

06
КЦ-342

ISSN 0132—3962

МИНИСТЕРСТВО СЕЛЬСКОГО ХОЗЯЙСТВА СССР
Целиноградский сельскохозяйственный институт

**ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ
И РАЦИОНАЛЬНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ
ЭНЕРГИИ В СЕЛЬСКОМ ХОЗЯЙСТВЕ
СЕВЕРНОГО КАЗАХСТАНА
ТРУДЫ
Том 53**

ЦЕЛИНОГРАД — 1983

МИНИСТЕРСТВО СЕЛЬСКОГО ХОЗЯЙСТВА СССР

Целиноградский сельскохозяйственный институт

ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ
ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ И РАЦИОНАЛЬНОГО
ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ
В СЕЛЬСКОМ ХОЗЯЙСТВЕ
СЕВЕРНОГО КАЗАХСТАНА

ТРУДЫ

Том 53

06+
Ц-342

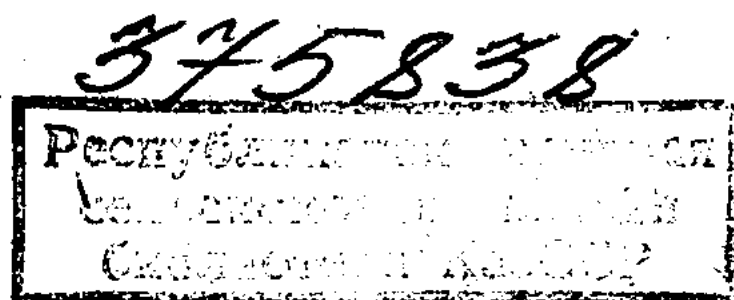
9
0

РЕДАКЦИОННО-ИЗДАТЕЛЬСКИЙ СОВЕТ

Профессор М. А. Гендельман (отв. редактор), доцент А. И. Завражнов (зам. отв. редактора), Л. В. Пуха (отв. секретарь), профессора М. Д. Спектор, В. И. Зорин, доценты Ш. И. Имангажин, В. Т. Нагорный, В. М. Гуревич, Л. К. Илюхин, Р. К. Казиханов, В. Н. Поляков, А. А. Цепенко.

РЕДКОЛЛЕГИЯ

О. Б. Кисель, Д. Д. Якубовский (отв. за выпуск), В. Г. Васильев, С. Я. Майзель, Б. И. Братель, А. А. Реймер.



ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ УСТРОЙСТВ АПВ НА ПЕРЕМЕННОМ ОПЕРАТИВНОМ ТОКЕ

Одним из эффективных средств автоматизации является автоматическое повторное включение (АПВ).

В распределительных сетях 10—35 кВ устройства АПВ, как известно, выполняются на переменном оперативном токе и осуществляются выключателями с пружинно-грузовыми приводами. Практика эксплуатации таких устройств показывает, что надежность работы их остается крайне недостаточной. На это неоднократно указывали авторы в своих статьях [1—6]. Например, в работе [6] отмечалось, что в 30—35% случаев действия релейной защиты и автоматики не реализуются из-за неудовлетворительного состояния первичного оборудования, к которому в первую очередь относят приводы и системы контактов, связанных с ним. При этом подавляющее большинство (85%) таких дефектов приходится на долю выключателей 10—35 кВ в основном с пружинно-грузовыми приводами.

Нами был проведен анализ работы устройств АПВ линий 10 кВ Карагандинского предприятия Северных сетей и аналогичных устройств линий 35 кВ Целиноградского предприятия высоковольтных электрических сетей. Результаты анализа показали, что причиной ненадежной работы, а в ряде случаев и отказов устройств АПВ является ненадежная механическая часть привода, а именно система контактов, непосредственно связанная с приводом через рычажную систему. К ним относятся (рис. 1) контакты готовности провода КГП, блок-контакты выключателя В и блок-контакт аварийный БКА. Они требуют тщательного ухода, частых регулировок, что в условиях эксплуатации не всегда может быть выполнено.

Вопросу повышения надежности устройств АПВ в настоящее время уделяется большое внимание. Этой проблеме посвящено множество работ в различных изданиях. Из них следует отметить те работы [1, 4], в которых авторы предлагают схемы двукратного АПВ с выдержкой времени первого и второго циклов.

В отличие от известных и предложенных ранее другими авторами схем в ней не используются электромеханические двухпозиционные реле или другие с механической блокировкой, которые снижают надежность устройств. Выдержка времени первого цикла осуществляется встроенным в привод механизмом выдержки времени или отдельным электромеханическим реле времени. Выдержка времени второго цикла обеспечивается после взвода пружины конденсаторным устройством (рис. 2). Пуск устройства АПВ осу-

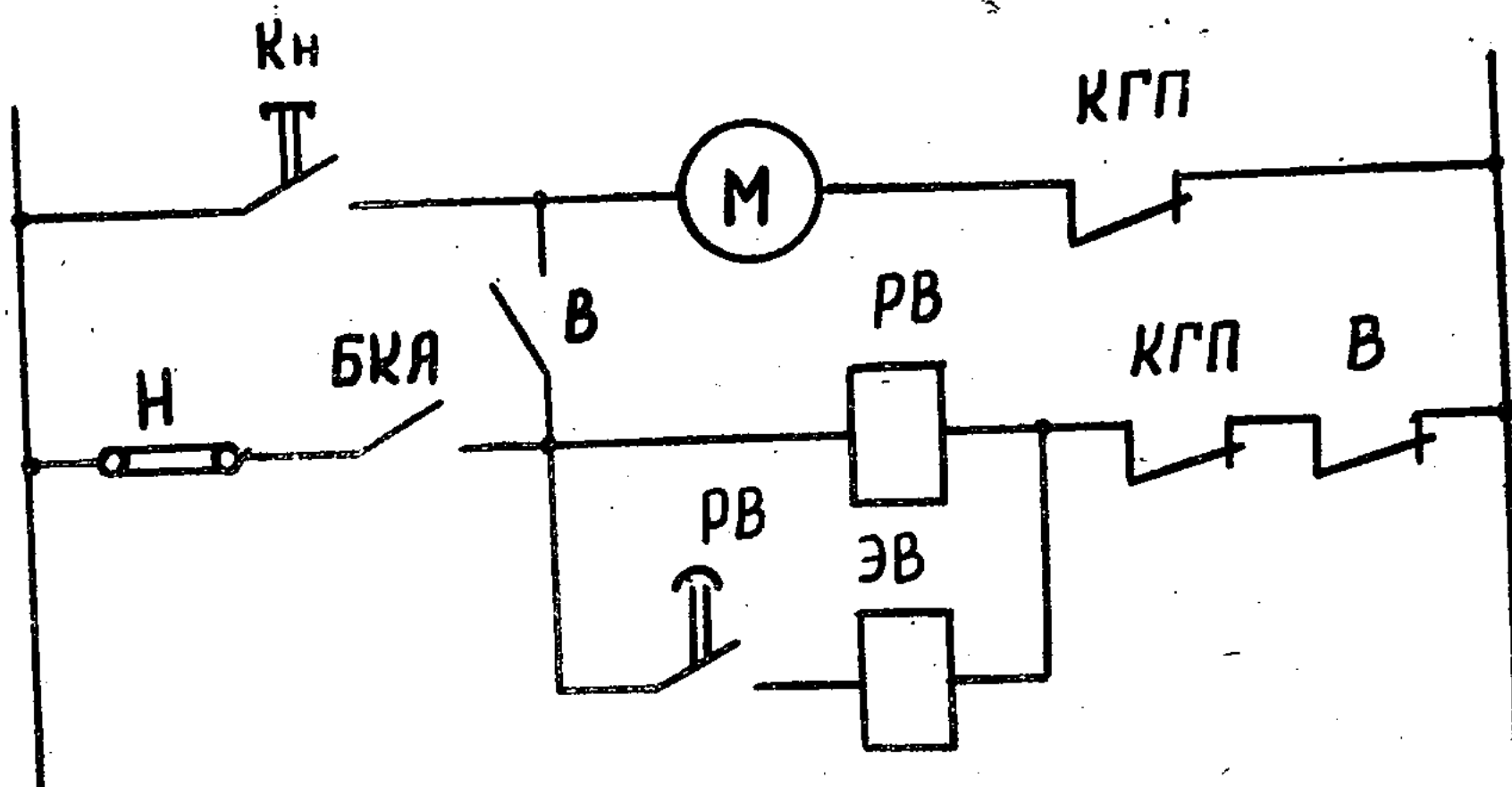


Рис. 1. Типовая схема АПВ на базе пружинно-грузового привода.

ществляется от «несоответствия» положения выключателя и предыдущей команды «включено», реализуемых контактами В и БКА соответственно.

