

2

ISSN 0312-5299

1995

И Н Ф О Р М А Ц И О Н Н Ы Й Б У Л Л Е Т Е Н Ъ

РУКОВОДЯЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

**ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ
ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ
СЕЛЬСКОГО
ХОЗЯЙСТВА**

МОСКВА

**АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО ОТКРЫТОГО ТИПА ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ
СЕТЕВЫХ И ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ОБЪЕКТОВ**

АО РОСЭП

**РУКОВОДЯЩИЕ
МАТЕРИАЛЫ
ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ
ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ
СЕЛЬСКОГО
ХОЗЯЙСТВА**

Февраль

Москва 1995

СО Д Е Р Ж А Н И Е

информационные и методические материалы по проектированию,
строительству и эксплуатации сельских электрических сетей
(ИММ)

Стр.

03. ПОДСТАНЦИИ

ИММ N 03.01-95 от 05.01.95

"Решения и циркуляры Главтехуправления.....3

ИММ N 03.02-95 от 05.01.95

"О работах СПО ОРГРЭС".....49

Подписано в печать
Усл. печ. лист 5,65
Тираж 477 экз.

формат 80 x 84/8
Учетн. изд. лист 4,62
Зак. N 125

АО РОСЭП

111395, г.Москва, Аллея Первой Маевки, 15

МЛ-004174

**Акционерное общество открытого типа по проектированию
сетевых и энергетических объектов
АО РОСЭП**

ИНФОРМАЦИОННЫЕ И МЕТОДИЧЕСКИЕ МАТЕРИАЛЫ

по проектированию, строительству и эксплуатации сельских электрических сетей

05.01.95

N 03.01-95

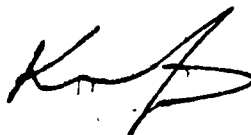
Москва

**Решения и циркуляры
Главтекуправления**

Публикуем для сведения решения и циркуляры из сборников Руководящих материалов Главтекуправления (за 1985-1992 годы), представляющие интерес для организаций и специалистов, занимающихся электроснабжением потребителей в сельской местности.

Примечание : упомянутое

Директор НИЦ АО РОСЭП



Ю.М.Кадыхов

РЕШЕНИЯ И ЦИРКУЛЯРЫ ИЗ СБОРНИКОВ РУКОВОДЯЩИХ МАТЕРИАЛОВ
ГЛАВТЕХУПРАВЛЕНИЯ (ЗА 1985-1992 ГОДЫ)

СО Д Е Р Ж А Н И Е

№ поз.	Наименование	стр.
1.	О применении в электроустановках напряжением выше 1000 В стационарных заземляющих ножей и их блокировке.....	6
2.	Об отключении и включении отделителями и разъединителями ненагруженных трансформаторов, автотрансформаторов, линий электропередачи и систем шин.....	7
3.	О введении временных норм на напряжение прикосновения для распределительных устройств и трансформаторных подстанций напряжением выше 1000 В с эффективным заземлением нейтрали.....	13
4.	О размещении фаз ошиновки в шкафах КРУ 6-10 кВ	14
5.	О повышении надежности работы одноболтовых контактных соединений (ЭЦ N Ц-08-85/э/).....	15
	Приложение 5.1. Требования к подготовке рабочих поверхностей контакт-деталей одноболтовых КС.....	15
	Приложение 5.2. Средства стабилизации электрического сопротивления КС.....	16
	Приложение 5.3. Крутящие моменты.....	16
6.	Об испытании выключателей высокого напряжения с пружинными приводами ПП-67 (ПП-67К) на включающую способность.....	16
7.	О повышении надежности работы контактов выключателей ВТ-35 и ВТД-35 (ЭЦ N Ц-04-86/э/).....	17
8.	О повышении надежности маломасляных выключателей серии ВМТ (ЭЦ N Ц-07-89/э/).....	18
	Приложение 8.1. Мероприятия по повышению надежности выключателей серии ВМТ.....	19
	Приложение 8.2. Перечень документов по эксплуатации выключателей серии ВМТ.....	22
9.	О повышении надежности ВЛ 6-10 кВ на опорах с железобетонными стойками.....	23
10.	О креплении полиэтиленовых колпачков на крюках опор воздушных линий электропередачи.....	23

N поз.	Наименование	стр.
11.	О внесении изменений в "Типовую инструкцию" по сварке неизолированных проводов с помощью термитных патронов" (Р N Э-6/84).....	23
12.	О повторном применении железобетонных стоек и приставок, демонтируемых с ВЛ 0,4-20, кВ (ЭЦ. N Ц-03-85/э/).....	24
13.	О запрещении применения гасителей вибрации проводов с грузами в форме укороченного стакана (ПЦ N Ц-08-86/э/).....	25
14.	Защита одиночных проводов и тросов воздушных линий электропередачи от пляски гасителями конструкции ОРГЭС.....	27
15.	О предотвращении коррозионного разрушения алюминиевых оболочек кабелей в местах, примыкающих к соединительным муфтам, расположенным в земле.....	28
16.	Об опрессовке соединений алюминиевых жил силовых кабелей.....	29
17.	Об ограничении применения концевых заделок в резиновых перчатках и поливинилхлоридных заделок.....	30
18.	Определение термической стойкости и предотвращение возгорания кабелей в сетях собственных нужд электростанций (ПЦ N 02-84/э/).....	31
	Приложение 18.1. Определение температуры нагрева жил кабеля током КЗ.....	33
19.	О критериях целесообразности проведения ремонтно-эксплуатационных работ под напряжением.....	36
20.	Об анализе технического состояния и показателей надежности распределительных сетей 0,38-20 кВ сельскохозяйственного назначения.....	43
21.	Противоаварийный циркуляр от 19.07.94 N ВК-4161. О предупреждении ошибок персонала при оперативном переключении в электроустановках.....	47

1. О применении в электроустановках напряжением выше 1000 В стационарных заземляющих ножей и их блокировании (Р N 9-11/81-ТБ-2/81)

Главтехуправление и Управление по технике безопасности и промсанитарии Минэнерго СССР на основании опыта проектирования и эксплуатации электроустановок устанавливают следующие требования к применению заземляющих ножей (ЗН) и их блокированию :

1. В распределительных устройствах напряжением 3 кВ и выше стационарные ЗН должны быть размещены так, чтобы были не нужны переносные заземления и, чтобы в соответствии с требованиями безопасности персонал, работающий на токоведущих частях любых участков присоединений и сборных шин, был защищен заземляющими ножами со всех сторон, откуда может быть подано напряжение.

На случай отключения ЗН в процессе их ремонта или ремонта разъединителя, оснащенного ЗН, должны быть предусмотрены ЗН у других разъединителей на данном участке схемы, расположенные со стороны возможной подачи напряжения (ЗН второго шинного разъединителя развилки, ЗН второго разъединителя межсекционной перемычки и т.п.). Последнее требование не относится к ЗН со стороны линии линейных разъединителей (при отсутствии обходной системы шин) и к ЗН, установленным как самостоятельные аппараты отдельно от разъединителей.

2. Применение переносных защитных заземлений предусматривается только в следующих случаях :

а) при работах на линейных разъединителях, конденсаторах связи, высокочастотных заградителях;

б) на участках схемы, где ЗН установлены отдельно от разъединителей, во время ремонта ЗН;

в) для защиты от наведенного напряжения;

г) в действующих электроустановках, в которых ЗН не могут быть установлены по условиям компоновки или конструкции электроустановки.

3. Блокирование ЗН должно исключать :

а) включение ЗН на участке схемы, не отделенном разъединителями или отделителями от участков, находящихся под напряжением;

б) подачу напряжения на участки схемы, заземленные включенными ЗН, а также отделенные от включенных ЗН только выключателями.

4. В комплектных распределительных устройствах блокировка в шкафах присоединений должна запрещать;

а) включение ЗН, если выдвижной элемент с выключателем не выведен в испытательное или ремонтное положение;

б) установку этого элемента в рабочее положение при включенных ЗН;

в) включение ЗН сборных шин, если выдвижные элементы с выключателями вводов рабочего и резервного питания не выведены в испытательное или ремонтное положение;

г) установку этих элементов в рабочее положение при включенных ЗН сборных шин.

5. У разъединителей с полюсным управлением в зону действия блокировки должны быть включены все три полюса, чтобы оперирование разъединителем или ЗН любого полюса становилось возможным только при выполнении условий блокирования на всех трех полюсах.

6. Для ЗН со стороны линии линейных разъединителей при отсутствии обходной системы шин и со стороны высшего напряжения трансформатора с низшим напряжением до 1000 В достаточно блокирования только со своим разъединителем.

7. В цепи генераторов и синхронных компенсаторов блокировка должна запрещать включение ЗН при возбужденной машине и возбуждение машины при включенных ЗН.

8. В распределительных устройствах одного напряжения блокировку ЗН всех присоединений рекомендуется выполнять однотипной.

9. Места установки ЗН в конкретных вновь сооружаемых распределительных устройствах следует выбирать, руководствуясь указанными выше требованиями и в соответствии с утвержденными схемами электрических соединений.

10. Степень оснащения распределительных устройств действующих электроустановок ЗН, а также схемы и объем блокирования, вид блокировки ЗН должны быть определены энергетическими управлениями на основании настоящего параграфа с учетом компоновок распределительных устройств, их конструкции, особенностей оборудования и требуемых затрат. Этими же данными следует руководствоваться и при принятии решения об оснащении и блокировке ЗН расширяемых электроустановок.

2. Об отключении и включении отделителями и разъединителями ненагруженных трансформаторов, автотрансформаторов, линий электропередачи и систем шин.

На основании результатов исследований устанавливаются нормы, специальные требования и порядок применения стандартных отделителей и разъединителей наружной и внутренней установки отечественного производства для отключения и включения намагничивающего тока силовых трансформаторов, зарядного тока и тока замыкания на землю воздушных и кабельных линий электропередачи и систем шин.

Нормы, специальные требования и порядок относятся ко всем электроустановкам независимо от климатических условий и степени промышленного загрязнения атмосферы.

1. Отделителями и разъединителями напряжением 110-500 кВ наружной установки допускается отключать и включать намагничивающие токи силовых трансформаторов и зарядные токи воздушных и кабельных линий, систем шин и присоединений, которые не превышают значений, указанных в табл. 2.1.

2. Отделителями и разъединителями напряжением 110, 150 и 220 кВ внутренней установки со стандартными расстояниями между осями полюсов соответственно 2; 2,5 и 3,5 м допускается отключать и включать намагничивающие токи силовых трансформаторов и автотрансформаторов с ответственно не более 4; 2 и 2А, а также зарядные токи присоединений не более 1,5; 1 и 1А с соблюдением требований п. 12.

3. Указанные на рис. 2.1 расстояния по горизонтали а, б, в от колонок и концов горизонтально-поворотных ножей в отключенном положении до заземленных и токоведущих частей соседних присоединений должны быть не меньше расстояний между осями полюсов д, указанных в табл. 2.1 и 2.2. Эти требования к расстояниям а, б, в по рис. 2.1 применимы и к разъединителям и отделителям напряжением 110-220 кВ внутренней установки по п. 2.

Расстояния по вертикали г от концов ножей ГП и ВР до заземленных и токоведущих частей должны быть на 0,5 м больше расстояний д.

Таблица 2.1

Номинальное напряжение, кВ	Тип отделителя, разъединителя	Расстояние между осями полюсов д, м (рис.2.1)	Ток, А, не более	
			намагничивающий	зарядный
110	ВР	2,0	6,0	2,5
		2,5	7,0	3,0
		3,0	9,0	3,5
	ГП	2,0	4,0	1,5
		2,5	6,0	2,0
		3,0	8,0	3,0
		3,5	10,0	3,5
	150	ВР	2,5	2,3
2,7			4,0	1,5
3,0			6,0	2,0
3,4			7,6	2,5
4,0			10,0	3,0
ГП		3,0	2,3	1,0
		3,7	5,0	1,5
		4,0	5,5	2,0
220	ВР	4,4	6,0	2,5
		3,5	3,0	1,0
		4,0	5,0	1,5
	ГП	4,5	8,0	2,0
		3,5	3,0	1,0
		4,0	5,0	1,5
		4,5	8,0	2,0
	330	ГП	6,0	5,0
ПН		6,0	3,5	1,0
ПНЗ		6,0	4,5	1,5
500	ВР	7,5	5,0	2,0
	ГП	8,0	6,0	2,5
	ПН	8,0	5,0	2,0
	ПНЗ	7,5	5,5	2,5

Примечания : 1. ВР - вертикально-рубящий, ГП - горизонтальноповоротный, ПН - подвесной, ПНЗ - подвесной с опережающим отключением и отстающим включением полюса фазы В.

2. Приведены результирующие намагничивающие токи с учетом взаимной компенсации индуктивных токов ненагруженных трансформаторов зарядными токами их присоединений и зарядных токов воздушных или кабельных присоединений индуктивными токами ненагруженных трансформаторов.

3. Приведенные значения отключаемых и включаемых токов при указанных расстояниях между осями полюсов разъединителей и отделителей напряжением 110-500 кВ неприменимы для присоединений, к которым подключены отделители ОПН-110-ОПН-500

Таблица 2.2.

