ж}}}, \quad (2)$$

где $F_{\text{ж}}$ – площадь, занимаемая всеми проводами жгута; $\pi = 3,14$.

Значение $F_{\text{ж}}$ находится как

$$F_{\text{ж}} = 3F_{\text{п.и}} + F_{\text{АС}} + F_{\text{п.и.у}}, \quad (3)$$

где $F_{\text{п.и}}$ – площадь сечения алюминиевого провода с изоляцией; $F_{\text{АС}}$ – то же несущего сталеалюминиевого провода, не покрытого изоляцией; $F_{\text{п.и.у}}$ – то же алюминиевого провода уличного освещения, покрытого изоляцией.

Допустимый длительный ток [6] на изолированную токопроводящую жилу при интенсивности солнечной радиации 600 Вт/м^2 , температуре окружающего воздуха $+25 \text{ }^\circ\text{C}$ и длительной рабочей температуре провода до $90 \text{ }^\circ\text{C}$ равен 125; 150 и 195 А (для сечения алюминиевых жил 25; 35 и 50 мм^2).

Номинальный ток $I_{\text{н}}$ вторичной обмотки напряжением 0,4 кВ силовых трансформаторов мощностью 25; 40; 63 и $100 \text{ кВ} \cdot \text{А}$ равен соответственно 38; 60,8; 95,8; 152 А.

Ток $I_{\text{н}}$ определяется как

$$I_{\text{н}} = \frac{S_{\text{н}}}{\sqrt{3}U_{\text{н}}}, \quad (4)$$

где $S_{\text{н}}$ – номинальная мощность силового трансформатора, $\text{кВ} \cdot \text{А}$; $U_{\text{н}}$ – номинальное напряжение сети со стороны низшего напряжения трансформатора, кВ.

Таким образом, мощность от силовых трансформаторов $25; 40; 63 \text{ кВ} \cdot \text{А}$ может быть выдана по одному пучку проводов сечением 25 мм^2 , а трансформатора $100 \text{ кВ} \cdot \text{А}$ – по одному пучку проводов сечением 35 или 50 мм^2 .

Однако при дальности передачи до 1 км потери напряжения ΔU , определенные без учета весьма малого индуктивного сопротивления (до $0,1 \text{ Ом/км}$), могут привести к недопустимым отклонениям напряжения δU в конце линии или у электроприемников. В линии $0,38 \text{ кВ}$ с равномерной распределенной нагрузкой и нагрузкой на конце линии потери напряжения определяются по [5]:

$$\Delta U = \sqrt{3}I r_0 \frac{L}{2}; \quad (5)$$

$$\Delta U = \sqrt{3}I r_0 L,$$

где I – ток нагрузки или ток на головном участке линии, А; r_0 – активное сопротивление 1 км линии; L – длина линии, км.

Отклонение напряжения от номинального в конце линии

$$\delta U \% = \frac{(U_{\text{нн}} - \Delta U - U_{\text{н}})}{U_{\text{н}}} \cdot 100 \% \leq \delta U_{\text{доп}} \%,$$

где $U_{\text{нн}}$ – номинальное напряжение обмотки низшего напряжения понижающего трансформатора ($U_{\text{нн}} = 400$ В); $\delta U_{\text{доп}} \%$ – допустимое отклонение в % (± 5 %).

Проведенные расчеты тяжения по проводам линий напряжением 10 и 0,38 кВ, вертикальных и горизонтальных нагрузок на конструктивные элементы подстанции, а также изгибающих моментов сил, действующих на стойку опоры относительно земли, показали, что железобетонная стойка СВ-95-25 может широко применяться для столбовых трансформаторных подстанций 10 кВ мощностью до 100 кВ · А.

По результатам этого исследования в РУП «Гродноэнерго» принято решение изготовить 20 таких стоек и смонтировать на них СТП во всех районах области.