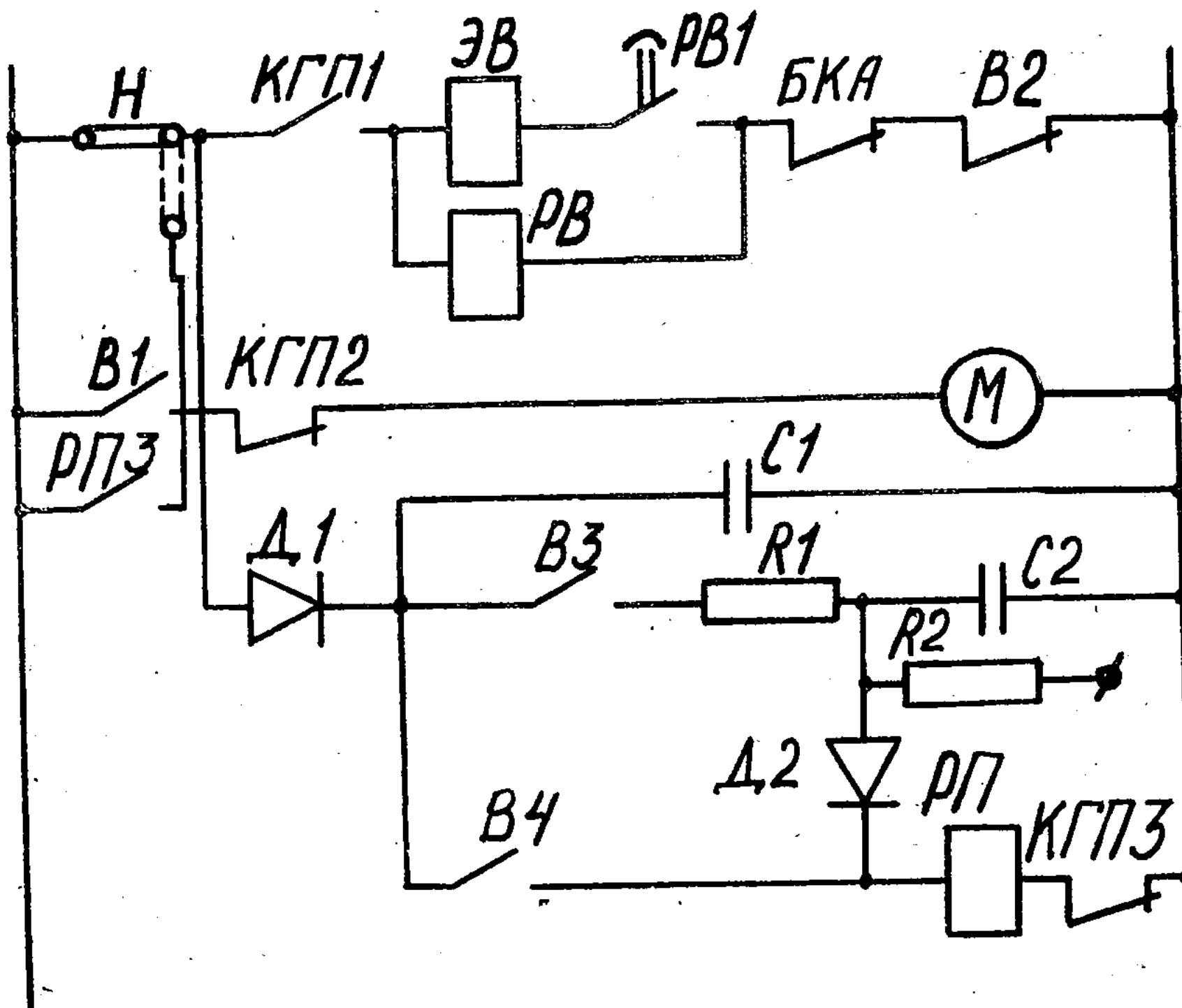


Рис. 2. Схема двукратного АПВ на переменном оперативном токе.

Несмотря на простоту схемы и повышенную надежность отдельных звеньев, она сохранила в себе ненадежные элементы (блок-контакты В, БКА, КГП).

Особый интерес представляет работа [1], где авторами предложен модуль однократного АПВ на типовых логических элементах «Логика-Т» (рис. 3). Пуск устройства осуществляется от «несоответствия» положения выключателя и предыдущей команды «включено».

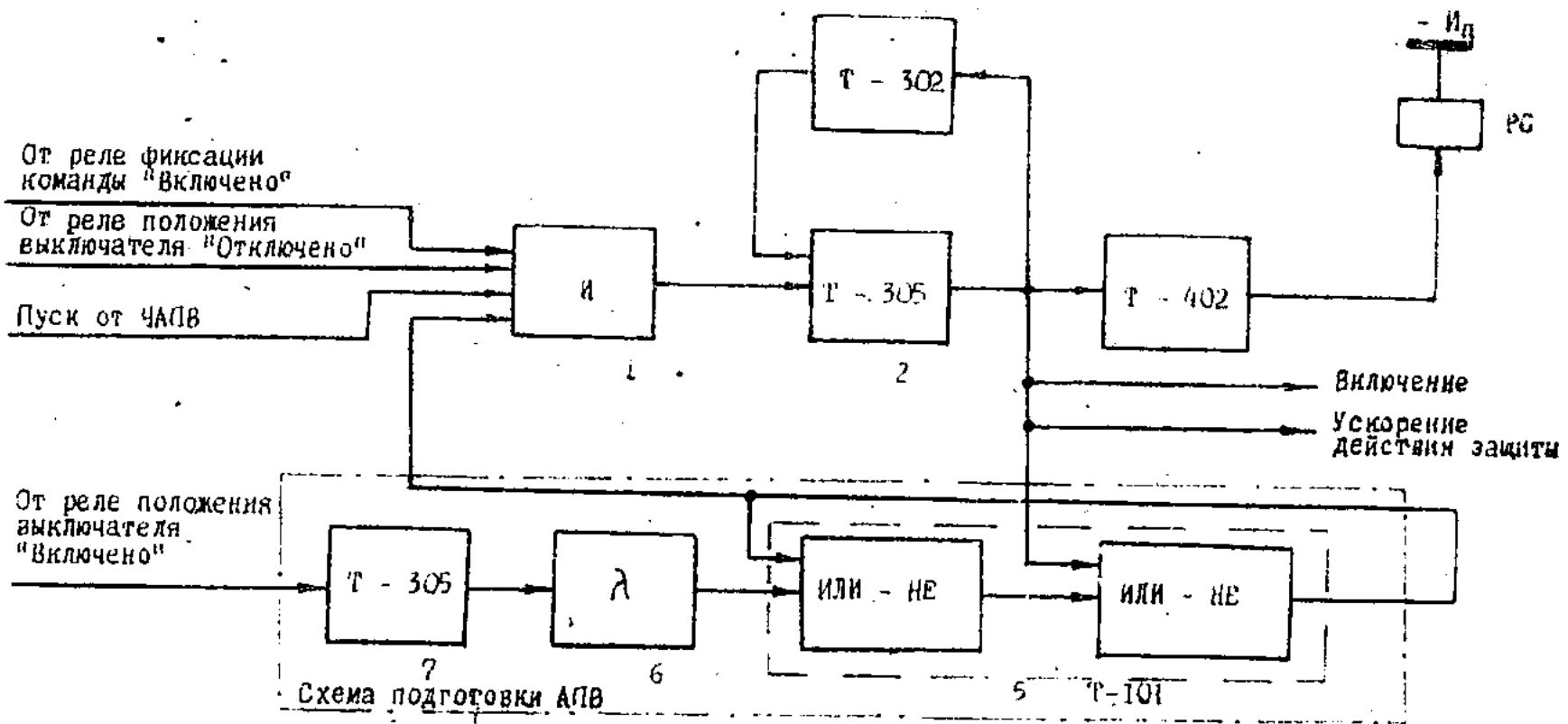


Рис. 3. Модуль однократного АПВ на типовых логических элементах.

Подготовка схемы АПВ к действию осуществляется следующим образом.

При включении выключателя реле положения выключателя подает питание на вход элемента 7 (Т-305). На выходе этого элемента появляется сигнал. Этот сигнал дифференцируется звеном 6 и поступает на элемент памяти 5 (Т-101), запоминается им и подается на вход схемы 1 (элемент «И»). При наличии на входе элемента «И» трех сигналов («включено», «отключено аварийно», «готовность схемы АПВ») на выходе появляется сигнал, который подается в цепь включения выключателя и на усилитель сигналов (Т-402). Этим же сигналом осуществляется сброс памяти элемента 5 (Т-101).

Для того, чтобы сигнал на выходе элемента 2 (Т-305) действовал в течение определенного времени, к элементу 2 (Т-305) подключен элемент (Т-302), который задерживает пропадание сигнала после включения выключателей на время действия элемента Т-302.

В случае неуспешного АПВ схема обеспечивает однократность действия, которая достигается за счет того, что выключатель находится во включенном состоянии в течение недостаточного времени, элемент 7 (Т-305) не успевает сработать и схема не готова к повторному включению.

Общим недостатком рассмотренных схем устройств АПВ является зависимость их работы от механической части привода. В связи с этим пуск АПВ от «несоответствия», принятых в этих схемах, затруднителен.

В последнее время к надежности устройств АПВ предъявляются повышенные требования в связи с применением в сети 10—35 кВ устройств дистанционного контроля аварийных отключений выключателей. Работа этих устройств во многом зависит от четкости работы устройств АПВ. Поэтому вопрос повышения надежности устройств АПВ остается актуальным и требует дальнейших исследований.

Мы считаем, что этот вопрос должен рассматриваться в комплексе, т. е. с учетом взаимодействия устройств АПВ с другими видами автоматики электрических сетей.

Для того, чтобы устройство АПВ отвечало современным требованиям надежности, необходимо:

во-первых, чтобы схема АПВ была бесконтактной;

во-вторых, чтобы работа устройства АПВ не зависела от привода выключателя. Для этого пуск АПВ должен осуществляться от специальных датчиков, реагирующих на изменение значений тока и напряжения в момент короткого замыкания и после него;

в-третьих, чтобы устройство имело точную, регулируемую выдержку времени бестоковой паузы для совместной работы АПВ с другими видами сетевой автоматики.

Указанные требования в большей мере реализуются в предлагаемой схеме двукратного АПВ на логических элементах (рис. 4).

Пуск АПВ осуществляется от датчика тока. В качестве датчика тока может быть использовано токовое реле типа РТ-40, включенное на разность токов двух фаз (рис. 5), или какое-либо другое устройство, выполненное на полупроводниковых элементах.

Рассмотрим работу схемы АПВ.

Устройство запускается, если имеются сигналы: от датчика тока и датчика, регистрирующего взведенное положение пружины (привод готов). Эти сигналы подаются на элемент 1 «И». С элемента 1 «И» сигнал подается на элемент 2 «Память», а затем на элемент 3 — «Выдержка времени», которым задается длительность первой бестоковой паузы. С элемента 3 «Выдержка времени» сигнал подается на элемент 4 «Усиление сигнала», а затем на исполнительный элемент 5 «Р».