Номинальное напряжение, кВ	Расстояние между осями полюсов Д, м (рис.2.1)	Ток, А, не более		
		намагничивающий	зарядный	замыкания на землю
6	0,4	2,5	5,0	7,5
10	0,5	2,5	4,0	6,0
20	0,75	3,0	3,0	4,5
35	1,0	3,0	2,0	3,0
35	2,0	5,0	3,0	5,0

4. Отделителями и разъединителями 6-35 кВ наружной и внутренней установки допускается отключать и включать намагничивающие токи силовых трансформаторов, зарядные токи воздушных и кабельных линий электропередачи, а также токи замыкания на землю, которые не превышают значений, указанных в табл. 2.2 (рис. 2.1) и табл. 2.3 (рис. 2.2, а и б).

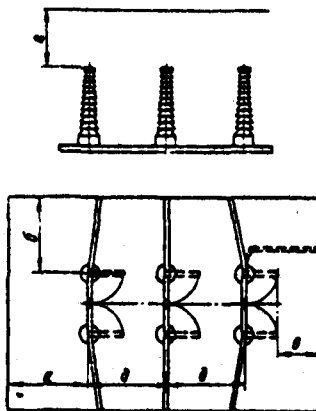


Рис. 2.1. Границы расположения заземленных и токоведущих частей.

Таблица 2.3

Номинальное напряжение, кВ	Расстояние между осями полюсов Ж, м (рис.2.2)	Наименьшее расстояние до заземленных токоведущих частей, м (рис.2.2)			Ток, А, не более		
		А	Б	В	намагничивающий	зарядный	замыкания на землю
6	0,2	0,2	0,2	0,5	3,5	2,5	4,0
10	0,25	0,3	0,3	0,7	3,0	2,0	3,0
20	0,3	0,4	0,4	1,0	3,0	1,5	2,5
35	0,45	0,5	0,5	1,5	2,5	1,0	1,5

Примечание: При изолирующих перегородках между полюсами отключаемые и включаемые токи в 1,5 раза больше значений, указанных в табл. 2.3.

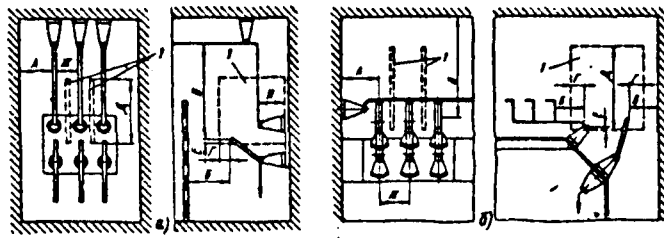


Рис. 2.23 Установка разъединителя :
 а - вертикальная; б - наклонная; 1 - изолирующие перегородки

Размеры изолирующих перегородок для стандартных трехполюсных разъединителей приведены в табл. 2.4 в соответствии с рис. 2.2, а и б.

Таблица 9.4

Номинальное напряжение, кВ	Размеры изолирующих перегородок, м (рис.9.2)		
	Г	Д	Е
6	0,1	0,5	0,05
10	0,65	0,65	0,05
20	0,2	1,1	0,05
35	0,25	1,8	0,05

5. У отделителей и разъединителей, установленных горизонтально, спуски из гибкого провода прокладывают полого во избежание переброски на них дуги, не допуская расположения, близкого к вертикальному. Угол между горизонтальной и прямой, соединяющей точку подвеса и линейный зажим полюса, должен быть не более 65° .

Ошиновку из жестких шин выполнять так, чтобы на расстоянии в (рис.9.1) шины подходили к разъединителям (отделителям) с подъемом или горизонтально. Недопустимое сближение шин с ножами у горизонтально-поворотных разъединителей и отделителей показано пунктиром.

6. Для защиты персонала от светового воздействия дуги над ручными приводами отделителей и разъединителей устанавливать козырьки или навесы из негорючего материала. Сооружение козырьков не требуется:

у отделителей и разъединителей напряжением 110 кВ, если отключаемый намагничивающий ток не превышает 3, а отключаемый зарядный - 1 А;

у отделителей и разъединителей напряжением 6-35 кВ если отключаемый намагничивающий ток не превышает 3, а отключаемый зарядный - 2 А.

7. Приводы трехполюсных разъединителей 6-35 кВ внутренней установки, если они не отделены от разъединителей стеной или перекрытием, снабжать глухим щитом, расположенным между приводом и разъединителем. Отключение и включение этих, а также однополюсных разъединителей внутренней установки производить в защитных очках.

8. Преназначенные для отключения и включения ненагруженных трансформаторов и автотрансформаторов разъединители РНД-150, РНД-220, РНД-330, РНД-500, РНВ-750 оборудовать устройствами пофазного управления на отключение и включение. Такое управление выполнять отдельными ключами с фиксированными положениями (КФ), установленными в безопасном для персонала месте, удобном для наблюдения за каждым полюсом разъединителя.

Напротив каждого ключа делать надпись наименования фазы полюса разъединителя (А, В, С), а напротив каждого трех ключей - оперативное обозначение разъединителя.

Перед каждым пофазным отключением ненагруженного трансформатора или автотрансформатора напряжением 330 кВ и выше проверять исправность разъединителя поочередным отключением и включением его полюсов фаз А, В, С.

9. Для подвесных разъединителей с трехфазным приводом (тягой) предусматривать конструкцию с размыканием контактов фазы В первыми, а замыканием их последними.

10. Перед отключением ненагруженного трансформатора или автотрансформатора его переключатель регулирования напряжения устанавливать в положение, соответствующее номинальному напряжению.

Переключатель вольтодобавочного трансформатора должен быть установлен в нейтральное положение.

11. В электроустановках напряжением 35, 110, 150, и 220 кВ с отделителями и разъединителями в одной цепи отключение ненагруженного трансформатора, автотрансформатора, систем шин, линий электропередачи производить дистанционно отделителем, включение - разъединителем.

12. Отключение и включение отделителями или разъединителями намагничивающего тока трансформаторов 110-220 кВ производить при глухозаземленной их нейтрали.

13. В сетях 35 кВ и ниже отключения и включения ненагруженных трансформаторов и линий электропередачи, как правило, производить трехполюсными отделителями и разъединителями. Эти оперативные действия допустимы и однополюсными разъединителями.

Токи замыкания на землю лучше отключать однополюсными разъединителями.

При работе сети в режиме с недокомпенсацией отключение зарядных токов линий электропередачи и токов замыкания на землю отделителями и разъединителями недопустимо.

14. Ненагруженные трансформаторы и автотрансформаторы 110 и 220 кВ с заземленной нейтралью отключать и включать, как правило, однополюсными отделителями или разъединителями. Эти оперативные действия допустимы также трехполюсными отделителями и разъединителями.

Ненагруженные трансформаторы и автотрансформаторы 330 кВ и выше отключать и включать однополюсными разъединителями. Эти операции допустимо выполнять также трехполюсными разъединителями.

Ненагруженные системы шин, присоединения и линии электропередачи 110 кВ и выше можно отключать и включать трехполюсными и однополюсными отделителями и разъединителями.

15. При пофазном управлении отделителем и разъединителем перед каждым отключением ненагруженного трансформатора с заземленной нейтралью или автотрансформатора проверить исправность отделителя или разъединителя поочередным отключением и включением его полюсов фаз А, В, С. При такой проверке дуга между контактами возникнуть не может, так как отключаемая фаза является первой, а включение ее эквивалентно включению последней фазы.

Пофазное отключение ненагруженного трансформатора или автотрансформатора начинать со среднего полюса (фаза В), после чего поочередно отключать полюса фаз А и С. Включать полюс фазы В следует последним.

16. Отключение и включение разъединителем ненагруженного трансформатора с дугогасящей катушкой производить после отключения от нейтрали дугогасящей катушки.

3. О ВВЕДЕНИИ ВРЕМЕННЫХ НОРМ НА НАПРЯЖЕНИЯ ПРИКОСНОВЕНИЯ ДЛЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ И ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ НАПРЯЖЕНИЕМ ВЫШЕ 1000 В С ЭФФЕКТИВНЫМ ЗАЗЕМЛЕНИЕМ НЕЙТРАЛИ.

Одним из назначений заземления распределительных устройств и трансформаторных подстанций напряжением выше 1000 В с эффективным заземлением нейтрали является обеспечение электробезопасности. В целях создания условий для выполнения экономичных заземляющих устройств при реализации требований главы 1.7 ПУЭ предлагается :

1. Ввести в действие для распределительных устройств и трансформаторных подстанций переменного тока частоты 50 Гц напряжением выше 1000 В с эффективным заземлением нейтрали следующие временные нормы на допустимые напряжения прикосновения, рекомендованные комиссией по электробезопасности Научного совета по охране труда Государственного комитета СССР по науке и технике и ВЦСПС и согласованные Отделом охраны труда ЦК профсоюза рабочих электростанций и электротехнической промышленности:

Продолжительность воздействия, с	до 0,1	0,2	0,5
Наибольшее допустимое напряжение прикосновения, В	500	400	200
Продолжительность воздействия, с	0,7	1,0	Более 1 до 3

Наибольшее допустимое
напряжение прикоснове-
ния, В

130

100

65

Для промежуточных значений длительности воздействия напряжения прикосновения в интервале времени 0,1-1 с допустимые напряжения прикосновения следует определять интерполяцией.

2. Соответствие заземляющего устройства требованиям разд. 3 должно устанавливаться при приемо-сдаточных испытаниях. При этом экспериментально проверяются напряжение прикосновения, на территории электроустановки, сопротивление заземляющего устройства при расчетном токе замыкания на землю, а также время действия основной и резервной релейных защит.

В процессе эксплуатации должны проверяться соответствие напряжений прикосновения допустимым значениям и соответствие сопротивления заземляющего устройства, тока однофазного КЗ и возможной длительности воздействия напряжения прикосновения расчетным значениям, принятым при проектировании заземляющего устройства.

3. Периодичность эксплуатационной проверки заземляющих устройств, выполненных по нормам на напряжение прикосновения, принимать такой же, как периодичность проверки заземляющих устройств, выполненных по нормам на сопротивление.

4. О размещении фаз ошиновки в шкафах КРУ 6-10 кВ (Р Н Э-4/79)

Параграфом 1-1-30 (п. 16) ПУЭ (изд. 5-е) предусмотрено следующее размещение фаз ответвлений от сборных шин закрытых распределительных устройств : фаза А (желтая) - слева, фаза В (зеленая) - в середине, фаза С (красная) - справа, если смотреть на шины из центрального коридора обслуживания.

Действующими государственными стандартами на трансформаторы предусмотрено одно определенное расположение фаз выводов трансформаторов.

Выполнение требований § 1-1-30 (п. 16) ПУЭ (изд. 5-е) затруднительно при соединении силовых трансформаторов с теми вводными шкафами КРУ, которые устанавливаются фасадами в сторону от трансформаторов, а также при соединении трансформаторов собственных нужд и трансформаторов напряжения со сборными шинами КРУ.

Для исключения транспозиции жестких шин предлагается применять в указанных случаях следующее размещение фаз : фаза С (красная) - слева, фаза В (зеленая) - в середине, фаза А (желтая) - справа, если смотреть со стороны фасада КРУ.

5. О ПОВЫШЕНИИ НАДЕЖНОСТИ РАБОТЫ ОДНОБОЛТОВЫХ КОНТАКТНЫХ СОЕДИНЕНИЙ.

Одноболтовые контактные соединения (КС) в соответствии с ГОСТ 21242-75 допускаются к применению на номинальный ток до 1000 А, однако опыт эксплуатации свидетельствует о низкой надежности их работы и частой повреждаемости даже при токах 400-630 А.

На основании опыта эксплуатации и специальных исследований одноболтовых КС, проведенных в НИЦ ВВА, Главтехуправление предлагает в целях повышения надежности их работы выполнять следующие мероприятия.

1. При подготовке рабочих поверхностей контакт-деталей одноболтовых КС следует строго выполнять требования ГОСТ 10434-82, изложенные в приложениях 5.1, 5.2, 5.3.

2. Монтаж КС, в котором хотя бы одна контакт-деталь выполнена из алюминия, должен обязательно производиться с применением одного или нескольких средств стабилизации электрического сопротивления в соответствии с приложением 5.2.

3. Затяжку болтов следует производить моментными индикаторными ключами, например ДК-25, с усилиями, соответствующими рекомендованным в приложении 5.3. При отсутствии моментных ключей затяжку болтов М12 и М16 производить гаечным ключом с усилием около 40 кгс.

4. При монтаже одноболтовых КС рекомендуется использовать стальные болты класса прочности не ниже 5.8 (кроме болтов М16).

5. Во избежание ослабления затяжки болтов одноболтовых КС вследствие воздействия электродинамических сил при протекании токов КЗ необходимо использовать гровершайбы или контргайки на всех одноболтовых КС.

6. Не применять на открытом воздухе или в помещениях где возможна конденсация влаги, КС из алюминиевой и медной контакт-деталей, которые при наличии влаги подвергаются интенсивной электрохимической коррозии. Для предохранения их от коррозии следует применять защитные покрытия или переходные детали (приложение 5.2, пп.3-5).

Приложение 5.1.