Распределительное устройство низкого напряжения (РУНН). Распределительное устройство низкого напряжения входит в комплект столбовой трансформаторной подстанции и служит для распределения электроэнергии по линиям 0,38 кВ.

Шкафы РУНН изготавливаются трех типоразмеров:

- РУНН-1 – 600х500х200 мм;
- РУНН-2 – 600х800х200 мм;
- РУНН-3 – 600х1000х200 мм.

В РУНН применяются следующие схемы электрических соединений:

- подключение отходящих линий 0,38 кВ с помощью предохранителей и рубильников;
- с автоматическими выключателями и нулевой защитой на отходящих линиях 0,38 кВ;
- с автоматическими выключателями без нулевой защиты на отходящих линиях 0,38 кВ.

В каждой схеме предусмотрено уличное освещение.

В зависимости от количества отходящих линий 0,38 кВ распределительного устройства делятся на: РУНН-1 – с одной линией 0,38 кВ; РУНН-2 – с двумя линиями 0,38 кВ; РУНН-3 – с тремя линиями 0,38 кВ. Электрическая схема РУНН-1 приведена на рис. 2, где РВО-10 – разрядники на напряжение 10 кВ; ПК-10 – предохранители на напряжение 10 кВ; Т1 – силовой трансформатор; РВН-0,5 – разрядники на напряжение 0,5 кВ; ВЛ – фотореле ФР-94-3; QF4 – автоматический выключатель АЕ-1031-1; КМ – пускатель ПМЛ-2100; РТ2 – счетчик однофазный СО-И496; QF1 – автоматический выключатель А3716; КА1 – реле токовое РЭ 13-2; Q1 – рубильник ВР-32.

Следует отметить, что в РУНН-3 установлены также трансформаторы тока ТТ-0,66 и трехфазный счетчик.

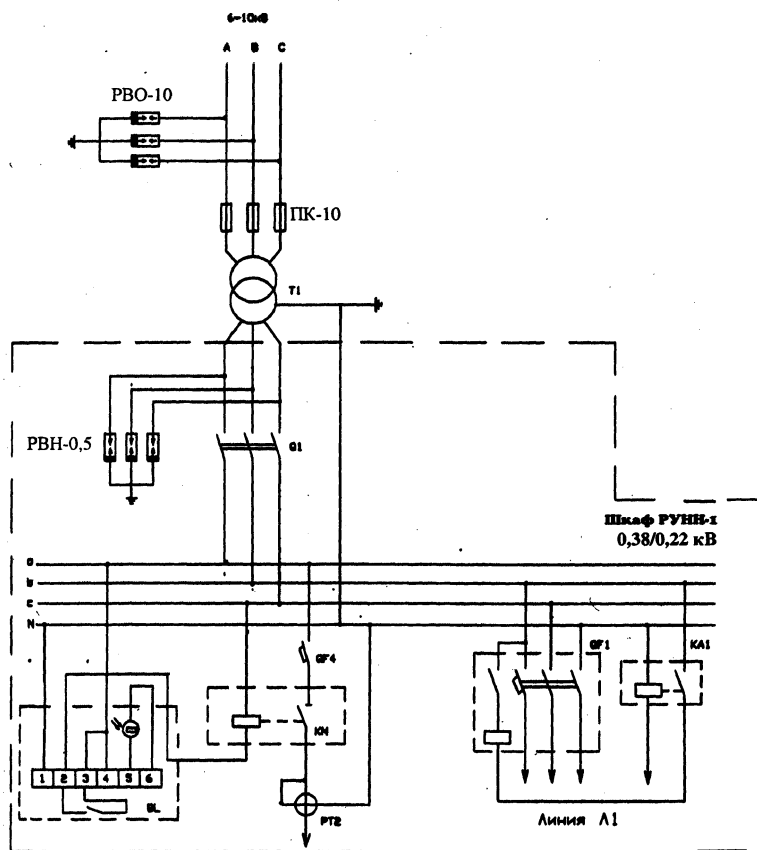


Рис. 2. Схема электрическая принципиальная СТП 10 кВ с РУНН-1

Технические характеристики оборудования и приборов, установленных в шкафах РУНН, приведены в табл. 3.