Если АПВ успешное, то сигнал с элемента 2 «Память» снимается. Снимается также сигнал с элемента 6 «Память» при наличии сигнала «Выключатель включен», который подается через элемент 7 «Выдержка времени» по истечении 3—5 секунд.

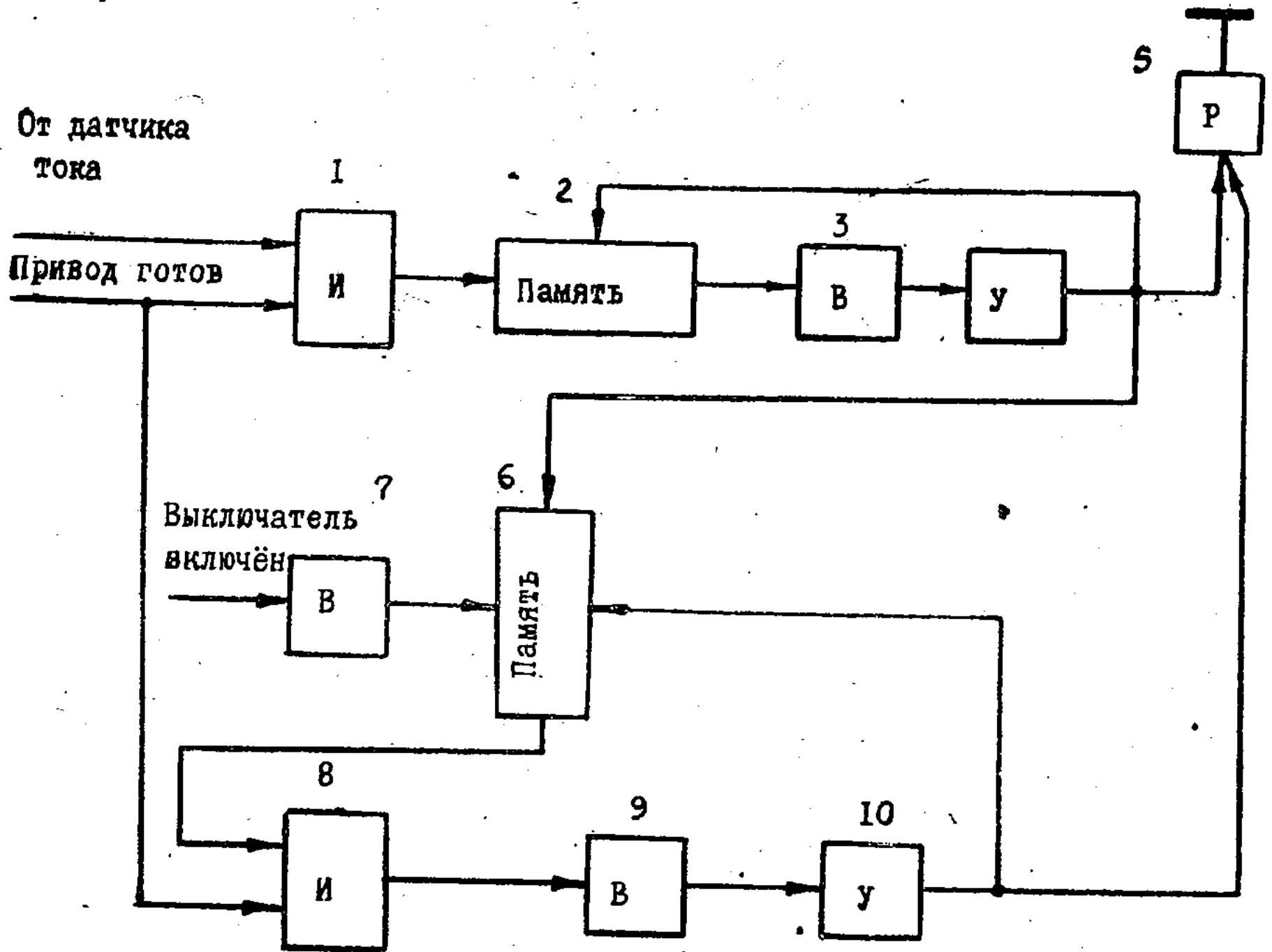


Рис. 4. Структурная схема двукратного АПВ на логических элементах.

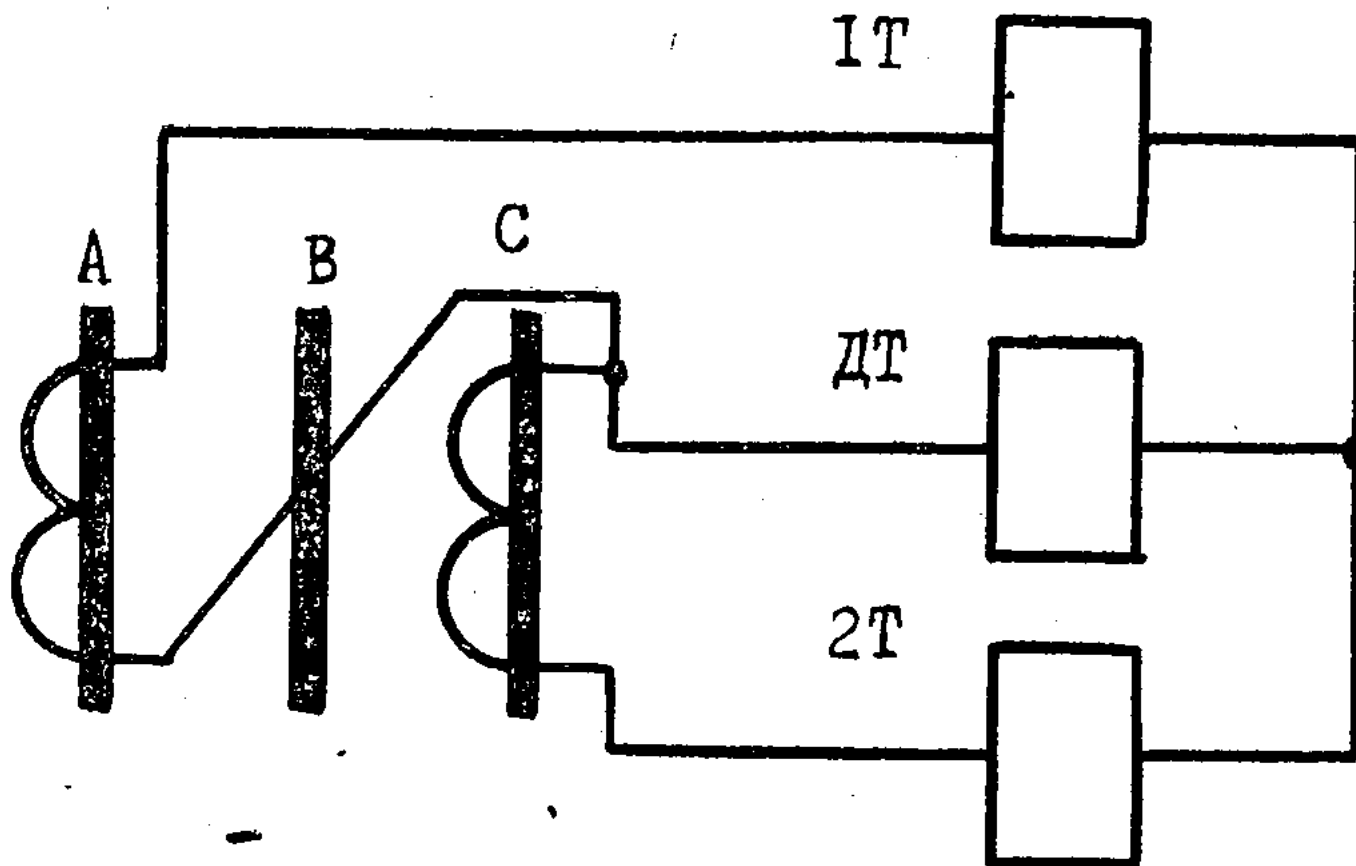


Рис. 5. Схема включения датчика тока «ДТ».

Если АПВ неуспешное, то на элемент 8 «И» подается сигнал от элемента 6 «Память» и, после подготовки привода, сигнал «Привод готов».

Затем сигнал с элемента 8 «И» подается на элемент 9 «Выдержка времени», которым задается выдержка времени второй бестоковой паузы:

$$t_{б.п} = t_{п.п} + t_{в(9)},$$

где $t_{п.п}$ — время подготовки привода;

$t_{в(9)}$ — выдержка времени элемента 9.

Если второе включение успешное, то сигнал с элемента 6 «Память» снимается и схема приходит в исходное положение. Если второе АПВ неуспешное, то схема АПВ не действует, так как привод не взведен, выключатель не включен.

Пуск АПВ от датчика тока позволяет значительно повысить надежность устройства, а также исключить из схемы ненадежный блок-контакт аварийный (БКА).

ЛИТЕРАТУРА

1. Бирюков А. В. и др. Транзисторные устройства защиты, автоматики и сигнализации. — Электрические станции, 1971, № 3.
2. Зарва В. Д., Курочкин Ю. Т. Электрическое АПВ двукратного действия на переменном оперативном токе. — Электрические станции, 1971, № 12.
3. Король А. А., Ландарь В. Г. Реконструкция контактов готовности привода ПП. — Энергетик, 1974, № 8.
4. Синельников В. Я., Шишков И. М. Устройство двукратного АПВ пружинно-грузовых приводов. — Электрические станции, 1976, № 4.
5. Долгов Ю. А. и др. Устройство для двукратного АПВ выключателя. — Авт. св-во № 739679. СССР, НО2 НЗ/06, опубл. 05.06.80 г.
6. Иоэльсон В. И., Сулимова М. И., Гусев В. С. Повреждаемость аппаратуры релейной защиты и электроавтоматики. — Электрические станции, 1980, № 4.