ТРЕБОВАНИЯ К ПОДГОТОВКЕ РАБОЧИХ ПОВЕРХНОСТЕЙ КОНТАКТ-ДЕТАЛЕЙ ОДНОБОЛТОВЫХ КС

Рабочие поверхности контакт-деталей разборных КС перед сборкой должны быть подготовлены :

медные без покрытия и алюмомедные защищены (при зачистке алюмомедных покрытий не должна быть повреждена медная оболочка);

алюминиевые и из алюминиевых сплавов защищены и смазаны нейтральной смазкой (вазелин КВЗ по ГОСТ 15975-70, ЦИАТИМ-221 по ГОСТ 9433-80 или другие смазки с аналогичными свойствами);

рабочие поверхности, имеющие защитные металлические покрытия, промыты органическим растворителем.

Приложение 5.2.

СРЕДСТВА СТАБИЛИЗАЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ КС

1. Крепежные детали из цветных металлов с коэффициентом линейного расширения от $18 \cdot 10^{-6}$ до $21 \cdot 10^{-6} \text{ I/}^\circ\text{C}$.
2. Тарельчатые пружины по ГОСТ 17279-71 и ГОСТ 3057-79.
3. Защитные металлические покрытия рабочих поверхностей по ГОСТ 14623-69.
4. Переходные детали в виде медно-алюминиевых пластин по ГОСТ 19357-81, медноалюминиевых наконечников по ГОСТ 9581-80 и аппаратных зажимов из плакированного алюминия по ГОСТ 23065-78.
5. Переходные детали в виде пластин и наконечников из алюминиевого сплава с временным сопротивлением разрыву не менее 130 МПа.

Приложение 5.3.

КРУТЯЩИЕ МОМЕНТЫ

Диаметр болта, мм.....	5	6	8
Крутящий момент, Н·м.....	15-18	20-25	30-35
Диаметр болта, мм.....	10	12	16
Крутящий момент, Н·м.....	40-50	60-70	90-100

6. Об испытании выключателей высокого напряжения с пружинными приводами ПП-67 (ПП-67К) на включающую способность

В целях предупреждения повреждений выключателей с пружинными приводами ПП-67 (ПП-67К) из-за недостаточной включающей способности предлагается :

1. Производить испытания выключателей с пружинными приводами ПП-67 (ПП-67К) на включающую способность перед вводом их в эксплуатацию и при ремонтах следующим образом : изменением значения предварительного натяжения включающих пружин привода определять наименьшее натяжение, при котором регулируемый выключатель с залитым в баки маслом включается вхолостую с посадкой привода на защелку; затем увеличением предварительного натяжения включающих пружин привода устанавливать рабочее натяжение, с которым выключатель вводится в эксплуатацию.

Рабочее натяжение включающих пружин привода должно быть больше наименьшего для выключателей С-35-630-10 и С-35М-630-10 не менее чем на 20 мм, а для выключателей других серий (ВМП-10, ВМГ-133, ВМГ-10, ВТ-35) - не менее чем на 25 мм, но не больше максимального допустимого значения для приводов каждого типа.

В случае невыполнения указанных условий удовлетворительные результаты измерения скорости движения подвижных контактов в соответствии с требованиями действующих инструкций не могут служить основанием для положительного заключения о включающей способности выключателя.

Значения наименьших и рабочих натяжений включающих пружин привода следует указывать в ремонтной документации и сравнивать полученные результаты с предшествующими.

2. Заменять включающие пружины привода пружинами с большим включающим усилием при невозможности выполнения условий п.1 и если другими средствами, например устранением возможного затирания отдельных деталей, не удастся добиться надежной работы выключателя.

7. О ПОВЫШЕНИИ НАДЕЖНОСТИ РАБОТЫ КОНТАКТОВ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ ВТ-35 И ВТД-35

При эксплуатации масляных баковых выключателей ВТ-35 и ВТД-35 нагрев металлокерамических контактов часто превышает нормативные значения по ГОСТ 8024-84.

Это вызвано ростом сопротивления контактов вследствие оплавления и обгорания контактных поверхностей, уменьшения вжима контактов и других причин.

На основании опыта эксплуатации и по результатам исследований, проведенных НИЦ ВВА, предлагается в целях повышения надежности масляных баковых выключателей ВТ-35 и ВТД-35 выполнять при ремонтах следующие мероприятия.

1. Для обеспечения необходимых значений сопротивления токоведущей цепи :

а) промывать органическим растворителем (бензин, ацетон) все оловянированные контактирующие поверхности перед их сборкой;

б) производить затяжку болтов с усилиями, рекомендованными ГОСТ 10434-82 (табл.7.1);

в) отрегулировать вжим неподвижного контакта, который должен находиться в пределах 10^{+3} мм для выключателей ВТД-35 с электромагнитным приводом и 8^{+3} мм для выключателя ВТ-35 с пружинными приводами.

Таблица 7.1

Диаметр болта, мм	Крутящий момент, Н · м
8	30-35
10	40-45
12	60-70
16	90-100

2. Производить затяжку болтов подвижного контакта при отрегулированном вжме во включенном положении выключателя, после чего при необходимости дополнительно отрегулировать положение дугогасительной камеры.

3. Обработать напильником контактные поверхности металлокерамических контактов, если на них имеются следы оплавления дугой.

Зачищать мелкой шкуркой контактные поверхности контактов для снятия окисной пленки непосредственно перед вводом в эксплуатацию (перед погружением в масло).

При техническом обслуживании выключателей ВТ-35 и ВТД-35 необходимо следить за сопротивлением токоведущей цепи полюса нагрузки 630 А не должно превышать 550 мкОм. При превышении указанной нормы сопротивления допускается эксплуатация выключателя со сниженным током нагрузки согласно кривой на рис. 7.1.

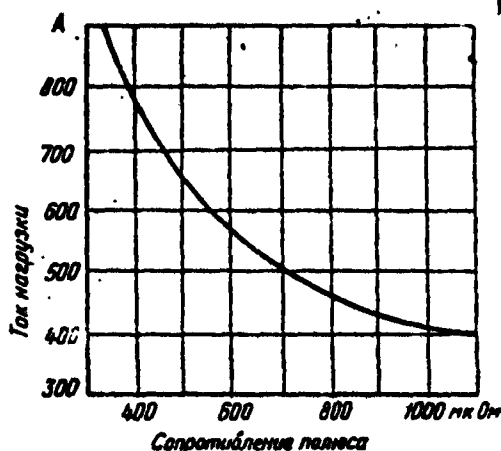


Рис. 7.1. Зависимость допустимого значения тока от сопротивления полюса выключателей ВТ-35 и ВТД-35

В процессе эксплуатации вжим неподвижного контакта не должен быть менее 8 мм для выключателей ВТД-35 с электромагнитным приводом и 6 мм для выключателей ВТ-35 с пружинными приводами. Если вжим становится меньше указанных значений, контакты следует отрегулировать.

8. О ПОВЫШЕНИИ НАДЕЖНОСТИ МАЛОМАСЛЯНЫХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ СЕРИИ ВМТ

В 1987, 1988 гг. на предприятиях энергосистем зарегистрированы 104 отказа выключателей серии ВМТ, в том числе :

64 отказа выключателей ВМТ-110-20 и ВМТ-220-20;

40 отказов выключателей ВМТ-110-25 и ВМТ-220-25.

Причинами отказов являлись конструктивные недостатки, дефекты изготовления, недостатки монтажа и эксплуатации.

В связи с этим НПО "Уралэлектротяжмаш" разработаны и внедрены на устранение выявленных конструктивных недостатков и повышение качества изготовления выключателей.

Часть этих мероприятий указана в эксплуатационных документах и информационных письмах, разосланных НИИ НПС "Уралэлектротяжмаш" предприятиям энергосистем¹, для внедрения на эксплуатируемых выключателях.

В целях повышения надежности маломасляных выключателей серии ВМТ энергопредприятиям предлагается выполнить при монтаже и в процессе эксплуатации выключателей мероприятия, изложенные в приложении 8.1.

Приложение 8.1

МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПОВЫШЕНИЮ НАДЕЖНОСТИ МАЛОМАСЛЯНЫХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ СЕРИИ ВМТ

1. Причины отказов выключателей

1.1. Разрушения опорных изоляторов дугогасительных устройств при выполнении операций, а также в стационарном состоянии, обусловленные развитием трещин в фарфоре в области армировочных швов при резких изменениях температуры окружающего воздуха. Причиной возникновения трещин по заключению НПО "Электрофарфор" и НПО "Уралэлектротяжмаш" явилось несовершенство технологии армировки изоляторов.

1.2. Перекрытия внутренней изоляции опорных колонок вследствие :

недоброкачественного изготовления стеклопластиковых тяг в первые годы выпуска выключателей;

увлажнения стеклопластиковых тяг в результате заливки выключателей на заводе-изготовителе маслом с недостаточной электрической прочностью и невыполнения в процессе монтажа измерения электрической прочности масла и замены его сухим маслом.

1.3. Разрегулировка элементов кинематики и блок-контактов приводов, обрывы тросов (на выключателях с номинальным током отключения 20 кА) и цепных передач, поломки рычагов, осей, траверс рабочих пружин и других деталей и, как следствие, отказы выключателей при выполнении операций включения и отключения.

1.4. Недовключения выключателей ВМТ-110-20, обусловленные :

несоответствием фактического натяга рабочих пружин нормированному и, как следствие, заниженными скоростями движения подвижных контактов при включениях выключателей;

¹ - перечень документов по эксплуатации выключателей серии ВМТ приведен в приложении 8.3.

несоблюдением заводской маркировки полюсов при монтаже и невыполнением при этом требования заводской инструкции о регулировке выключателей в более полном объеме;

несвоевременным включением электроподогревателей и перегораниями последних;

использованием обычного трансформаторного масла вместо арктического (в районах, где температура окружающего воздуха может быть ниже минус 40° С).

1.5. Дополнительные причины отказов, явившиеся следствием:

невыполнения энергопредприятиями рекомендаций НИИ НПО "Уралэлектротяжмаш" по устранению выявленных конструктивных недостатков и дефектов изготовления на эксплуатируемых выключателях;

недостаточного срока службы электронагревателей серии ТЭН (из-за низкого качества изготовления и невыполнения сушки и перед вводом в эксплуатацию выключателя);

применения несовершенных схем управления в первый период внедрения выключателей ВМТ-110-20 и ВМТ-220-20 (до разработки типовых схем управления).

2. Мероприятия по повышению надежности выключателей.

2.1. Проводить тщательный осмотр опорных изоляторов и изоляторов дугогасительных устройств выключателей при их монтаже и вводе в эксплуатацию на отсутствие трещин и признаков просачивания масла в фарфоре и армировочных швах. При наличии указанных дефектов изоляторы должны быть заменены.

2.2. Измерять электрическую прочность масла в процессе монтажа каждого выключателя. При значениях электрической прочности масла ниже 40 кВ оно должно заменяться свежим маслом с электрической прочностью не менее 45 кВ (см. заводские инструкции по эксплуатации выключателей).

2.3. Заменить трансформаторное масло арктическим марки МВ у выключателей ВМТ-110-20 и ВМТ-220-20, установленных в районе с холодным климатом (расчетная температура ниже минус 45° С).

При отсутствии арктического масла заменять в плановом порядке указанные выключатели ВМТ-110-25 и ВМТ-220-25.

2.4. Обеспечивать выполнение указания Информационного письма НИИ НПО "Уралэлектротяжмаш" от 27.01.84 N 01/13-71 о круглогодичной эксплуатации выключателей ВМТ-110-20 и ВМТ-220-20 с "зимним" натягом рабочих пружин, превышающим минимальный включающий натяг на 35 мм. При этом указание заводской инструкции о возможности работы выключателей с "летним" натягом пружин следует считать аннулированным.

Выключатели ВМТ-110-25 и ВМТ-220-25 должны круглогодично эксплуатироваться при установленном на заводе-изготовителе нормированном натяге пружин привода.

При регулировании выключателя и привода в случаях, предусмотренных заводской инструкцией (несоблюдение заводской маркировки, замена узлов и деталей, ремонты и т.д.), нормированный натяг пружин привода должен быть установлен на 35 мм выше минимального включающего натяга, определенного согласно требованиям инструкции по эксплуатации привода.

2.5. Обеспечивать при монтаже выключателей строгое соблюдение заводской маркировки полюсов и колонн. При несоблюдении заводской маркировки выполнять регулировку и наладку механизмов аппарата и более полном объеме (в том числе и измерение скоростных характеристик), предусмотренном заводскими инструкциями и Информационным письмом НИИ НПО "Уралэлектротяжмаш" от 16.03.88 N 01/13-151.

2.6. Не допускать работу выключателей без подогрева колонн и приводов при низких температурах окружающего воздуха (регламент ввода в действие подогревающих устройств установлен заводскими инструкциями).

2.7. Не допускать ввода в работу нагревательных элементов с увлажняющей изоляцией. С этой целью при монтаже и ремонтах выключателей выполнять измерение сопротивления изоляции каждого нагревательного элемента, а при необходимости и сушку согласно указаниям Информационного письма НИИ НПО "Уралэлектротяжмаш" от 16.03.88 N 01/13-151. При сопротивлении изоляции менее 0,1 МОм нагревательный элемент должен быть заменен.