Таблица 3

Технические характеристики оборудования и приборов РУНН

№ п/п	Наименование оборудования, приборов	РУНН-1	РУНН-2	РУНН-3
1.	Разрядник	РВН 0,5 кВ	РВН 0,5 кВ	РВН 0,5 кВ
2.	Автоматический выключатель	А3716, $I_n = 100$ А, $I_p = 630$ А	А3716, $I_n = 100$ А, $I_p = 630$ А	А3716, $I_n = 100$ А, $I_p = 630$ А
3.	Рубильник	ВР-32, $I_n = 250$ А	ВР-32, $I_n = 250$ А	ВР-32, $I_n = 250$ А
4.	Пускатель	ПМЛ2100, 380 В, $I_n = 25$ А	ПМЛ2100, 380 В, $I_n = 25$ А	ПМЛ2100, 380 В, $I_n = 25$ А
5.	Автоматический выключатель	АЕ-1031, $I_p = 16$ А	АЕ-1031, $I_p = 16$ А	АЕ-1031, $I_p = 16$ А
6.	Реле токовое	РЭ-13-2УЗ, $I_n = 63$ А	РЭ-13-2УЗ, $I_n = 63$ А	РЭ-13-2, $I_n = 63$ А
7.	Электрический счетчик	СО-У496, $I_n = 10$ А, 220 В	СО-У496, $I_n = 10$ А, 220 В	СО-У496, $I_n = 10$ А, 220 В
8.	Фотореле	ФР-94-3	ФР-94-3	ФР-94-3
9.	Трансформатор тока	—	—	ТТ-0,66 кВ
10.	Счетчик трехфазный	—	—	САУ-И-672М

Изготовление стоек, металлоконструкций и РУНН в Гродненских электросетях позволило увеличить производство СТП 10 кВ до 400 шт. в год. Эта цифра в ближайшее время удвоится. Начиная с 2000 г., энергосистема полностью покрывает свои потребности в СТП как для капитального строительства, так и для капитального ремонта. Из рис. 3 видно увеличение внедрения столбовых трансформаторных подстанций в РУП «Гродноэнерго».

С целью удешевления (на 10...20 %) СТП, используя опыт Финляндии, Украины и других стран, в энергосистеме отказались от установки высоковольтных предохранителей ПК 10 кВ, а при подключении ВЛИ 0,38 кВ – и от разрядников РВН 0,5 кВ.

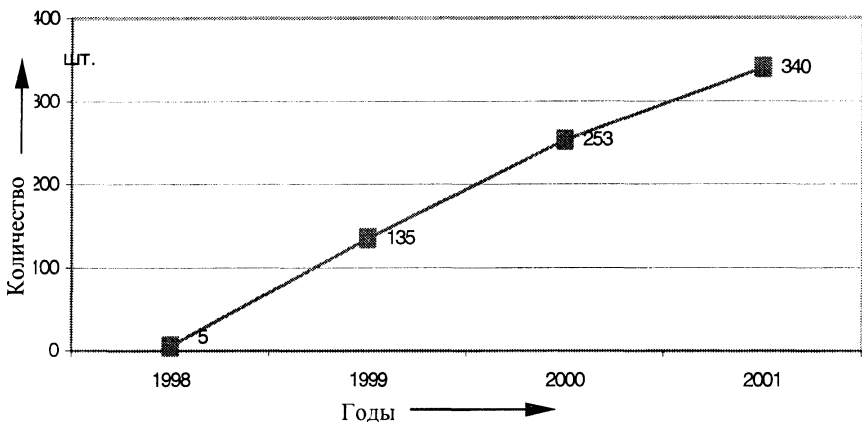


Рис. 3. Установка СТП 10 кВ в распределительных сетях РУП «Гродноэнерго»