УДК 621.398:621.316

С. Я. Майзель, канд. техн. наук
В. А. Кулешов, инженер

ВОПРОСЫ АВТОМАТИЗАЦИИ КОЛЬЦУЮЩИХ ПЕРЕМЫЧЕК 10 кВ

Укрепление материально-технической базы сельского хозяйства — важнейшее направление аграрной политики партии. Развитие комплексной механизации сельскохозяйственного производства, внедрение индустриальной технологии сопровождаются быстрым ростом энергопотребления.

Расход электроэнергии в сельском хозяйстве в 1980 году по стране достиг 111 млрд. кВт·ч. В 1990 году, как предусмотрено Продовольственной программой СССР, отпуск электроэнергии сельскому хозяйству должен составить 210—235 млрд. кВт·ч.

При современных темпах развития сельского хозяйства особенно возрастают требования к надежности — высококачественному и бесперебойному электроснабжению сельхозпотребителей. В повышении надежности первостепенное значение приобретают автоматизация и телемеханизация сельских электрических сетей, в первую очередь сетей напряжением 10 кВ, которые имеют наибольшую повреждаемость [1]. Поэтому в целях повышения надежности в сетях 10 кВ, наряду с получившим широкое распространение автоматическим повторным включением (АПВ), находят все большее применение автоматическое секционирование и автоматическое включение резерва (АВР).

В последние годы широкое признание получают схемы автоматического секционирования сетей 10 кВ с сетевым резервированием (АВР) — организация кольцуемых перемычек по линиям 10 кВ (рис. 1). К сожалению, практической реализации такие схемы в сельских сетях Северного Казахстана еще не получили.

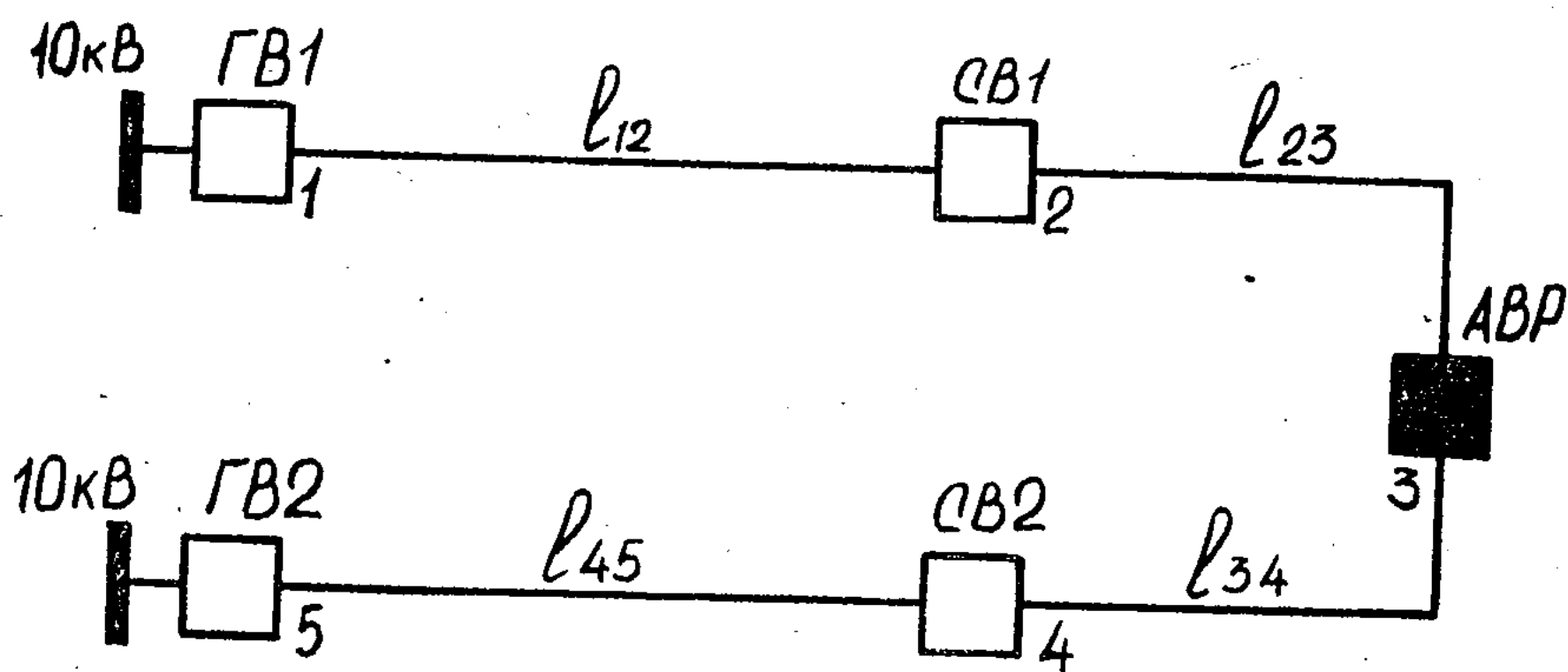


Рис. 1.

Создание подобных кольцуемых перемычек преследует, главным образом, цель повышения надежности электроснабжения потребителей, питающихся по этим линиям. В таких схемах имеется возможность выделить и отключить поврежденный участок, сохранить электроснабжение потребителей, подключенных к неповрежденным участкам линий. С точки зрения надежности такая схема ставит всех потребителей линии примерно в равные условия. Значит устраняется один из недостатков секционирования линий с односторонним питанием. На такой линии при повреждении участка

между головным и секционирующим выключателем прекращается питание всех потребителей.

По линиям 10 кВ представляется возможность резервирования питающих подстанций 35/10 кВ. Однако для условий Северного Казахстана это не может являться основной целью создания таких переемычек, так как большая часть питающих подстанций в этом регионе выполнена двухтрансформаторными с двусторонним питанием и, в конечном итоге, дело идет к тому, что в будущем все подстанции будут выполняться по такой схеме.

Создание секционированных сетей 10 кВ с сетевым резервированием дает положительный эффект за счет уменьшения ущерба у потребителей от недоотпуска электроэнергии. Эффект зависит от конкретной линии, но в среднем (расчет производился для сетевых районов Целиноградской и Кокчетавской областей) он составляет 5,15 тыс. рублей годовой экономии по расчетным затратам с учетом затрат на установку пункта АВР и двух секционных выключателей. В полной мере эффект может быть достигнут только при комплексной автоматизации. Из каких элементов мы можем себе представить комплексную автоматизацию таких переемычек? Это, во-первых, распознавание, выделение и отключение поврежденного участка. Далее, автоматический перевод неповрежденных участков на резервное питание. После проведения ремонтных работ и устранения повреждения желательно иметь систему автоматического восстановления нормальной схемы с дистанционным управлением с пункта питания.

Устройства автоматического секционирования, АПВ и АВР, применяемые сейчас на таких переемычках, только частично могут выполнять перечисленные выше функции.

Рассмотрим некоторые вопросы, связанные с решением задач комплексной автоматизации. Обратимся к схеме распределительной сети 10 кВ с секционированием и сетевым резервированием (см. рис. 1). Сеть симметрична относительно пункта АВР по устройствам релейной защиты и автоматики, поэтому рассматривать будем только часть сети, включающую в себя головной выключатель (ГВИ), секционный выключатель (СВИ) и пункт АВР. Все эти выключатели оснащены МТЗ, однократным АПВ.

При коротком замыкании (к. з.) на линии l_{12} после цикла АПВ отключится ГВИ. Исчезновение напряжения со стороны линий l_{12} и l_{23} дает сигнал на включение АВР. Если не предусмотреть автоматику отключения СВИ при к. з. на линии l_{12} , то АВР включится на аварийную линию. Необходимо отделить поврежденную линию l_{12} от l_{23} . Для этих целей можно использовать токовую направленную защиту типа ЛТЗ.

При к. з. на линии l_{23} отключается СВИ. Линия l_{12} остается в работе. Напряжение на линии l_{23} исчезает — пункт АВР должен

включиться. Но и в случае к. з. на линии l_{12} при использовании защиты ЛТЗ, и в случае к. з. на линии l_{23} АВР (да еще с АПВ) заведомо включается на аварийную линию. В связи с этим уменьшается число часов работы оборудования между ревизиями, чаще проводятся ревизии. Поэтому желательно перед включением АВР распознать участок, на котором произошло к. з. Если к. з. на линии l_{12} , АВР включается, а если на линии l_{23} — не включается.

Так как большинство к. з. в сетях 10 кВ двухфазные, то можно пойти по следующему пути правильной настройки автоматики. На пункте АВР контролировать линейные напряжения любым способом. При двухфазном к. з. на том или ином участке остаточные напряжения на вводе АВР изменяются скачкообразно в соответствии с циклом АПВ СВІ или ГВІ. Далее, АПВ головного и секционного выключателей настраивать с разной выдержкой времени бестоковой паузы. Это позволит, используя принципы, описанные в [2, 3], установить, на каком из участков произошло к. з. В соответствии с этим подается или нет команда на включение АВР.

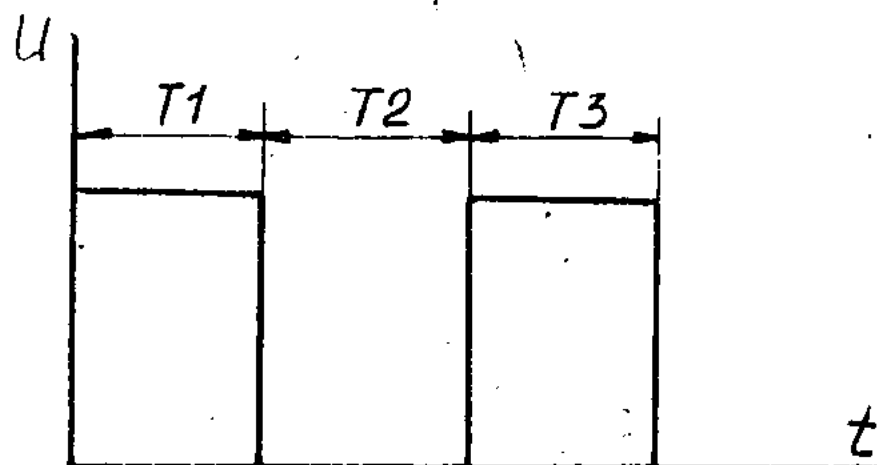


Рис. 2.