2.8. Проверить выполнение указания Информационного письма НИИ НПО "Уралэлектротяжмаш" от 26.03.84 N 01/13-143 о реконструкции дугогасительных камер ВМТ-110Б-20 и ВМТ-220Б-20 выпуска до февраля 1984 г. и при необходимости произвести указанную реконструкцию А рассверловку центрального отверстия вкладышей 4 (рис.5 заводской инструкции) с диаметра 26 мм до диаметра $30^{+0.5}$ мм Ø.

2.9. Проверять при плановых ремонтах выключателей ВМТ-110-20 и ВМТ-220-20 соответствие регулировочных зазоров Г, Б, В, Д нормам. При этом проверку зазора Б (рис.16 заводской инструкции) допускается выполнять без разборки колонн в такой последовательности :

отсоединить у проверяемой колонны отключающую пружину 32 (рис.14) и горизонтальные тяги 36 и 42;

перевести механизм управления в положение, определяемое упором направляющей колодки 3 (рис.11) подвижного контакта 7 во втулку 19 демпфера на включение, путем вращения шлицевого вала (рис.14) против часовой стрелки (для этого на конце вала имеются лыски под ключ S 24. В этом положении (зазор Б равен нулю) зазор В должен составлять 6,5-7,0 мм. В случае несоответствия зазора В указанным значениям произвести его регулировку изменением количества планок 1 на упоре 24 (рис.14);

перевести подвижный контакт в первоначальное положение путем вращения вала по часовой стрелке;

подсоединить горизонтальные тяги и отключающую пружину;

проверить зазоры В и Г согласно указаниям заводской инструкции.

2.10. Проверить соответствие схем управления выключателями типовым схемам, разработанным институтом "Энергосетьпроект" в 1983 г., и при необходимости внести в них соответствующие изменения.

2.11. Дополнить местные инструкции указаниями, предусматривающими :

строгую последовательность переключений при выводе в резерв систем шин в электроустановках на напряжение 220 кВ с выключателями серии ВМТ и трансформаторами напряжения серии НКФ в целях предупреждения феррорезонанса;

запрет повторных оперативных включений выключателей серии ВМТ до выяснения и устранения причин их недовключения (сигнальная лампа "Включено" не загорается или загорается и гаснет).

2.12. Практиковать командирование специалистов предприятий энергосистем на завод-изготовитель (по предварительному соглашению с НПО "Уралэлектротяжмаш") для обучения методам монтажа, наладки, ремонта и эксплуатации выключателей серии ВМТ.

Приложение 8.2

ПЕРЕЧЕНЬ ДОКУМЕНТОВ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ СЕРИИ ВМТ

1. Выключатель высоковольтный трехполюсный серии ВМТ.

Техническое описание и инструкция по эксплуатации: 2СЯ.026.026.1983 г.

2. Привод пружинный типа ППК. Техническое описание и инструкция по эксплуатации. 6СЯ.753.020.ТО.1983 г.

3. Выключатели маломасляные серии ВМТ. Техническое описание и инструкция по эксплуатации. ИБКЖ. 674143.001.ТО. 1985 г.

4. Приводы пружинные серии ППК. Техническое описание и инструкция по эксплуатации. 6СЯ.753.020.ТО.1986 г.

5. Информационное письмо N 01/13-71 от 27.01.84 по вопросу эксплуатации выключателей серии ВМТ.

6. Информационное письмо N 01/13-143 от 26.03.84 по вопросу дугогасительных камер выключателей типов ВМТ-110Б-20/1000 УХЛ1 и ВМТ-220Б-20/1000УХЛ1.

7. Информационное письмо N01/13-566 от 10.10.85 по вопросу эксплуатации выключателей серии ВМТ с током отключения 20 кА.

8. Информационное письмо N 01/13-151 от 16.03.88 по вопросу эксплуатации выключателей серии ВМТ с током отключения 20 и 25 кА.

9. О ПЕРЕСЕЧЕНИИ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ МЕЖДУ СОБОЙ

В действующих "Правилах устройства электроустановок" не содержится специальных требований к пересечению ВЛ с двухцепными (многоцепными) ВЛ, цепи которых являются взаиморезервирующими.

Проектные организации, как правило, не предусматривают разноса взаиморезервирующих цепей пересекаемой ВЛ. При таком проектном решении в ряде случаев во время производства ремонтных работ на пересекающей ВЛ, а в случае обрыва проводов, тросов или гирлянд изоляторов на пересекающей ВЛ может произойти повреждение обеих цепей пересекаемой ВЛ и нарушится электроснабжение потребителей.

Во избежание таких ситуаций для повышения надежности электроснабжения потребителей, питающихся по двухцепным ВЛ, имеющим взаиморезервирующие цепи, Главтехуправления и Главинипроект предлагают: всем проектным и эксплуатирующим организациям в каждом конкретном случае пересечения ВЛ с двухцепной (многоцепной) ВЛ, цепи которой являются взаиморезервирующими, принимать согласованные решения по конструктивному выполнению ВЛ в месте их пересечения, обеспечивающие надежное электроснабжение потребителей, питающихся по взаиморезервирующим цепям. В частности, рекомендуется разносить эти цепи в разные пролеты пересекающей ВЛ, разделенные анкерной опорой, или применять двухцепные гирлянды с отдельным креплением к опорам.

10. О КРЕПЛЕНИИ ПОЛИЭТИЛЕНОВЫХ КОЛПАЧКОВ НА КРЮКАХ ОПОР ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ.

На воздушных линиях электропередачи штыревые изоляторы должны быть прочно накручены на крюки с помощью полиэтиленовых колпачков или пакли, пропитанной суриком, разведенным олифой.

Установка колпачков производится в соответствии с ТУ 36-1021-85 (на колпачки типа К) и ТУ 34-09-11232-87 (на колпачки типа КП).

11. О ВНЕСЕНИИ ИЗМЕНЕНИЯ В "ТИПОВУЮ ИНСТРУКЦИЮ ПО СВАРКЕ НЕИЗОЛИРОВАННЫХ ПРОВОДОВ С ПОМОЩЬЮ ТЕРМИТНЫХ ПАТРОНОВ"

В целях повышения надежности соединений проводов ВЛ в "Типовую инструкцию по сварке неизолированных проводов с помощью термитных патронов" (М.: СПО Союзтехэнерго, 1982) вносятся следующие изменения:

1. Пункт 5.3.1. изложить в следующей редакции:

"Допускается соединение алюминиевых и сталеалюминиевых проводов сечением до 185 мм² в пролетах методом скрутки с последующей сваркой выпущенных концов (рис.6), а проводов сечением 240 мм² и более в шлейфах анкерных опор - сваркой концов проводов с последующим опрессованием в алюминиевых корпусах (рис.7)".

2. В подрисуночной подписи к рис. 7 заменить слово "пролетах" словом "шлейфах".

3. В п.5.3.3. заменить в первом предложении слово "пролете" словом "шлейфе".

4. В п.5.3.5 изъять второе предложение.

12. О ПОВТОРНОМ ПРИМЕНЕНИИ ЖЕЛЕЗОБЕТОННЫХ СТОЕК И ПРИСТАВОК, ДЕМОНТИРУЕМЫХ С ВЛ 0,4-20 КВ

В целях рационального использования железобетонных стоек и приставок ВЛ 0,4-20 кВ предлагается :

1. Применять для капитального ремонта и реконструкции ВЛ железобетонные вибрированные стойки и приставки, высвобождающиеся с демонтируемых опор ВЛ 0,4-20 кВ, за исключением :

стоек с ненапряженной арматурой и стоек без поперечной арматуры;

приставок со сроком службы более 15 лет и приставок ПТ-1,2-3,25 независимо от срока службы.

2. Учитывать, что демонтаж, перевозка и повторный монтаж снижают прочность стоек на 15 %.

3. Железобетонные стойки демонтированных опор ВЛ 10 кВ, как правило, использовать для опор ВЛ 0,4 кВ. Высота закрепления траверсы при этом не должна превышать 8 м от поверхности земли.

Допускается повторное применение стоек СНВ-3,2 в IV ветровом и III гололедном районах (здесь и далее нумерация районов по ветру и гололеду дается по табл. 2.5.1 и 2.5.3 ПУЭ) для ремонтов, а при более легких условиях работы также для реконструкции ВЛ 10 кВ с проводами до АС 50/8.

4. Железобетонные стойки демонтированных опор ВЛ 0,4 кВ в I-III ветровом и I-II гололедном районах, как правило, использовать для ремонтов ВЛ 0,4 кВ; допускается повторное применение стоек СНВ-1,1 для реконструкции линий с числом проводов до пяти в III ветровом районе, на закрытых трассах - во II и открытых трассах - в I районах по гололеду.

Условия повторного применения стоек СНВ-1,1 в более тяжелых климатических районах определяется предприятиями электрических сетей с учетом особенности трасс, ответственности линии, количества и сечения проводов.

5. Железобетонные приставки демонтированных опор применять при ремонте ВЛ 0,4 кВ (приставки ПТ-1,7-3,25 только в застроенной местности) с количеством проводов на опоре до пяти. Допускается применение приставок ПТ-4,0-4,5 при ремонте ВЛ 10 кВ в I-III ветровых и I-II гололедных районах.

6. Повторно не применять стойки и приставки со следующими дефектами :

отслоение и иное нарушение поверхности бетона;
 выход арматуры на поверхность ; наличие на поверхности следов арматуры (недостаточно защитный слой), наличие пятен и ржавых потеков, сколов на глубину более 5 мм на первой половине длины стойки от комля и более 10 мм на остальной ее части;

поперечные трещины шириной раскрытия более 0,3 мм, продольные трещины длиной более 15 см независимо от ширины раскрытия.

13. О ЗАПРЕЩЕНИИ ПРИМЕНЕНИЯ ГАСИТЕЛЕЙ ВИБРАЦИИ ПРОВОДОВ С ГРУЗАМИ В ФОРМЕ УКРОЧЕННОГО СТАКАНА

В энергосистемах продолжают выявляться отрицательные последствия применения гасителей вибрации серии ГВН с грузами в форме укороченного стакана, изготовленных заводами ВПО "Союзэлектросетьизоляция" по ГОСТ 2740-68 с изменением N 2 (рис.13.1,а). В соответствии с этим ГОСТ, действовавшим с 01.01.72 г. по 01.01.80 г., у гасителей вибрации серии ГВН стандартизировалась только масса.

С 1980 г., согласно ГОСТ 2740-79, действующему с 01.01.80 г., гасители вибрации серии ГВН выпускаются с грузами в форме длинного стакана, у которого длина, внешний диаметр и масса стандартизованы (рис.13.1,б).

Длина грузов гасителей вибрации приведены в табл. 13.1.

Таблица 13.1

Марка гасителя вибрации	Длина груза гасителя вибрации, мм	
	в форме укороченного стакана	в форме длинного стакана
ГВН-2-9 ГВН-2-13	80	103
ГВН-3-12 ГВН-3-13 ГВН-3-17	80	130
ГВН-4-14 ГВН-4-22	90	143
ГВН-5-25 ГВН-5-30 ГВН-5-34 ГВН-5-38	90	162

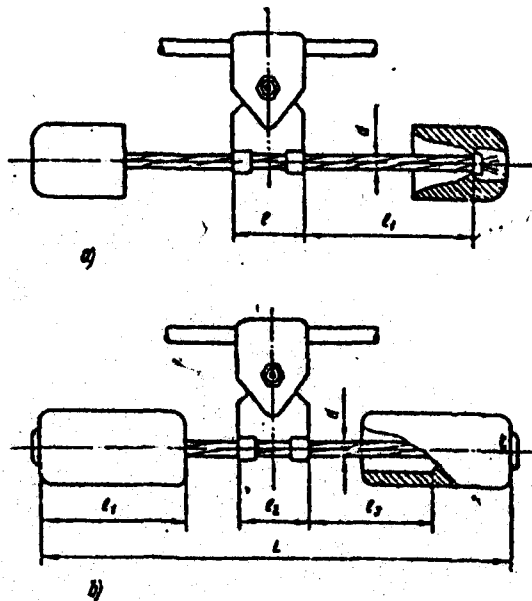


Рис.13.1. Гасители вибрации проводов :
 а - в форме укороченного стакана;
 б - в форме длинного стакана

При испытаниях гасителей вибрации проводов серии ГВН с грузами в форме длинного и укороченного стаканов, проведенных во ВНИИЭ, было установлено, что виброзащитные свойства гасителей ГВН с грузами в форме укороченного стакана в несколько раз хуже, чем у аналогичных гасителей вибрации с грузами в виде длинного стакана; кроме того, они не обеспечивают надежной защиты проводов от вибрации в диапазоне опасных частот.

В связи с изложенным предлагается :

1. Проектным организациям при проектировании ВЛ и осуществлении авторского надзора за их сооружение, а эксплуатирующим организациям при техническом надзоре за сооружением ВЛ исключить применение гасителей вибрации серии ГВН с грузами в форме укороченного стакана с установкой вместо них гасителей вибрации с грузами в форме длинного стакана.
2. Эксплуатирующим организациям при обнаружении усталостных повреждений проводов ВЛ (обрыв 1-3 проволок без образования "шейки" в местах обрыва) принять меры для замены установленных на линиях гасителей вибрации серии ГВН с грузами в форме укороченного стакана гасителями с грузами в форме длинного стакана.