ВЫВОДЫ

1. Современная столбовая трансформаторная подстанция на напряжение 10/0,4 кВ является более надежным элементом распределительной сети по сравнению с комплектной трансформаторной подстанцией (КТП).
2. Сооружение СТП обеспечивает снижение металлоемкости подстанции в три раза и ее стоимости по сравнению с КТП – в два раза.
3. Использование в качестве несущей конструкции СТП железобетонной стойки СВ-95-25 снижает металлоемкость конструкции СТП, трудовые затраты в процессе монтажа, повышает степень надежности конструкции во время эксплуатации и уровень эстетичности конструкции (исключены хомуты для крепления на стойке металлоконструкций, крепление выполнено болтами с использованием специально предусмотренных в стойках закладных деталей).

ЛИТЕРАТУРА

1. Яковлев Г. В., Лузин В. М., Самуйлов Е. М. Разъединитель 10 кВ для тупиковых подстанций разработки ПО «Витебскэнерго» // Энергетика... (Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ). – 1999. – № 3. – С. 25–29.

2. Справочник по электрическим аппаратам высокого напряжения. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – С. 221–223.

3. Отчет по теме «Испытания разъединителя наружной установки на напряжение 10 кВ, изготавливаемого «Гродноэнерго», для определения его технических характеристик» / ОАО «НИИпроектэлектромонтаж». – М., 2002.

4. Сборник справочных материалов по строительству ВЛ 10 кВ на железобетонных опорах / Минэнерго Республики Беларусь «Белсельэлектросетьстрой». – Мн., 1992.

5. «Работа технических условий на разъединитель наружной установки напряжением 10 кВ и СТП-25-100 кВ·А»: Отчет о НИР. Этап 1. – Мн., БГПА, 2002.

6. ТУ РБ 500030832.002–2001. Провода изолированные для воздушных линий электропередачи на напряжение до 1 кВ.

Поступила 27.04.2002

УДК 681.511.4

ПОСТРОЕНИЕ ОБЛАСТЕЙ NT-ПЕРИОДИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ ИМПУЛЬСНЫХ СИСТЕМ ФАЗОВОЙ СИНХРОНИЗАЦИИ

Инж. ШИЛИНА А. Л.

Белорусский государственный университет информатики и радиоэлектроники

Как отмечалось в [1], импульсные системы фазовой синхронизации (ИСФС) обладают высокими точностными и динамическими характеристиками, обеспечивающими данным устройствам широкую область применения. Однако их импульсные и существенно нелинейные свойства порой осложняют не только процесс разработки ИСФС, но и процесс их эксплуатации. В частности, выявлены случаи возникновения специфических режимов работы данных устройств: кратные захваты [2], NT-периодические режимы.

Настоящая статья посвящена исследованию NT-периодических режимов в ИСФС. На основании математической модели ИСФС [1] автор предлагает машинно-ориентированную модель и алгоритм расчета параметров установившегося режима NT-периодических режимов в ИСФС.

Рассмотрим случай 2T-периодического режима для ИСФС с триггерным фазовым детектором (ФД) и с ФД типа «выборка–запоминание». На рис. 1 и 2 представлены временные диаграммы работы рассматриваемых систем для обоих случаев соответственно. Приняты следующие обозначения: y – импульсный сигнал опорного генератора (ОГ); u – сигнал, поступающий на вход ФД из цепи обратной связи; ε – сигнал рассогласования на выходе ФД; e – сигнал на выходе ФНЧ; $u_{\text{тр}}$, $u_{\text{зу}}$ – сигнал на выходе RS-триггера и соответственно на выходе запоминающего устройства, входящих в состав ФД типа «выборка–запоминание». Пунктирной линией на рисунках изображены сигналы, соответствующие нормальной работе ИСФС ($N = 1$).