На рис. 2 представлен график изменения остаточного напряжения на вводе АВР при несимметричном к. з. на линии l_{12} . T_1 и T_3 — время срабатывания МТЗ головного участка. T_2 — время бестоковой паузы АПВ ГВІ.

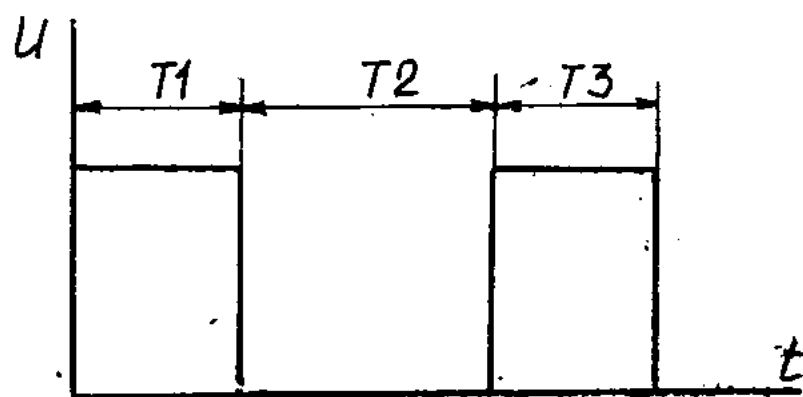


Рис. 3.

На рис. 3 — график изменения остаточного напряжения при несимметричном к. з. на линии l_{23} . T_1 и T_3 — время срабатывания

МТЗ секционированного участка. Т2 — время бестоковой паузы АПВ СВИ.

После устранения неисправности на поврежденном участке необходимо восстановить нормальную схему. Для примера рассмотрим случай повреждения линии l_{12} (см. рис. 1), l_{23} питается от резервного источника питания. Для восстановления нормальной схемы надо отключить АВР, при этом неповрежденные линии остаются без питания, включить СВИ и далее ГВИ. Без автоматики все эти переключения связаны с переездами ремонтного персонала, на что уходит много времени. В связи с этим необходимо широко внедрять различные способы дистанционного управления выключателями с пункта питания.

Для восстановления нормальной схемы (если повреждена была l_{23}) можно использовать способ дистанционного управления, в котором линия электропередачи используется в качестве канала связи, а управляющую команду на выключатель (в нашем случае СВИ) подают в виде кодовой серии снятия напряжения с линии путем последовательных отключений и включений головного выключателя (у нас ГВИ) [4].

Повреждение на линии l_{12} . Операции, необходимые для восстановления нормальной схемы, перечислялись выше. Времени затрачивается много. Можно предложить полуавтоматический способ восстановления нормальной схемы. После устранения повреждения на линии l_{12} включаем ГВИ (СВИ при этом отключен, АВР — включен). Если предусмотреть включение СВИ при исчезновении питания со стороны линии l_{23} , то для восстановления схемы остается только отключить АВР. Возможен и другой вариант. После устранения неисправности на линии l_{12} переезжаем к месту установки АВР. Отключаем АВР (СВИ при этом включается) и сообщаем об этом по радио на пункт питания. Тогда восстановление схемы производится включением ГВИ.

Возможны и другие способы восстановления нормальной схемы с дистанционным управлением выключателями. В этом направлении требуются серьезные исследования и разработки.

Закольцованная, комплексно автоматизированная линия создаст очень гибкую структуру электрических сетей. Это позволит при повреждении одного из участков линии автоматически отключить его, сохранить электроснабжение потребителей, питающихся от неповрежденных участков, а после устранения неисправности на поврежденной линии автоматически восстановить нормальную схему. Все это заметно уменьшит длительность аварийных перерывов в электроснабжении сельхозпотребителей, сократит до минимума время определения мест повреждения, улучшит условия технологических переключений в распределительных сетях, повысит оперативность этих переключений.

ЛИТЕРАТУРА

1. Анализ работы ВЛ-35 и ВЛ-10 кВ Северных сетей Управления «Карагандаэнерго» и рекомендации по повышению их надежности. — Научный отчет Целиноградского СХИ, 1974, № 75033467.

2. А. с. 758388 (СССР). Устройство контроля аварийных отключений секционирующих аппаратов. С. Я. Майзель, В. Г. Васильев, Е. В. Белай. — Оpubл. в Б. И., 1980, № 31.

3. А. с. 692001 (СССР) Способ получения информации в начале линии электроснабжения об аварийном отключении секционирующего аппарата при коротких замыканиях на секционируемом участке. С. Я. Майзель, В. Г. Васильев, Е. В. Белай. — Оpubл. в Б. И., 1979, № 38.

4. А. с. 390626 (СССР) Способ дистанционного управления коммутационным аппаратом электроустановки. А. Л. Лившиц, Ф. Ш. Хабибуллин, А. Р. Филлипов. — Оpubл. в Б. И., 1973, № 30.

УДК 621.398:621.316

В. Г. Васильев, канд. техн. наук
Е. И. Царев, С. И. Смык, инженеры
А. Стрельников, студент

ПОЛЕВЫЕ ИСПЫТАНИЯ УСТРОЙСТВА КОНТРОЛЯ СРАБАТЫВАНИЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ 10 и 35 кВ ПРИ КОРОТКИХ ЗАМЫКАНИЯХ

В последнее время весьма перспективными, на наш взгляд, являются разработка бесканальных способов и создание устройств на их основе. На кафедре электроснабжения Целиноградского СХИ разработаны способы и устройства, позволяющие получать информацию на питающей подстанции, где расположен районный диспетчерский пункт, о результатах автоматических повторных включений (АПВ) выключателей 10 и 35 кВ. По существу эти способы и устройства можно назвать диагностическими. Процесс получения информации заключается в следующем. Устройство дистанционного контроля срабатываний выключателей при коротких замыканиях (УДКСВ), имеющее развитую логическую часть, устанавливается непосредственно в помещении, где находится диспетчер. Контроль изменения тока в линии осуществляется датчиками, включенными во вторичные цепи трансформаторов тока в начале этой линии. Если контролируется несколько отходящих линий 35 кВ, то датчики изменения тока устанавливаются в каждую. Выходные сигналы датчиков по проводам поступают в логическую часть устройства, где и происходит их анализ с учетом времени между поступлениями. При появлении на входе устройства после-

довательности изменения тока, соответствующей одной из контролируемых ситуаций, оно срабатывает. В данном случае включается световая индикация, отображающая вид контролируемой ситуации (успешное или неуспешное АПВ и где оно произошло: на линиях 10 или 35 кВ), высвечивается номер линии и номер сработавшего выключателя и выключается общеподстанционная звуковая сигнализация.

Опытный образец устройства успешно прошел лабораторные испытания, которые осуществлялись путем подачи на его вход различных последовательностей изменения тока.

Для проверки работоспособности УДКСВ были проведены искусственные короткие замыкания (к. з.) на линиях 10 и 35 кВ. Местом проведения контроля (местом установки УДКСВ) была выбрана подстанция 35/10 кВ «Красносельская» предприятия высоковольтных электрических сетей ПЭО «Целинэнерго». Датчики изменения тока были установлены во вторичных цепях трансформаторов тока в начале линии 35 кВ «Красносельская—Балкашино».

В этой линии последовательно установлены четыре секционных выключателя на проходных подстанциях 35/10 кВ. Короткие замыкания проводились в одном месте, за последним секционным выключателем, с помощью закоронок, устанавливаемых на разъединителе.

Вид к. з. (устойчивого или неустойчивого) достигался подбором закоронок соответствующего сечения. При устойчивых к. з. закоронок не перегорали. При неустойчивых к. з. закоронок перегорали, и дуга гасла во время бестоковой паузы цикла АПВ.

Отключение того или иного секционного выключателя 35 кВ достигалось изменением времени срабатывания защиты ближнего к месту к. з. (первого) выключателя.

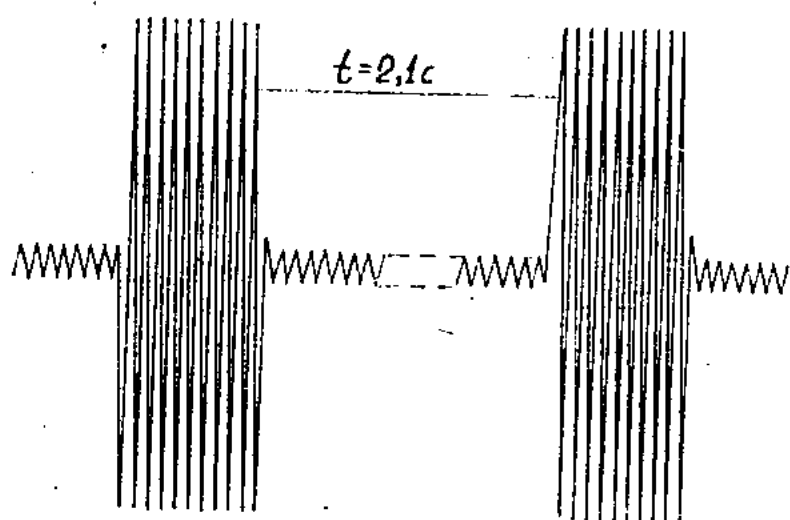
Таким путем осуществлялось отключение только первого и второго (второго по счету от места к. з.) секционных выключателей.

Для возможности определения номера сработавшего выключателя 35 кВ (первого или второго) их устройства АПВ имели разные выдержки времени. Так, для первого секционного выключателя выдержка времени составляла две секунды, а для второго — полторы.