14. ИНФОРМАЦИОННОЕ ПИСЬМО N I-91

ЗАЩИТА ОДИНОЧНЫХ ПРОВОДОВ И ТРОСОВ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ ОТ ПЛЯСКИ ГАСИТЕЛЯМИ КОНСТРУКЦИИ ОРГРЭС

В 1965-1968 г.г. Союзтехэнерго был разработан способ гашения пляски проводов ВЛ с помощью гасителей пляски конструкций ОРГРЭС.

Гасители пляски конструкции ОРГРЭС применяются на ВЛ 35 кВ и выше с одним проводом в фазе и на одиночном грозозащитном тросе. Конструктивно гаситель представляет собой груз с рычагом, устанавливаемый на проводе. Общий вид гасителя пляски приведен на рис. 14.1. На проводе в промежуточном пролете устанавливается парное количество гасителей; число пар определяется длиной промежуточного пролета. Масса гасителя зависит от марки провода, на котором он устанавливается, и количество гасителей в пролете. Гаситель на проводе закрепляется с помощью глухого зажима и устанавливается под углом к вертикальной плоскости.

Пример расстановки гасителей пляски на проводе в пролете ВЛ приведен на рис. 14.2.

В 1968-1972 гг. в предприятиях электрических сетей Крымэнерго, Воронежэнерго, Курскэнерго, Белгородэнерго, Харьковэнерго, Рязаньэнерго и Целинэнерго при техническом содействии Союзтехэнерго были оборудованы гасителями пляски проводов участки ВЛ, на которых систематически наблюдалась интенсивная пляска проводов, общей протяженностью более 170 км.

Сведения о разработанном способе гашения пляски и гасителях опубликованы в статье Л.В.Яковлева "Изучение пляски проводов" (Электрические станции, 1970, N 7). На основании этих сведений в ряде энергосистем самостоятельно без привлечения Союзтехэнерго проводились работы по изготовлению и установке на проводах ВЛ гасителей пляски.

В 1989, 1990 гг. было проведено обследование всех ВЛ, оборудованных гасителями пляски. При обследовании производился демонтаж гасителей и проверка состояния провода в месте установки гасителей. Анализ результатов обследования показал :

на ВЛ, оборудованных гасителями, не отмечалось отключений и повреждений от пляски проводов;

на ВЛ, где установлены гасители пляски при технической помощи Союзтехэнерго, повреждений проводов гасителями не обнаружено;

на ВЛ, где устанавливались гасители без участия Союзтехэнерго с отклонениями от разработанного способа, заключающимися в неправильном выборе мест их установки и закрепления на проводах, применении гасителей несоответствующих параметров, отмечены повреждения проводов от вибрации.

В результате обобщения опыта эксплуатации гасителей в течение 20 лет на разных ВЛ были внесены технические коррективы в разработанный способ гашения пляски проводов, что позволило повысить эффективность защиты ВЛ от пляски.

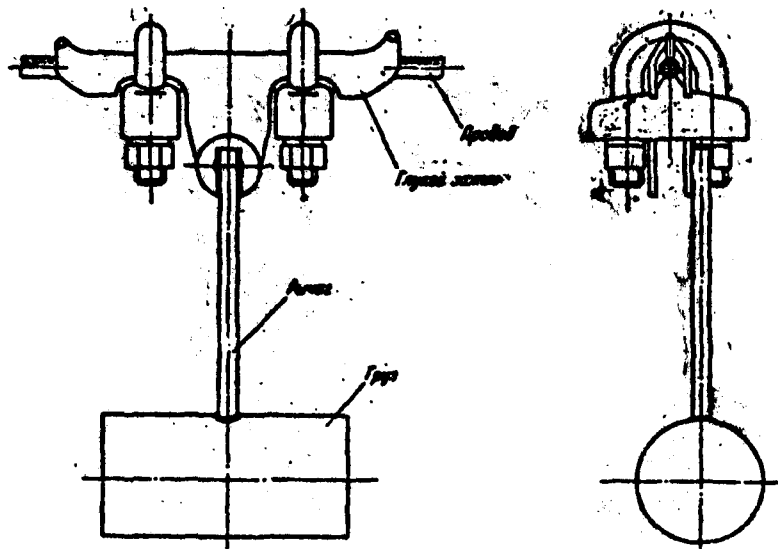


Рис. 24. Общий вид гасителя плоски проводов ВЛ

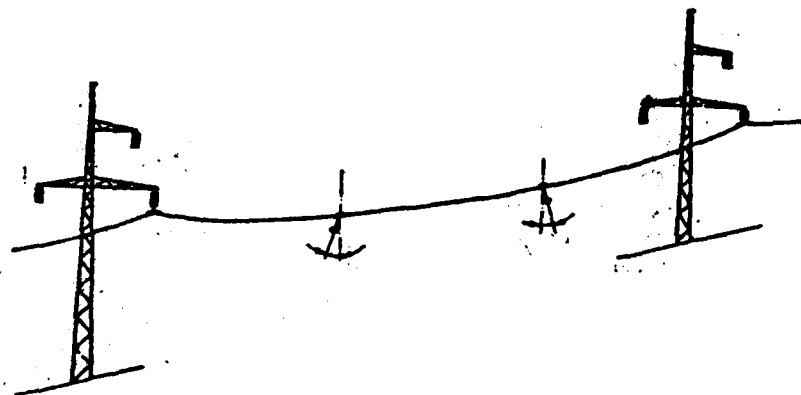


Рис. 25. Пример расстановки гасителей на проводе (тросе) в районе ВЛ (условно показан один провод)

Одновременно с обследованием ВЛ с гасителями пляски на проводах определялись оптимальные значения параметров гасителей и проводилась опытная проверка способа установки гасителей пляски на грозозащитных тросах. Определение оптимальных значений параметров, изготовление опытных образцов гасителей пляски и опытная проверка способа их установки проводились на экспериментальной базе Союзтехэнерго, где был сооружен пролет для подвешивания тросов.

На основании обобщения опыта эксплуатации гасителей пляски, анализа результатов их обследования на ВЛ и испытаний на опытном стенде разработаны методические указания по защите одиночных проводов и тросов воздушных линий электропередачи от пляски гасителями конструкции ОРГРЭС.

Применение гасителей конструкции ОРГРЭС в районах интенсивной пляски проводов позволяет предотвратить отключения ВЛ и повреждение их элементов.

С запросами на получение дополнительной информации следует обращаться по адресу: 105023, Москва, Е-23, Семеновский пер., д.15, фирма ОРГРЭС, ЦЭС.

15. О предотвращении коррозионного разрушения алюминиевых оболочек кабелей в местах, примыкающих к соединительным муфтам, расположенным в земле

При монтаже муфт на кабелях с алюминиевыми оболочками специальная антикоррозионная защита с концов кабелей снимается.

Для защиты алюминиевой оболочки этих концов кабелей от почвенной коррозии в соответствии с действующей документацией предусмотрено их покрытие асфальтовым лаком или битумной массой. Однако, несмотря на это, в эксплуатации имеют место случаи коррозионного разрушения алюминиевых оболочек на участках, примыкающих к соединительным муфтам. Антикоррозионная защита в виде асфальтобитумного покрытия в этих местах оказалась недостаточной, не противостоящей коррозионному воздействию почвы.

В целях предотвращения коррозии участков алюминиевых оболочек, примыкающих к муфтам, предлагается :

1. Для вновь монтируемых муфт. Перед укладкой в чугунные крышки свинцовую муфту и оголенные участки примыкающих к ней алюминиевых оболочек кабеля покрывать (обмазывать) составом МБ-70, разогретым до 130 ° С. Затем на алюминиевые оболочки, места паек свинцовой муфты и на саму муфту наносить усиленное защитное покрытие. При наличии липкой ленты (толщиной 0,2-0,3 мм) накладывать ее в два слоя с перекрытием 50%. Поверх липкой ленты наматывать слой просмоленной ленты с последующим покрытием ее асфальтовым лаком.

При отсутствии поливинилхлоридной ленты можно применять нелипкую поливинилхлоридную ленту, наклеивая ее в три слоя с небольшим (20-30%) перекрытием. При этом каждый слой нелипкой ленты покрывать перхлорвиниловым лаком и после подсушивания его "до отлипа" наматывать ленту следующего слоя

Поверх поливинилхлоридных лент накладывать слой просмоленной ленты с последующим покрытием ее асфальтовым лаком.

Рекомендуется также применять специальные термоусаживаемые трубки, которые до монтажа муфты надеваются на концы разделяемых кабелей и сдвигаются в сторону.

В остальном монтаж вести так, как указано в "Технической документации на муфты для силовых кабелей с бумажной и пластмассовой изоляцией до 35 кВ (М.: Энергоиздат; 1982).

2. Для кабелей, находящихся в эксплуатации. На линиях, проложенных в агрессивных грунтах (солончаки, гуминовые почвы, болотистые грунты и др.), производить выборочные вскрытия отдельных соединительных муфт и при обнаружении коррозии алюминиевых оболочек перемонтировать защитные покрытия всех муфт, как указано в п.1.

На всех подземных линиях, сооруженных из кабелей с алюминиевыми оболочками, при выявлении коррозионного разрушения оболочек на одной из соединительных муфт (пробой в работе, при испытании) производить выборочное вскрытие дополнительно еще двух-трех муфт. Если при этом будет обнаружена коррозия алюминиевых оболочек, примыкающих к муфтам, перемонтажу подлежат все соединительные муфты на данной кабельной линии.

16. Об опрессовке соединений алюминиевых жил силовых кабелей

В целях предотвращения аварий с соединительными муфтами, смонтированными на кабелях с алюминиевыми жилами с применением опрессовки соединений жил, предлагается:

1. Соединять многопроволочные алюминиевые жилы способом опрессовки только у кабелей на напряжение не выше 1000 В сечением не более 95 мм².

2. Не принимать от строительно-монтажных организаций вновь сооруженные кабельные линии напряжением 6-35 кВ с соединениями, выполненными опрессовкой.

3. Соединять многопроволочные алюминиевые жилы кабелей на напряжение 3-10 кВ и выше всех сечений, а также на напряжение до 1000 В сечением более 95 мм² с помощью сварки или пайки способами, описанными в "Инструкции по соединению и оконцеванию изолированных проводов и кабелей с алюминиевыми жилами" (М.: Энергия, 1968).

4. При соединении алюминиевых жил термитной сваркой особое внимание обращать на отвод тепла от места соединения в целях предотвращения пережога (обугливания) изоляции соединяемых кабелей. Качество соединений контролировать наружным осмотром; следить, чтобы боковые поверхности отдельных проволок жилы не имели следов подплавлений, пережогов и раковин и входили в монолитную часть соединений без уменьшения сечения.

5. На ранее смонтированных методом опрессовки ответственных кабельных линиях напряжением 6-35 кВ с кабелями сечением 120 мм² и более при повторных повреждениях опрессованных соединений в целях предупреждения дальнейших аварий перемонтировать все муфты с применением способов соединений, указанных в п. 3.

17. Об ограничении применения концевых заделок в резиновых перчатках и поливинилхлоридных заделок.

Некоторые виды кабельной арматуры, применяемой энергосистемами, имеют ряд существенных недостатков, обуславливающих их высокую повреждаемость и как следствие перебои электроснабжения потребителей. К таким видам арматуры относятся прежде всего концевые заделки в резиновых перчатках и сухие концевые заделки из поливинилхлоридных лент и лаков.

Основная причина повреждаемости заделок в резиновых перчатках - потеря ими герметичности из-за растрескивания резиновой перчатки вследствие старения, что приводит к увлажнению изоляции кабеля и пробоем заделки.

Основная причина повреждаемости поливинилхлоридных заделок - увлажнение изоляции жил кабеля и места их разводки ("корешка") вследствие нарушения герметичности, вызванного плохой склейкой поливинилхлоридных лент. Это приводит к возникновению сильного коронирования, а затем к разрядам при рабочем напряжении. Повреждаемость заделок возрастает после 5-6 лет эксплуатации, когда указанные недостатки начинают проявляться сильнее.

В целях сокращения перебоев в электроснабжении потребителей из-за выхода из строя заделок в резиновых перчатках, а также для предотвращения повреждений сухих поливинилхлоридных заделок предлагается :

1. Применять сухие поливинилхлоридные заделки для оконцевания кабелей до 10 кВ только в сухих помещениях. Монтаж заделок производить по "Технической документации на муфты для силовых кабелей с бумажной и пластмассовой изоляцией до 35 кВ" (М.: Энергоиздат, 1982).

2. Использовать заделки в резиновых перчатках без заполнения массой на напряжение : 1 кВ - без ограничения, за исключением особо сырых помещений; 6 кВ - только в сухих помещениях ; 10 кВ - только в опытном порядке по согласованию с энергосистемами.

3. Применять заделки с заполнением массой на кабельных линиях напряжением 6 кВ в сухих и влажных помещениях

4. До обеспечения массовых поставок эпоксидных заделок с двухслойными трубками, а также до разработки и поставок других надежных конструкций концевых заделок разрешить использование на вновь монтируемых линиях, при замене поврежденных концевых заделок на действующих линиях электропередачи 6-10 кВ, во влажных и сырых помещениях эпоксидных

концевых заделок с найритовыми трубками, стальных воронок, свинцовых перчаток и заделок других конструкций, монтируемых в соответствии с действующей технической документацией. Профилактические испытания повышенным напряжением построженного тока рекомендуется при этом производить в сроки, обусловленные местными условиями, но не реже, чем это предусмотрено "Нормами испытания электрооборудования".

5. Относить трансформаторные пункты городских кабельных сетей и комплектные трансформаторные подстанции наружной установки к сырým помещениям, поскольку заделки кабелей в них увлажняются и покрываются пылью.

18. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕРМИЧЕСКОЙ СТОЙКОСТИ И ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ ВОЗГОРАНИЯ КАБЕЛЕЙ В СЕТЯХ СОБСТВЕННЫХ ВУЗД ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

На ряде электростанций в результате длительного воздействия тока КЗ на силовые кабели с бумажной пропитанной изоляцией имели место разрывы оболочек кабеля с возгоранием концевых заделок и кабеля в местах разрыва оболочек, что приводило к пожарам в кабельном хозяйстве. Развитие пожаров происходило из-за того, что при проектировании кабели не были выбраны по условиям невозгораемости.

В результате испытаний силовых кабелей, проведенных фирмой ОРГЭС и НИЦ ВВА, установлено, что при нагреве токопроводящих жил токами КЗ до температуры 350 °С (небронированные кабели с бумажной пропитанной изоляцией и кабели с пластмассовой изоляцией) и 400 °С (бронированные кабели с бумажной пропитанной изоляцией) возгорание кабелей не происходит.

В целях повышения надежности сетей собственных вузд электростанций при проектировании и эксплуатации кабельных линий предлагается:

1. Проверять на термическую стойкость по условиям КЗ при проектировании силовые кабели с бумажной и пластмассовой изоляцией на напряжение выше 1 кВ при любой длительности КЗ и на напряжение до 1 кВ включительно при длительности КЗ до 4 с.

2. Считать термически стойкими при токах КЗ те кабели, которые при расчетных условиях выдерживают воздействия этих токов, не подвергаясь электрическим, механическим и иным разрушениям с деформациями, препятствующим их дальнейшей нормальной эксплуатации.

3. Выбирать расчетную схему для определения токов КЗ, определять расчетный ток КЗ и выбирать расчетное время в соответствии с требованиями § 1.4.4, 1.4.6, 1.4.7, 1.4.8, 1.4.9, 1.4.12 и 1.4.13 ПУЭ.

4. Принимать для определения термической стойкости кабелей трехфазное или однофазное КЗ в зависимости от того, какое из них приводит к большему нагреву.

5. Принимать в электроустановках выше 1 кВ в качестве расчетных сопротивлений индуктивные сопротивления электрических машин, силовых трансформаторов и автотрансформаторов, реакторов, воздушных и кабельных линий, а также токопроводов. Активное сопротивление учитывать при расчете периодической составляющей тока КЗ, если суммарное эквивалентное активное сопротивление составляет более 30 % суммарного эквивалентного сопротивления, а также при определении постоянной времени затухания апериодической составляющей тока КЗ.

6. Принимать кратковременно допустимую температуру нагрева токопроводящих жил кабелей при проверке их на термическую стойкость при КЗ длительностью до 4 с для кабелей с бумажной пропитанной изоляцией на напряжение до 6 кВ не более 200 °С и кабелей и изоляцией из поливинилхлорида, резины и резины повышенной теплостойкости не более соответственно 160, 150 и 250 °С.

7. Проводить проверку кабелей на термическую стойкость к токам КЗ при расчетных условиях и действии основной защиты данного присоединения. Устанавливаются следующие расчетные условия для кабельных линий, выполненных из:

одиночных кабелей, имеющих одинаковое сечение по длине, исходя из КЗ в начале кабеля;

одиночных кабелей со ступенчатым сечением по длине исходя из КЗ в начале каждого участка нового сечения;

пучка из двух и более параллельно включенных кабелей на электростанциях исходя из КЗ в начале каждого пучка. На остальных объектах - допускается исходя из КЗ непосредственно за пучком (по сквозному току КЗ).

8. Проверять на электростанциях по условиям невозгораемости силовые кабели до 10 кВ при расчетных условиях КЗ по п.7 и действию резервной защиты.

При проверке на невозгораемость кабелей до 6 кВ с пропитанной бумажной изоляцией предельную температуру принимать равной 400 °С для бронированных кабелей и 350 °С для небронированных кабелей.

При проверке на невозгораемость кабелей до 6 кВ с изоляцией из поливинилхлорида предельную температуру принимать равной 350 °С.

9. На электростанциях, на которых при проектировании не были выполнены расчеты на термическую стойкость по условиям КЗ, выполнить проверочный расчет силовых кабелей собственных нужд в соответствии с рекомендациями, изложенными в пп.1-8.

Замену кабелей по условиям невозгораемости на действующих электростанциях выполнять только в тех случаях, когда кабели не удовлетворяют требованиям п.8.

10. Производить анализ состояния силовых кабелей после каждого воздействия на них токов КЗ в целях определения пригодности их к дальнейшей эксплуатации.

Для анализа состояния кабеля после воздействия на него тока КЗ в соответствии с рекомендациями, изложенными в приложении 11.4 определить температуру жил с учетом фактического вида и места КЗ.

Если в результате анализа будет установлено, что температура нагрева жил кабелей с бумажной пропитанной изоляцией была выше 200°C , но не превышала 300°C , а силовых кабелей с пластмассовой изоляцией - выше 160°C , но не превышала 250°C , то допускается временная (до замены его в течение 1 года) эксплуатация таких кабелей. Кабельная линия после воздействия тока КЗ с указанными выше температурами должна быть осмотрена, испытана повышенным выпрямленным напряжением, концевые заделки при необходимости отремонтированы, после чего она может быть временно включена в работу. Кабельные линии, у которых температура нагрева жил была выше указанных, к дальнейшей эксплуатации не пригодны и подлежат замене.

11. Проводить ежегодно перед осенне-зимним максимумом комиссией, возглавляемой главным инженером электростанции, обследование кабельного хозяйства электростанции с разработкой мероприятий, предотвращающих возможность возникновения пожара в кабельном хозяйстве из-за КЗ в кабеле.

По результатам обследования вносить соответствующие дополнения и изменения в местные инструкции по эксплуатации кабельного хозяйства.

12. Применять при строительстве новых и реконструкции действующих электростанций в сетях собственных нужд силовые кабели с пропитанной бумажной изоляцией марки ААБнЛГ и силовые кабели с пластмассовой изоляцией марки АВВГнг, при этом кабели с пропитанной бумажной изоляцией сечением 70 мм^2 и выше должны быть с многопроволочными жилами.

Приложение 18.1

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ НАГРЕВА ЖИЛ КАБЕЛЯ ТОКОМ КЗ

Для определения температуры нагрева жил кабелей током КЗ при выборе их по условиям термической стойкости и невозгораемости рекомендуется пользоваться номограммой для выбора силовых кабелей при токах КЗ длительностью до 4 с (см. рис. 18.1).

Номограмма построена с учетом уравнения (1), выражающего зависимость температуры жилы непосредственно после короткого замыкания от температуры жилы до КЗ, режима КЗ, конструктивных и теплофизических параметров жилы:

$$O_{\text{ж}} = O_{\text{ж}}^{\text{к}} + a(e^{\text{к}} - 1), \quad (1)$$

где

$O_{\text{ж}}^{\text{к}}$ - температура жилы в конце КЗ, $^{\circ}\text{C}$;

$O_{\text{ж}}$ - температура жилы до КЗ, $^{\circ}\text{C}$;

a - величина, обратная температурному коэффициенту электрического сопротивления при 0°C , $^{\circ}\text{C}$; $a = 228^{\circ}\text{C}$.

$$K = \frac{BI^2t}{S^2}, \quad (2)$$

где B - постоянная, характеризующая теплофизические характеристики материала жилы, $\text{мм}^4/(\text{ка}^2 \cdot \text{с})$:
 для алюминия $B \approx 45,65 \text{ мм}^4/(\text{ка}^2 \cdot \text{с})$;
 для меди $B \approx 19,58 \text{ мм}^4/(\text{ка}^2 \cdot \text{с})$;

$I^2 t$ - суммарный тепловой импульс (действующее значение тока $K3$, ка ;
 длительность тока $K3$, с).

Значение тока $K3$, который протекал или может протекать по кабелям, рассчитывается с учетом рекомендаций, изложенных в п.5.9 "О влиянии электродвигателей на токи короткого замыкания в системе собственных нужд мощных тепловых электростанций" "Сборника директивных материалов. Электрическая часть"(М.: Энергия, 1971).

Суммарный тепловой импульс определяется как сумма тепловых импульсов от каждого источника тока.

На номограмме по горизонтальной оси отложены значения температуры жилы до $K3$ ($O_{ж}$), а по вертикальной - значения температуры жилы после $K3$ ($O_{ж}$) и значения коэффициента K , характеризующего взаимосвязь между тепловым импульсом, сечением жилы и теплофизическими характеристиками материала жилы.

Значения начальной температуры жилы до $K3$ может быть определено по формуле

$$O_{ж} = O_0 + (O_{дд} - O_{окр}) \left(\frac{I_{раб}}{I_{дд}} \right)^2, \quad (3)$$

где O_0 - фактическая температура окружающей среды, $^{\circ}\text{C}$;
 $O_{дд}$ - длительно допустимая температура токопроводящих жил кабеля, $^{\circ}\text{C}$;

$O_{окр}$ - температура окружающей среды для кабелей в земле - 15°C ,
 для кабелей на воздухе - 25°C ;

$I_{раб}$ - рабочий ток, А ;

$I_{дд}$ - длительно допустимый ток нагрузки кабеля, А .

В режиме АПВ и АВР значение начальной температуры принимается равным значению температуры после первого воздействия тока $K3$.

По номограмме могут быть определены:
 значения $O_{ж}$ для данного режима тока $K3$ (теплого импульса) в режиме без и с АПВ и АВР;
 значения теплового импульса в кабеле определенного сечения по заданным условиям (температурам) термической стойкости и возгорания кабелей;
 сечение кабелей для данного значения теплового импульса и заданных условий (температур) термической стойкости и возгорания кабелей.

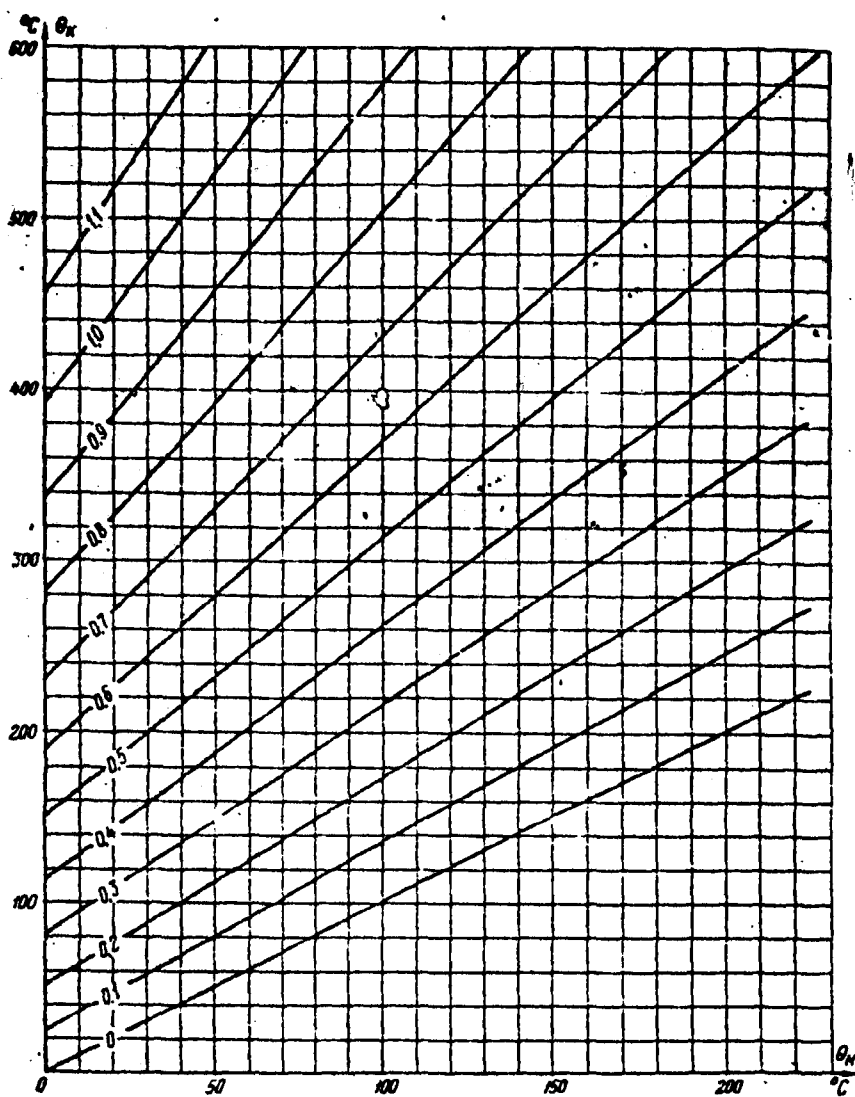


Рис.18.1. Номограмма для выбора силовых кабелей при токах КЗ

Определение θ_k . По режимам работы конкретной линии рассчитывают значения θ_n и коэффициента K , находят точку пересечения вертикальной (θ_n) и наклонной (K) линии и на вертикальной оси определяют значения θ_k . Так, для $\theta_n = 50^\circ \text{C}$ и $K = 0,7$ $\theta_k = 330^\circ \text{C}$.