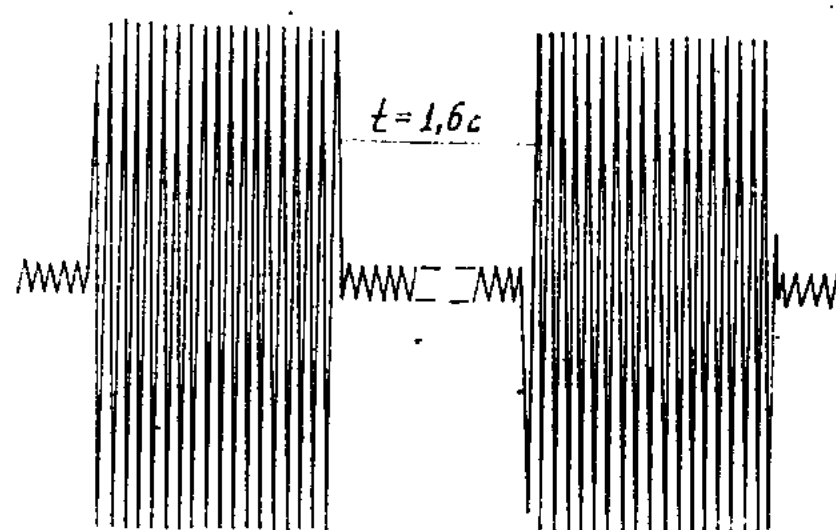
Во время эксперимента проводилась запись изменения тока в начале линии 35 кВ, где осуществлялся дистанционный контроль, осциллографом Н 115 на регистрирующей фотобумаге УФС-100 со скоростью 125 мм/с и самописцем Н 390 со скоростью 1,5 мм/с.

На рис. 1 приведены осциллограммы изменения тока при устойчивых к. з. в линии 35 кВ. Здесь указано время между бросками тока к. з., соответствующее выдержкам времени устройств АПВ первого и второго секционных выключателей 35 кВ.

Рабочий ток в линии 35 кВ во время эксперимента составлял



Неуспешное АПВ второго секционного выключателя.



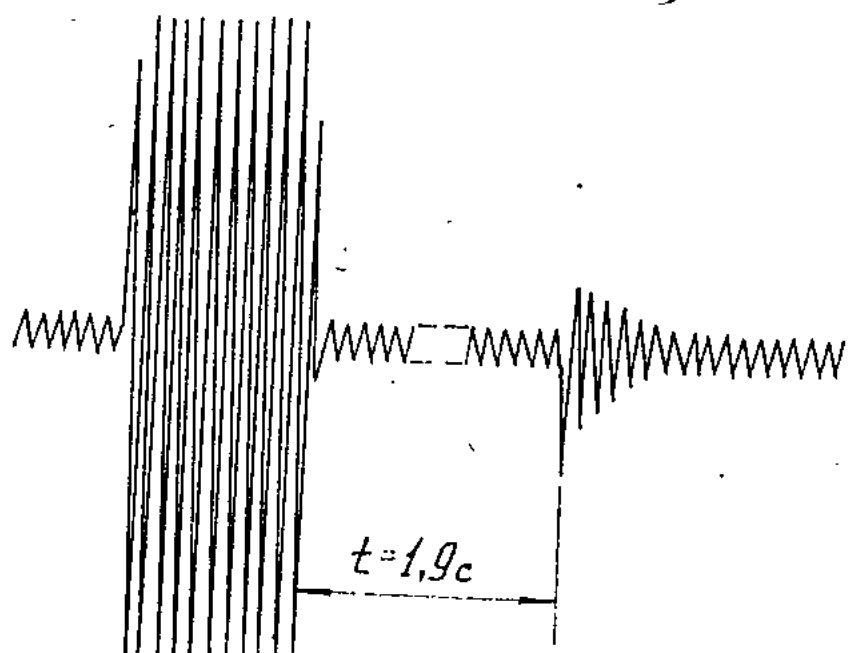
Неуспешное АПВ первого секционного выключателя.

Рис. 1. Осциллограммы изменения тока при к. з. в линии 35 кВ.

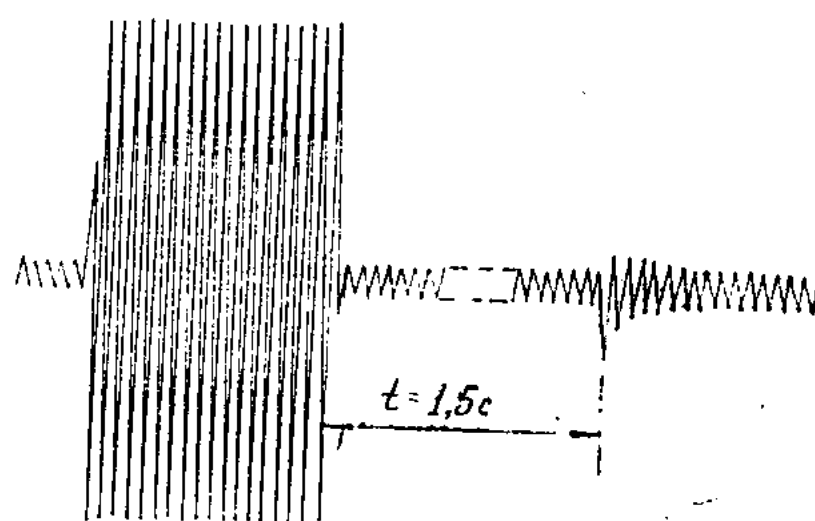
21 А, а ток к.з. — 317 А (по осциллограмме). Время срабатывания защиты первого секционного выключателя было установлено 0,2 с, а второго — 0,4 с.

Отличительными признаками в последовательностях тока (см. рис. 1) служат длительности бросков тока к. з. и выдержки времени устройств АПВ секционных выключателей. Наиболее устойчивым является второй признак, который и применен в дистанционном контроле для различия номеров сработавших выключателей.

Осциллограммы неустойчивых к. з. в линии 35 кВ приведены на рис. 2. Броски тока к. з. здесь обусловлены срабатыванием защит секционных выключателей, а скачкообразные увеличения — включением силового трансформатора 35/10 кВ мощностью 1600 кВА без нагрузки.



Успешное АПВ второго секционного выключателя.



Успешное АПВ первого секционного выключателя.

Рис. 2. Осциллограммы изменения тока при неустойчивых к. з. в линии 35 кВ.

В качестве признака различия номера сработавшего выключателя также используется время между бросками тока к. з. и скачкообразным увеличением рабочего тока.

Для проверки возможности осуществления бесканального кон-

троля в начале линии 35 кВ аварийных отключений выключателей 10 кВ к. з. проводился в конце одной из линий 10 кВ с помощью ячейки КРН-10У1 (секционирующей ячейки). Очередность срабатывания секционирующей ячейки или головного выключателя 10 кВ достигалось установкой соответствующей выдержки времени защиты ячейки КНР-1041. При выдержке времени защиты одной ячейки меньше, чем в начале линии 10 кВ, происходило неуспешное АПВ ячейки. Если выдержка времени защиты секционирующей ячейки устанавливалась больше, чем головного выключателя 10 кВ, то происходило отключение последнего.

Ток контролируемой линии 35 кВ во время эксперимента составлял 18 А. При к. з. в линии 10 кВ он достигал 70 А и находился в диапазоне возможных значений рабочего тока линии 35 кВ, в начале которой производился контроль. Это говорит о том, что для получения информации об аварийных отключениях выключателей 10 кВ нельзя в качестве признаков использовать определенный уровень тока в контролируемой линии 35 кВ. Здесь появляется необходимость применить в качестве признаков скорость увеличения и уменьшения тока в контролируемой линии (скачкообразные увеличения и уменьшения тока).

На рис. 3 представлены осциллограммы изменения тока в линии 35 кВ при аварийных отключениях секционирующей ячейки и головного выключателя 10 кВ.

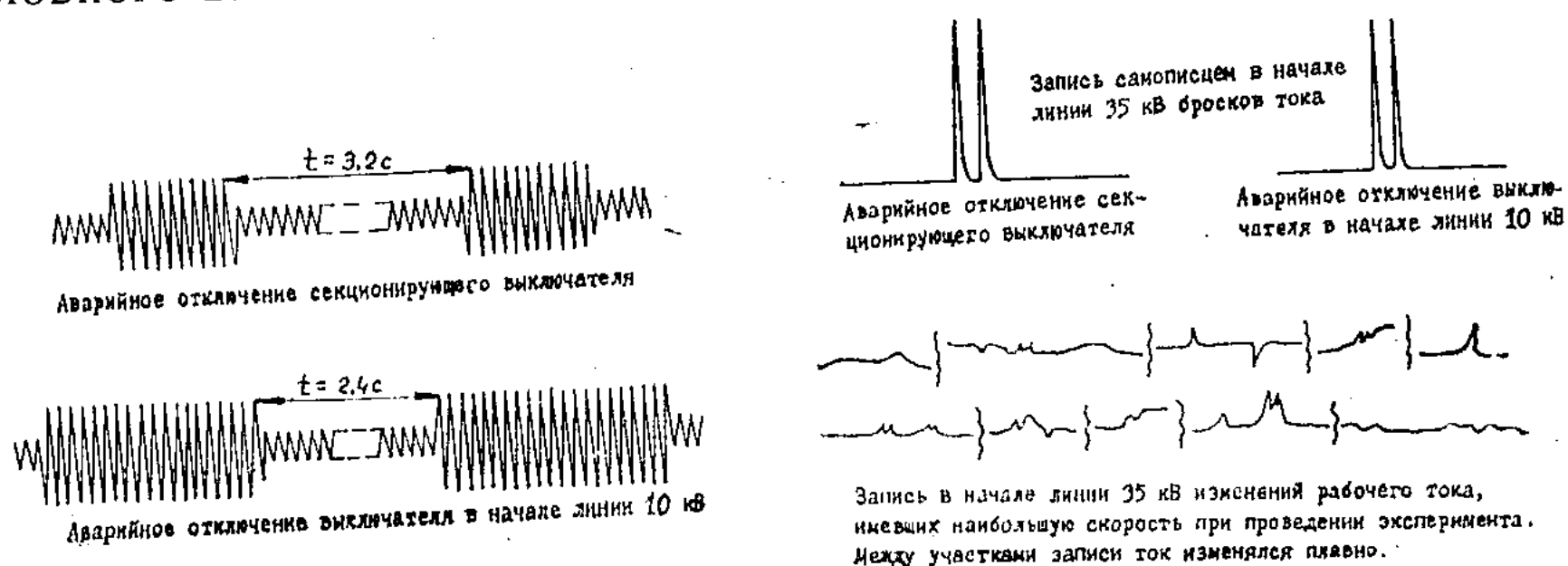


Рис. 3. Осциллограммы и запись самописцем изменений тока нагрузки и бросков тока к. з. при аварийных отключениях выключателей 10 кВ.