Определение теплового импульса и сечения кабеля. Для допустимой температуры термической стойкости (или температуры возгорания) и установленного по режимам работы θ_k в точке пересечения горизонтальной и вертикальной линии определяют коэффициент K и по формуле (2) рассчитывают значение теплового импульса или сечение кабеля. Так, для $\theta_k = 350^\circ \text{C}$ и $\theta_n = 50^\circ \text{C}$ $K = 0,733$.

**19. ИНФОРМАЦИОННОЕ ПИСЬМО N 11-91 "О КРИТЕРИЯХ
ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ РЕМОНТНО-ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ
РАБОТ ПОД НАПРЯЖЕНИЕМ" (1991).**

Обеспечение бесперебойности электроснабжения при одновременном повышении экономичности работы электрических сетей достигается проведением ремонта воздушных линий электропередачи без вывода их из работы. Система ремонта линий под напряжением внедряется в электросетях Минэнерго СССР и широко применяется в различных странах мира. Она обеспечивает повышение надежности электрической сети и позволяет снизить расход электроэнергии на ее передачу и распределение, улучшить организацию труда электромонтеров, сократить травматизм ремонтного персонала.

Для производства ремонтов под напряжением по замене изоляторов в поддерживающих и натяжных гирляндах ВЛ 220-1150 кВ, на проводах расщепленной фазы разработано более 50 технологий, выпущена "Типовая инструкция по работам под напряжением на промежуточных опорах и в пролетах воздушных линий электропередачи напряжением 220-750 кВ" (М.: СПО Союзтехэнерго, 1988). Разработано и освоено 20 технологий работ под напряжением в сетях 0,38 кВ, ряд технологий для ВЛ 110 кВ, ведутся разработки методов ремонта ВЛ 6-35 кВ. По всем видам работ выпущены технологические карты и инструкции.

В течение 1985-1990 гг. в Винницком опытном предприятии по производству работ под напряжением обучено 6700 электромонтеров и инженеров всех энергосистем Украины и 55 других энергосистем страны ремонтам ВЛ 0,38-750 кВ под напряжением. В ПО "Дальние электропередачи" подготовлено 12 бригад электромонтеров, в Молдэнерго - 7 бригад ремонтам под напряжением ВЛ 110-400 кВ и 50 бригад - на ВЛ 0,38 кВ.

В Винницком опытном предприятии изготовлено 3000 комплектов приспособлений и средств обеспечения безопасности для работ под напряжением на ВЛ 0,38 кВ, 700 комплектов - на ВЛ 110-750 кВ; в Молдэнерго выпущено 16 комплектов для ВЛ 330-400 кВ; в ОРГРЭС - 30 комплектов для ВЛ 500-1150 кВ.

За последние пять лет в энергосистемах страны заменено более 100 тыс. изоляторов, заменено и отремонтировано 25 тыс. дистанционных распорок, произведено более 20 тыс. других работ под напряжением.

Народнохозяйственный экономический эффект составил около 100 млн. руб., получена экономия 90 млн. кВт·ч.

Однако анализ работ под напряжением свидетельствует о сокращении объемов выполняемых работ. Такое положение вызвано рядом организационных, технических и экономических причин. Персонал часто не убежден в преимуществах выполнения ремонтов под напряжением, отсутствуют достаточно обоснованные критерии принятия решений о необходимости перехода к таким методам ремонта, нет заинтересованности в сокращении количества отключений ВЛ для ремонта, явно недостаточно материальное стимулирование персонала, непосредственно проводящего и внедряющего работы под напряжением.

На первой стадии принятия решения проведения ремонта ВЛ под напряжением и планирования таких работ в электросети (энергосистеме) следует руководствоваться критериями, с помощью которых можно сравнить целесообразность проведения работ на находящейся под напряжением или на отключенной линии. В качестве основы для сравнения следует принимать ремонт ВЛ с отключением, выполняемый наиболее прогрессивным способом, т.е. с минимальными продолжительностью отключения ВЛ и затратами. Качество ремонта ВЛ в сравниваемых случаях должно быть одинаковым и соответствовать требованиям нормативно-технических документов.

Критерии целесообразности выполнения работ под напряжением включают технико-экономические и социально-психологические факторы. К технико-экономическим факторам следует отнести :

конфигурацию электрической сети (в том числе наличие резервных ВЛ), передаваемую по линии мощность, ответственность объектов электроснабжения;

требования к режимам электрической сети;

конструкцию опор, возможность обеспечения при работах требований мер безопасности, конструкцию изолирующих подвесок, состояние изоляторов;

климатические особенности, состояние трассы, рельеф местности, по которой проходит ВЛ.

Среди социально-психологических факторов следует учитывать :

квалификацию персонала, его количество, загруженность, возможность экономического и морального стимулирования.

Для оценки эффективности ремонтов линий электропередачи под напряжением используются /1-3/.

При предварительной оценке целесообразности внедрения работ под напряжением должны учитываться следующие затраты на внедрение:

Примерная стоимость подготовки персонала

	Состав бригады, чел.	Стоимость обучения, руб/чел*	Продолжительность обучения, ч
Электромонтер по ремонту ВЛ 0,38 кВ	3-5	165	80
Электромонтер по ремонту ВЛ 110 кВ и выше	4-6	245	120
Руководители, специалисты (общий курс) и служащие		85	40

Примерная стоимость комплектов приспособлений,
инструмента, средств обеспечения безопасности

Напряжение ВЛ, на которой производятся работы, кВ	Стоимость, тыс.руб/компл.*)
0,38	1,2
110-154	4,0
220	4,5-7,0.
330	7,5
500	9,5
750	11,0

Достаточно убедительными основаниями для внедрения в электрических сетях работ под напряжением или, по крайней мере, для обеспечения готовности персонала и его оснащения к проведению таких работ являются следующие ситуации, определяемые фактической схемой сети и ее режимами :

необходимость замены изоляторов и ремонта провода нерезервированных линий (в первую очередь 110 и 35 кВ, реже - 220 кВ), питающих потребителей или населенные пункты, которые по технологическим требованиям или специальным условиям не допускают длительных перерывов электроснабжения, неизбежных при проведении ремонтов с отключением; при этом возможная продолжительность ремонта отключенной линии зависит от количества дефектов и располагаемой численности персонала. Аналогичное положение имеет место при необходимости ремонта ответвлений от линий, по которым питаются электроприемники, не имеющие второго источника электроснабжения ;

необходимость ремонта линий, являющихся межсистемными, межрайонными связями, отключение которых может привести к недопустимому по условиям режима работы сети или электроснабжения значительному разделению электрической сети и энергорайонов. Такое положение, в частности, имеет место при "слабых" межсистемных связях, когда эта связь осуществляется по единственной линии или на время длительного ремонта (с отключением) линии связи "накладывается" аварийная ситуация на параллельной линии. Как показывает анализ аварий, такого рода совпадения нередко приводят к крупным нарушениям электроснабжения;

необходимость ремонта линий сверхвысокого напряжения, отключение которых не может быть разрешено (или не предоставляется фактически в течение длительного периода времени) диспетчерскими службами вышестоящей системы управления. В таких случаях имеет место непрерывное накопление дефектов, приводившее, как показал опыт, к серьезным авариям ;

необходимость ремонта линий высших классов напряжения, отключение которых вызывает "запирание" мощности крупных источников энергоснабжения.

Во всех случаях, когда внезапное отключение линии вызывает серьезные нарушения электроснабжения отдельных потребителей, их групп или районов, ремонты под напряжением могут служить важнейшей мерой по ликвидации предаварийного состояния, когда на линии возникло или накопилось такое количество дефекта, которое может привести к нарушению ее работы.

Для сельскохозяйственных потребителей, электроснабжение значительной части которых производится по радиальной схеме, вывод в ремонт питающей линии 35-110 кВ при отсутствии собственных источников питания означает обесточение электроприемников на все время ремонта.

Необходимым условием широкого использования ремонтов под напряжением в распределительных сетях 0,38-10 кВ является повышение требований к надежности электроснабжения, предъявляемых сельскохозяйственными потребителями. Ужесточение требований сопровождается применением штрафных санкций за необеспечение надежности электроснабжения в рамках договорных отношений потребителей и энергоснабжающих организаций, а также введением законодательства о компенсации ущерба при перерывах электроснабжения сельскохозяйственных потребителей. К числу ремонтных работ, выполнение которых под напряжением в сетях 0,38-10 кВ необходимо в первую очередь, относятся монтаж, демонтаж и ремонт ответвлений 0,38 кВ в зданиях, замена вязок, изоляторов, ремонт проводов на линиях 0,38-10 кВ, устранение замыканий на землю на линиях 6-10 кВ.

Ремонт под напряжением непосредственно осуществляется на ВЛ, но затрагивает практически всю энергосистему и процессы электроснабжения потребителей всех отраслей народного хозяйства. Отключение ВЛ для ремонта вызывает перераспределение потоков энергии в сети, изменение объема выработки электроэнергии на отдельных электростанциях и в целом по энергосистеме, является причиной ограничений отпуска электроэнергии потребителям, снижает надежность электроснабжения и может оказать влияние на качественные характеристики электроэнергии: частоту и уровень напряжения.

Повышение надежности электроснабжения при работах под напряжением обеспечивает экономию ресурсов в энергетической системе и в еще большей степени - у потребителей электроэнергии. Исключается возникновение ущерба у потребителя при отключении его с предупреждением или ограничении мощности с предупреждением.

Другое важное преимущество ремонтов под напряжением - сохранение нормальных потоков мощности по сети. Отключение участков сети для ремонта приводит к увеличению мощности электрической энергии, передаваемой по оставшимся в работе линиям и трансформаторам, и, как следствие, возрастанию технологического расхода электроэнергии на ее передачу. Следует отметить, что в 40-50-е годы, когда в СССР проводились ремонты под напряжением ВЛ 35-220 кВ, сокращение потерь электроэнергии были основным расчетным показателем эффективности этих работ. Особенно заметно возрастает технологический расход электроэнергии при выводе из работы межсистемных ВЛ и линии, обеспечивающих передачу электроэнергии от крупных электростанций.

В зависимости от конфигурации электрической сети отключение ВЛ для ремонта может привести к снижению нагрузки электростанции при невозможности передачи вырабатываемой мощности по отходящим остающимся в работе линиям. Особенно это проявляется для линий высших классов напряжения. При перераспределении электрической нагрузки между электростанциями оказывается необходимым загрузить менее экономичные электростанции (с большим удельным расходом топлива или использующее более дорогое топливо). Так, ограничение выдачи мощности с гидростанции из-за вывода в ремонт одной из отходящих от нее ВЛ приводит к увеличению выработки электроэнергии электростанциями, работающими на органическом топливе. В зависимости от степени снижения нагрузки, которую несет электростанция, вывод ВЛ в ремонт может потребовать останова энергоблока;

последующий пуск блока приводит к дополнительному расходу топлива. Особенно нежелательна такая ситуация при выдаче мощности атомных станций. Во всех перечисленных случаях выполнение ремонтов ВЛ под напряжением приводит к экономии затрат на топливо.

Увеличение установленной мощности агрегатов на электростанциях, увеличение потоков мощности от станций к энергопотребляющим районам, снижение статической и динамической устойчивости параллельной работы электростанций и энергосистем при отключении отдельных ВЛ существенно ограничивают возможности предоставления отключения ВЛ для ее ремонта. Между тем по мере увеличения межремонтного периода на таких ВЛ происходит накопление дефектов ; в наибольшей степени это относится к увеличению количества дефектных изоляторов в поддерживающих и натяжных гирляндах, повреждений дистанционных распорок и проводов. Как свидетельствует опыт, многие виды дефектов могут быть выявлены лишь в ходе верхового осмотра линий. Таким образом, ремонт и осмотры ВЛ под напряжением позволяют своевременно устранить дефекты, предотвратить аварийные отключения и затраты на ликвидацию нарушений в работе.

Проведение работ под напряжением позволяет сократить непроизводительные трудозатраты : потери времени, неизбежные при отключении ВЛ, на согласование заявок, отключение и обратное включение ремонтируемого участка сети со всех сторон, откуда может быть подано напряжение. Этот фактор особенно существенно сказывается в распределительных сетях 6-35 кВ и при отключениях ВЛ на подстанциях без постоянного дежурного персонала.