Выдержка времени срабатывания защиты секционирующей ячейки была установлена 0,2 с, а головного выключателя — 0,4 с. Длительность бестоковых пауз устройств АПВ головного выключателя и ячейки соответственно равны 2,5 и 3 с.

Отличительными признаками аварийных отключений выключателей 10 кВ, как видно на рис. 3, служат длительности бросков тока и выдержки времени их устройств АПВ.

Для проверки возможности отличия бросков тока при изменениях нагрузки и при аварийных отключениях выключателей 10 кВ

были проведены записи тока в начале контролируемой линии 35 кВ. Результаты показывают, что скорость изменения тока нагрузки на несколько порядков (3—4) меньше скорости изменения тока при к. з. в линии 10 кВ. Для наглядности этого утверждения на рис. 3 приведены записи изменения рабочего тока в линии 35 кВ, имевшие небольшую скорость. Здесь не показаны броски тока при аварийном отключении головного выключателя 10 кВ и секционирующей ячейки.

Во время экспериментов к. з. проводились в линии 35 кВ на удалении 108 км от места установки УДКСВ, а к. з. в линии 10 кВ — на удалении 142 км (128 км — длина линии 35 кВ и 14 км — длина линии 10 кВ). За время эксперимента было проведено 26 устойчивых и неустойчивых к. з., ложных срабатываний устройства отмечено не было.

Испытания полностью подтвердили возможность использования выявленных признаков для дистанционного контроля срабатывания выключателей при к. з. [1].

ЛИТЕРАТУРА

1. А. с. 851644 (СССР). Способ получения информации о результате автоматического повторного включения секционирующего аппарата. /С. Я. Майзель, Е. В. Белай, В. Г. Васильев. — Оpubл. в Б. И., 1981, № 28.

УДК 631.371:621.311

Р. Ш. Сагутдинов, канд. техн. наук.
В. И. Красников, инженер

НЕСИММЕТРИЯ НАПРЯЖЕНИЙ В СЕЛЬСКИХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ НАПРЯЖЕНИЕМ 0,38 кВ

Одним из важнейших требований, предъявляемых ко всякой электроустановке, является требование симметрии напряжения на ее зажимах. Причиной появления несимметрии напряжения является различного рода несимметричные режимы систем электропитания. В сельских электрических сетях, отличающихся большим удельным весом однофазных нагрузок, имеющих случайный характер изменения, несимметрия напряжения часто превышает 2%, хотя согласно ГОСТу 13109—67 эта величина не должна быть больше 2% номинального напряжений сети.

375838

Существующее мнение, что для сетей с коммунально-бытовой нагрузкой можно допускать большую, чем для сетей с электродвигательной нагрузкой, величину несимметрии напряжения, ошибочно, поскольку для таких сетей несимметрия напряжения имеет также немаловажное значение в связи с дополнительными отклонениями напряжения.

В работе [1] рассматривается этот вопрос применительно к городским сетям низкого напряжения. Теоретические исследования, проведенные Косоуховым Ф. Д. [2], показали, что несимметрия напряжений в конце магистрали сельской сети 380/220 В может достигать 10—12% при наличии однофазной нагрузки мощностью 80% от мощности питающего трансформатора. В настоящее время ведутся разработки по созданию различных устройств для снижения несимметрии напряжения в сельских сетях [3].

Практические исследования показали, что каждому проценту величины коэффициента несимметрии напряжений соответствует 1,73% дополнительного отклонения напряжения [1]. Поэтому для сетей с коммунально-бытовыми электроприемниками величина отклонения напряжения на зажимах для наиболее и наименее загруженных фаз составит соответственно

$$\left. \begin{aligned} V_{\max} &= \pm V_{\text{сим}} - 1,7K_{\text{и}2} \\ V_{\min} &= \pm V_{\text{сим}} + 1,7K_{\text{и}2} \end{aligned} \right\} \quad (1)$$

Из приведенных выражений видно, что допустимая величина несимметрии напряжений в таких сетях определяется величиной допустимого отклонения напряжения на зажимах потребителя, которая согласно «Правилам устройства электроустановок» в общем случае не должна превышать $\pm 7,5\%$ от номинального значения напряжения сети.

Имеющаяся корреляционная зависимость между количеством действующих электроприемников и мощностью нагрузки P позволяет произвести приближенное вычисление коэффициента несимметрии токов нагрузки K_i , с помощью которого можно оценить коэффициент несимметрии напряжений [1].

$$K_i = \frac{0,65}{\sqrt{P}}, \quad (2)$$

где P — мощность нагрузки, кВт.

$$K_{\text{и}2} = K_i \frac{m}{R_{\text{н}}/R_{\text{ф}}}, \quad (3)$$

где $\frac{R_{\text{н}}}{R_{\text{ф}}}$ — отношение сопротивлений средней нагрузки и фазного провода;

m — отношение сопротивлений нулевого и фазного проводов.

При условии, что средняя нагрузка магистральной линии напряжением 380 В для коммунально-бытовых потребителей составляет 20—40 кВт, при равномерном распределении нагрузок по фазам можно добиться, чтобы величина несимметрии нагрузок не превышала 10—14%. Тогда величина несимметрии напряжений определится:

$$K_{u2} \geq 14 \frac{m}{R_{\Pi}/R_{\Phi}} (\%).$$

При расчетных потерях напряжения 5—7% соотношение сопротивлений средней нагрузки и фазного провода составит 20—15%, тогда

$$K_{u2} \geq (0,7 \div 0,93) m (\%).$$

При встречающихся в эксплуатации соотношениях между нулевым и фазным проводами $m=3$, $m=2$ и $m=1$ коэффициент несимметрии напряжений примет значения (%):

$$K_{u2} \geq (2,1 \div 2,79)$$

$$K_{u2} \geq (1,4 \div 1,86)$$

$$K_{u2} \geq (0,7 \div 0,93).$$

(4)

Учитывая полученные значения коэффициентов несимметрии напряжений и величину допустимых отклонений напряжения, можно установить допустимую для таких сетей несимметрию напряжения, которая определяется как

$$V_{\text{доп}} \geq V_{\text{расч}} + 1,7 K_{u2}. \quad (5)$$

При величине допустимых отклонений напряжений 7,5% и равенстве сечений нулевого и фазных проводов расчетное отклонение напряжения не должно превышать:

$$V_{\text{расч}} \leq V_{\text{доп}} - 1,7 K_{u2} (\%)$$

или

$$V_{\text{расч}} \leq V_{\text{доп}} - 1,6 (\%),$$

то есть при таких условиях значения дополнительных отклонений напряжения составляют в среднем 1,6%. Следовательно, в конце линии низкого напряжения значения дополнительных отклонений напряжения могут достичь значительных величин из-за несимметрии нагрузок.

Для исследования фактических величин несимметрии напряжений в сетях 0,38 кВ сельскохозяйственного назначения в электрических сетях юга Молдавии в 1981 г. проводились замеры напряжений обратной и нулевой последовательностей в конце магистралей, питающих коммунально-бытовые и производственные нагрузки. Запись фиксируемых величин производилась непрерывным

методом в течение суток с применением самопишущих приборов и устройства анализатора несимметрии АНЭС-1 «Энергоавтоматика».

Степень несимметрии напряжений определена отношением напряжения обратной последовательности к номинальному линейному напряжению сети:

$$K_{u_2} = \frac{U_2}{U_{н.л}} \cdot 100 (\%). \quad (7)$$

Коэффициент неуравновешенности напряжения—отношением напряжения нулевой последовательности к номинальному фазному напряжению сети:

$$K_{u_0} = \frac{U_0}{U_{н.ф}} \cdot 100 (\%). \quad (6)$$

Полученные в ходе эксперимента данные были подвергнуты статистической обработке. Всего такому анализу было подвергнуто около 3000 замеров напряжений обратной и нулевой последовательностей за различные периоды суток по двадцати магистралям низкого напряжения для трансформаторных подстанций мощностью от 63 до 400 кВа. Длина магистралей линии составила 600—800 м для коммунально-бытовых потребителей и 300—400 м для производственных, при одинаковом сечении фазных и нулевого проводов по длине магистрали.

Из двадцати обследованных магистралей на долю с коммунально-бытовыми и смешанными потребителями пришлось 12 линий, а на долю с производственным характером нагрузки — 8 (производственные мастерские с установленной двигательной нагрузкой 170 кВт, деревообрабатывающий цех, механические мастерские, красильня и т. д.).

В табл. 1 приведены основные характеристики распределения коэффициента несимметрии напряжения K_{u_2} в конце магистрали 380 В, питающей коммунально-бытовую нагрузку за различные периоды суток. Из таблицы видно, что в сельских сетях 0,38 кВ существует значительная несимметрия напряжения, особенно в вечерний максимум нагрузки.

В табл. 2 указаны характеристики распределения K_{u_2} в конце магистрали, питающей производственную нагрузку. Из нее видно, что при производственном характере нагрузки, с преобладанием симметричных токоприемников, величина несимметрии напряжений значительно меньше, чем при коммунально-бытовой нагрузке.

При анализе данных табл. 3, в которой приведены коэффициенты неуравновешенности напряжений системы K_{u_0} , полученные для линий с коммунально-бытовыми нагрузками, видно, что не-

Таблица 1

№ п.п.	Время замера	Коэффициент несимметрии напряжения					
		максимальное значение			среднее значение		
		0—7	8—16	17—23	0—7	8—16	17—23
1	Октябрь	2,4	5,5	6,7	2,2	4,1	4,8
2	Апрель	4	3,9	5,7	2,2	3	4
3	Апрель	2,5	4,5	7	1,9	2,9	5,1
4	Апрель						
	Май	3,6	4	5,1	2,3	2,9	3,7
5	Апрель	3,5	4	5,5	3,1	3,4	4,4
6	Май	4	4	5,5	2,7	3	4
7	Август	3,5	4,8	6	2,4	2,8	2,9
8	Август	4	5,5	6	2,9	3,5	4,3
9	Апрель	3,5	4,5	5	2,2	3	3,7
10	Май	3,5	4,9	7,5	3,1	2,9	4,8
11	Октябрь	4,5	3,5	6,5	3,5	2,9	3,8
12	Октябрь	3	6	5	2,6	3,9	4

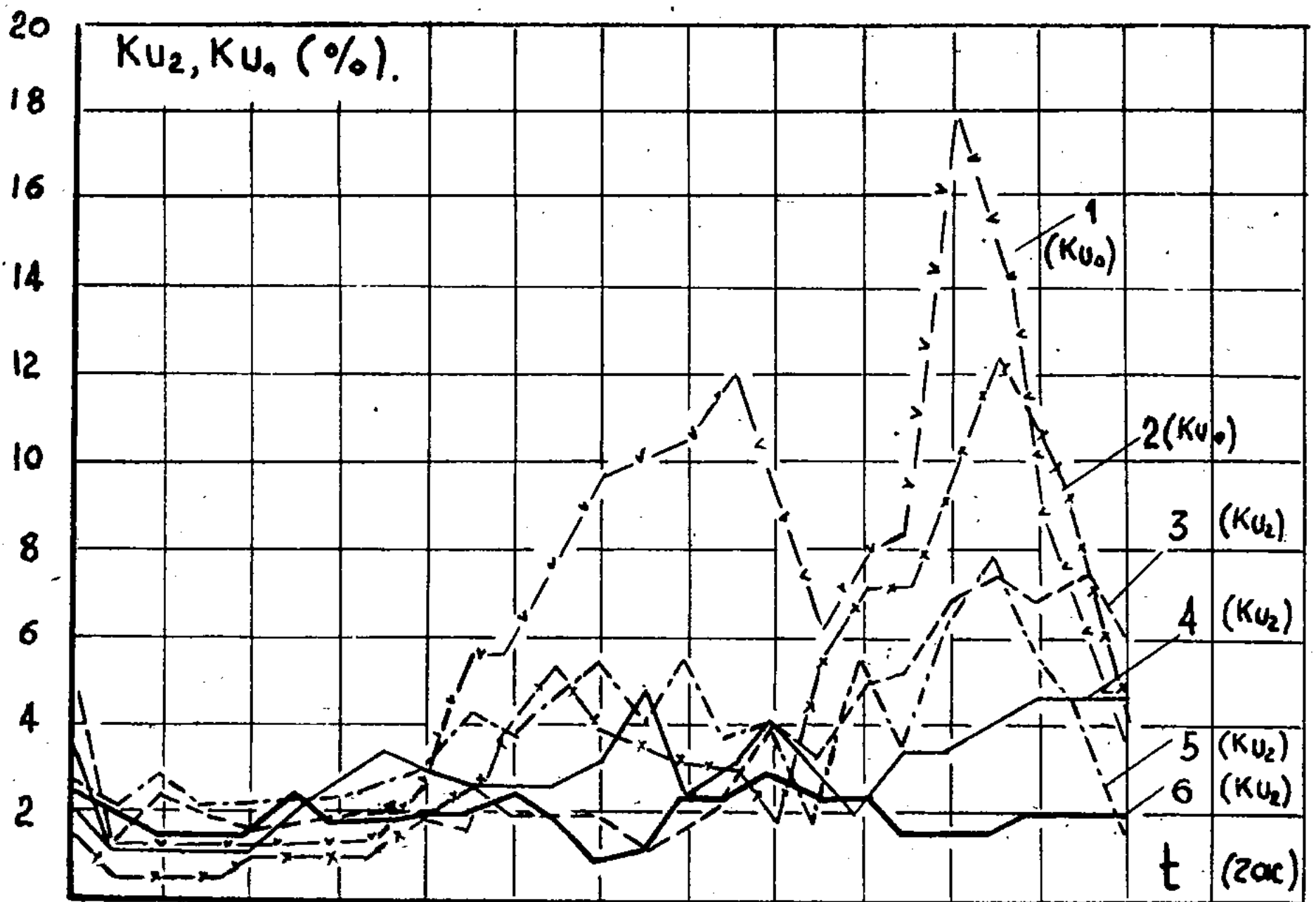
Таблица 2

№ п.п.	Время замера	Коэффициент несимметрии напряжения					
		максимальное значение			среднее значение		
		0—7	8—16	17—23	0—7	8—16	17—23
13	Апрель	2,5	3	2,5	1,8	2	1,9
14	Май	1,6	2,5	2,1	1,3	2,1	2
15	Апрель	1,7	3	3	1,4	2,2	2
16	Октябрь	0,6	4	2,5	0,6	2,7	1,7
17	Октябрь	2	4	3	0,8	2,7	2,3
18	Октябрь	1,8	3	3	0,7	2,5	2,3
19	Октябрь	1,7	2,1	2,1	1,6	1,7	1,8
20	Май	2	3,5	2,5	0,8	2,6	2,3

уравновешенность системы при случайном характере включения однофазных нагрузок может достигать значительных величин.

На рисунке в качестве примера проиллюстрированы данные таблиц 1, 2 и 3, по которым построены суточные графики изменения коэффициентов несимметрии и неуравновешенности напряжений для конца магистрали напряжением 380 В с различными характерами нагрузок. Цифрами 1, 2, 3, 4 и 5 на рисунке обозначены магистрали с коммунально-бытовыми потребителями, цифрой 6 — магистраль с производственным характером нагрузки.

Анализ суточных графиков изменения коэффициентов несимметрии и неуравновешенности напряжений показывает, что вели-



Суточные графики изменения коэффициентов несимметрии и неуравновешенности напряжений в конце магистрали с различным характером нагрузки.

Таблица 3

№ п.п.	Время замера	Коэффициент неуравновешенности напряжений					
		максимальное значение			среднее значение		
		0—7	8—16	17—23	0—7	8—16	17—23
1	Октябрь	1,5	5,4	12,2	0,9	2,1	7,9
2	Апрель	2,6	4,5	8,1	0,7	1,8	3,1
3	Апрель	2,2	16	16,2	0,8	9,4	5,6
4	Апрель						
	Май	2	6,8	3,9	0,8	2,1	3,7
5	Апрель	2,5	5	14,2	0,9	1,8	6,8
6	Май	2,5	9,4	15,5	0,9	3	7,4
7	Август	3	8	16	1	2,1	5,9
8	Август	1,5	9,5	17,5	0,86	2,2	6,1
9	Апрель	1,8	6,2	12,7	0,92	1,9	4,2
10	Май	1,8	12	18	0,9	7,7	9,4
11	Октябрь	2,2	4,7	10	1	1,3	6
12	Октябрь	2,5	5	13,7	1	1,2	5,6

чина наибольшей несимметрии и неуравновешенности напряжений совпадает с часами максимальной нагрузки сети, а ее минимальное значение совпадает с часами провала графика нагрузки. Численное значение величины несимметрии напряжений для линий с коммунально-бытовыми потребителями достигает 7—7,5%, для линий с производственным характером нагрузки 1,5—4,0%. Величина коэффициента неуравновешенности напряжений для линий с коммунально-бытовыми потребителями лежит в пределах 0,9—18%.

Выводы

1. Несимметрия напряжений вызывает значительные отклонения напряжений в конце магистрали низкого напряжения.

2. Допустимая величина несимметрии напряжений и расчетная величина отклонения напряжения связаны зависимостью

$$V_{\text{доп}} \geq V_{\text{расч}} + 1,7K_{\text{ц}_2} \quad (\%).$$

3. Величина несимметрии напряжений в сетях 0,38 кВ с коммунально-бытовыми электроприемниками имеет значения:

$$\left. \begin{array}{l} \text{при } m=3 \\ \text{при } m=2 \\ \text{при } m=1 \end{array} \right\} \begin{array}{l} K_{\text{ц}_2} \geq (2,1 \div 2,79) \\ K_{\text{ц}_2} \geq (1,4 \div 1,86) \\ K_{\text{ц}_2} \geq (0,7 \div 0,93) \end{array} \quad (\%),$$

что соответствует дополнительным отклонениям напряжения в 4,8%, 3,2% и 1,6%.

4. Полученные данные по результатам исследований, проведенных в действующих сетях 0,38 кВ сельскохозяйственного назначения, показали, что величина несимметрии напряжений намного превышает значение, оговоренное ГОСТом 13109—67, и достигает для линий с коммунально-бытовой и смешанной нагрузкой 7—7,5%, а для линий с производственными потребителями 1,5—4,0%.

5. Коэффициент неуравновешенности напряжений для линий с коммунально-бытовой нагрузкой составляет 0,9—18% и находится в зависимости от суточного графика нагрузки и вероятности включения потребителей.

ЛИТЕРАТУРА

1. Н. С. Маркушевич, Л. А. Солдаткина. Качество напряжений в городских электрических сетях. — М.: Энергия, 1975.
2. Ф. Д. Косоухов. Несимметрия в сельской сети 0,38/0,22 кВ при соединении обмоток трансформаторов звезда—зигзаг с нулем и звезда—звезда с нулем. В сб.: Электрификация сельскохозяйственного производства. — Л., 1979, № 366.
3. С. М. Рожавский. Проблема несимметрии в сельских электрических сетях. — Информэнерго серия: Линии электропередачи и подстанции, сельская электрификация, вып. 1, М., 1981.