Перечисленные выше преимущества обслуживания электроустановок под напряжением дают экономический эффект, который может быть подсчитан как экономия производственных ресурсов при проведении работ под напряжением (\mathcal{E}_p) :

$$\mathcal{E}_p = \mathcal{E}_{топл} + \mathcal{E}_{пуск} + \mathcal{E}_{эл} + \mathcal{E}_{отк} + \mathcal{E}_{оп} + \mathcal{E}_{раб} + \mathcal{E}_{потр} ,$$

- где $\text{Э}_{\text{топл}}$ - экономия текущих затрат за счет снижения расхода топлива на электростанциях в условиях сохранения оптимального режима их загрузки;
- $\text{Э}_{\text{пуск}}$ - экономия затрат, определяемая сокращением количества остановов и пусков энергоблоков тепловых электростанций при ограничении выдачи мощности;
- $\text{Э}_{\text{эл}}$ - экономия затрат, определяемая сокращением технологических потерь электроэнергии на передачу по сети;
- $\text{Э}_{\text{отк}}$ - экономия затрат от сокращения количества отказов ВЛ вследствие своевременного устранения на ней дефектов;
- $\text{Э}_{\text{оп}}$ - экономия затрат, определяемая уменьшением объемов оперативных переключений при работах под напряжением;
- $\text{Э}_{\text{раб}}$ - изменение текущих затрат, определяемое разницей трудоемкости при производстве работ под напряжением и соответствующими составляющими при выполнении тех же объемов работ с отключением электроустановок (включая подготовительные и заключительные операции по выводу электроустановки из работы);
- $\text{Э}_{\text{потр}}$ - сокращение потерь у потребителей, определяемое повышением надежности электроснабжения и уменьшением ограничений мощности при проведении энергосистемой работ под напряжением.

При подсчете экономического эффекта используются составляющие, которые в наибольшей степени сказываются на суммарном значении и получение исходных данных для которых не вызывает особых трудностей.

При определении экономического эффекта от проведения работ под напряжением (руб.) необходимо учитывать дополнительные затраты энергосистемы (предприятия) на внедрение этих работ :

$$\text{Э} = \text{Э}_p - \text{З},$$

- где Э - экономический эффект от проведения работ под напряжением;
- Э_p - экономия производственных ресурсов при работах на ВЛ без их отключения;
- З - дополнительные затраты на внедрение ремонтов под напряжением.

При внедрении работ под напряжением имеют место затраты на :

обучение персонала в специальном центре подготовки;

приобретение комплектов приспособлений и нормативно-технических документов (инструкций и технологических карт) для выполнения намечаемых работ;

проведение эксплуатационных испытаний приспособлений и защитных средств;

доработку приспособлений в случае работ под напряжением на нетиповых опорах и изолирующих подвесках;

выделение помещений для хранения приспособлений и дополнительное оборудование машин для их перевозки;

приобретение средств для стимулирования персонала, выполняющего работы под напряжением.

Расчет составляющих экономического эффекта от работ под напряжением проводится по разработанным методикам / 1, 2, 3, 4, 5/.

Кроме рассмотренных выше основных факторов, которыми следует руководствоваться при оценке целесообразности и необходимости проведения работ под напряжением, необходимо учитывать факторы, не поддающиеся конкретной количественной оценке. К ним относится уровень подготовки персонала, его желание осваивать технологию работ под напряжением. Как показал опыт внедрения ремонтов под напряжением, без заинтересованности электромонтеров и необходимого уровня их знаний, а также проведения организационной работы силами РСС работы под напряжением не находят широкого и длительного применения.

Одним из наиболее важных критериев при выборе вида ремонтных работ является степень безопасности персонала, выполняющего эти работы. При ремонтах с отключением процедуры вывода электроустановки из работы, проверки правильности выбора места работ, отсутствия напряжения, наложения заземления являются подготовительными, в значительной степени оторванными по времени и месту от технологических операций непосредственно по ремонту, частично производятся персоналом, не принимающим непосредственного участия в ремонтных работах.

При работах под напряжением меры безопасности являются неотъемлемой частью технологического процесса. Кроме того, работы под напряжением предусматривают полное оснащение электромонтеров необходимыми приспособлениями, устройствами, средствами безопасности, инструментами (изъятие каких-либо составляющих из комплекса делает невозможным выполнение работ).

В результате (согласно данным международной статистики) травматизм при проведении работ под напряжением оказывается в 1,5-5 раз ниже, чем при работах с отключением электроустановок.

Одним из важных факторов, свидетельствующих в пользу проведения ремонтов линий под напряжением, является уменьшение количества оперативных переключений для подготовки рабочего места. При этом снижается вероятность ошибочных действий персонала при переключениях, составляющих значительную часть причин нарушений в работе электроустановок.

Для оценки необходимости освоения ремонтов под напряжением следует учитывать фактор, связанный с равномерностью загрузки и интенсивностью труда электромонтеров. Многолетняя практика эксплуатации линий электропередачи свидетельствует о том, что отключения для ремонта линий, в осо-

бенности высших классов напряжения, предоставляются в выходные и даже праздничные дни, когда их загрузка существенно снижается. Для проведения ремонтов с ограниченной длительностью отключения линий привлекаются бригады со всего предприятия, а часть - и персонал других электросетей энергосистемы.

Это создает неритмичность работы электромонтеров, сопровождается дополнительными затратами, в том числе, на командировки, специальную подготовку к дням отключений. Выполнение работ под напряжением, хотя и связано с определенными ограничениями по условиям производства ремонтов, обеспечивает равномерное и планомерное использование рабочего времени, существенно сокращаются переработки, работы в выходные и праздничные дни.

Внедрение работ под напряжением в энергосистеме (на предприятии) связано с повышением общего технического уровня эксплуатации, повышением квалификации персонала, дает возможности получения экономического эффекта.

20. ИНФОРМАЦИОННОЕ ПИСЬМО N 12-91

ОБ АНАЛИЗЕ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ И ПОКАЗАТЕЛЕЙ НАДЕЖНОСТИ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ 0,38-20 кВ СЕЛЬСКОХОЗЯЙСТВЕННОГО НАЗНАЧЕНИЯ

На основании поступающих из энергосистем паспортных данных о сетях, сведений о надежности схем электроснабжения и конструкций линий, техническом состоянии сетей, содержащихся в ежегодных формах отчетности (ЭГ), выполнен анализ технического состояния показателей надежности распределительных сетей 0,38-20 кВ сельскохозяйственного назначения за 1990 г. и предшествующие годы.

Анализ паспортных данных воздушных линий электропередачи 0,38-20 кВ показал следующее :

за 5 лет протяженность сетей 6-20 кВ увеличилась на 6,1 %, сетей 0,38 кВ - на 1,7 %;

из всего объема воздушных линий электропередачи 0,38-20 кВ сельскохозяйственного назначения 83 % находится в хорошем и удовлетворительном техническом состоянии, 17 % - в неудовлетворительном техническом состоянии и непригодном к дальнейшей эксплуатации.

На объектах распределительных сетей остается значительное количество дефектных элементов, что характеризуется обобщенным показателем - коэффициентом дефектности, приведенным в табл.20.1.

За 1986-1990 гг. отмечено изменение ряда показателей сетей 0,38-20 кВ, способствовавших повышению их надежности: средняя протяженность фидера 6-20 кВ уменьшилась на 15,5 % (с 19,3 км до 16,3 км); на 16,2 % увеличилось число закрытых трансформаторных подстанций; количество установленных на ВЛ 6-20 кВ и ВЛ 0,38 кВ деревянных опор уменьшилось соответственно на 15 и 13 %; существенно возросло количество установленных железобетонных опор :

на ВЛ 6-20 кВ - 15,3 %, на ВЛ 0,38 кВ - 37,8 %; на 20 % увеличилась протяженность сталеалюминиевых проводов.

Таблица 20.1.

Техническое состояние (коэффициент дефектности) электрических сетей 0,38-20 кВ (по материалам энергосистем за 1989 г.)

Коэффициент дефектности (% дефектных элементов к общему количеству)	Регион, энергосистема
10,4	Минэнерго СССР
9,7	РСФСР
7,8	Нечерноземная зона РСФСР
10,5	Минэнерго УССР
14,4	Минэнерго КазССР
6,9	Севзапэнерго
6,9	Волгаэнерго
9,2	Уралэнерго
9,7	Центрэнерго
10,0	Сибирьэнерго
10,4	Джэнерго
11,2	Востокэнерго
До 5	Брестэнерго, Мосэнерго, Кировэнерго, Барнаулэнерго, Тулэнерго, Латвэнерго, Смоленскэнерго, Томскэнерго, Ленэнерго
5-10	Курганэнерго, Калининградэнерго, Витебскэнерго, Краснодарэнерго, Калмэнерго, Карелэнерго, Эстонэнерго, Ставропольэнерго, Псковэнерго, Ульяновскэнерго, Куйбышевэнерго, Челябинэнерго, Маризэнерго, Кузбассэнерго, Камчатскэнерго, Ивэнерго, Новгородэнерго, Брянскэнерго, Магаданэнерго, Харьковэнерго, Костромаэнерго, Орелэнерго,

Коэффициент дефектности (% дефектных элементов к общему количеству	Регион, энергосистема
10-15	Горэнерго, Чувашэнерго, Армэнерго, Минскэнерго, Калининэнерго, Пермэнерго, Колэнерго, Рязаньэнерго, Тюменьэнерго, Курскэнерго, Дагэнерго, Крымэнерго, Омскэнерго, Ярэнерго, Грозэнерго, Белгородэнерго, Свердловэнерго, Туркменэнерго, Киевэнерго, Алма-Атаэнерго.
15-20	Гродноэнерго, Башкирэнерго, Саратовэнерго, Пензаэнерго, Вологдаэнерго, Грузэнерго, Хабаровскэнерго, Могилевэнерго, Винницаэнерго, Гурьевэнерго, Липецкэнерго, Сахалинэнерго, Литовэнерго, Узбекэнерго, Красноярскэнерго, Днепроэнерго, Мордовэнерго, Донбассэнерго, Львовэнерго, Амурэнерго, Новосибирскэнерго, Дальэнерго, Удмуртэнерго, Астраханьэнерго, Экибастуэнерго, Бурятэнерго, Владимирэнерго, Целинэнерго, Якутскэнерго, Волгоградэнерго, Татэнерго, Белэнерго, Читазэнерго, Карагандаэнерго, Воронежэнерго, Молдэнерго.
20-25	Ростовэнерго, Киргизэнерго, Тамбовэнерго, Таджикэнерго, Гомельэнерго, Кустанайэнерго, Алтайэнерго, Комизэнерго, Каббалэнерго, Павлодарэнерго. Архэнерго, Иркутскэнерго, Азэнерго, Оренбургэнерго

В зависимости от состояния линий и оборудования, их параметров, влияющих факторов были определены коэффициенты повреждаемости, приведенные в табл.20.2.

Таблица 20.2

Коэффициенты повреждаемости элементов сетей 6-20 кВ
сельскохозяйственного назначения за 1989-1990 гг.

Элемент	Коэффициент повреждаемости	
	1989 г.	1990 г.
Деревянные опоры и деревянные стойки, 10^{-3} /год	1,22	1,07
Железобетонные опоры, 10^{-3} /год	0,44	0,36
Стеклянные изоляторы, 10^{-3} /год	0,44	0,56
Фарфоровые изоляторы, 10^{-3} /год	0,54	0,51
Провода, повр/100 км пров.	6,13	7,65
Кабельные вставки, 10^{-3} /год	24,0	22,6
Силовые трансформаторы 6-20/0,38 кВ, 10^{-3} /год	14,1	9,89

Повреждаемость сетей 6-20 кВ сельскохозяйственного назначения в 1990 г. находилась на уровне 4,9 откл/100 км.

За последние три года число повреждений на ВЛ 6-20 кВ составило:

Поврежденный элемент	1988	1989	1990
Опоры, тыс.шт.	41,4	29,7	34,2
В том числе железобетонные	14,1	7,6	11,8
Изоляторы, тыс.шт.	86,2	77,9	77,6
Провода, тыс. случаев	53,2	48,4	46,2

Основными причинами повреждений ВЛ 6-20 кВ являются : климатические воздействия - 30 %, изменения свойств материалов в процессе эксплуатации (старение, износ) - 22 %, посторонние воздействия - 18 %, недостатки эксплуатации - 7 %.

Данные, относящиеся к конкретным энергосистемам, могут быть высланы по запросу фирмой ОРГРЭС.

**ПЕРВЫЙ
ВИЦЕ-ПРЕЗИДЕНТ**

**РОССИЙСКОГО АКЦИОНЕРНОГО
ОБЩЕСТВА ЭНЕРГЕТИКИ И
ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ
"ЕЭС России"**

16.07.94 № ВК-4161

Руководителям подразделений
исполнительного аппарата
филиалов и дочерних акцио-
нерных обществ РАО "ЕЭС
России самостоятельных
акционерных обществ энер-
гетики и электрификации

21. Противоаварийный циркуляр.

Ежегодно в период проведения ремонтной кампании увеличивается количество ошибочных переключений в электроустановках, приводящих к глубоким нарушениям режима работы электростанций и электрических сетей.

Основными причинами ошибок являются :

- неудовлетворительное состояние оперативных блокировок на большинстве распределительных устройств электростанций и подстанций;
- некачественное составление бланков переключений;
- психологическая неподготовленность операторов к сосредоточению внимания на производимых оперативных переключениях;
- нарушения непрерывности процесса переключений из-за отвлечения персонала на производство других работ;
- пренебрежение производящих переключения и контролирующих лиц операциями по проверке отсутствия напряжения и визуальному определению положения коммутационных аппаратов;
- недостаточная натренированность персонала.

В целях предупреждения ошибок персонала при оперативных переключениях в электроустановках предлагаю руководителям электростанций сетей и энергосистем;

1. Тщательно расследовать каждый случай ошибочных переключений на закрепленных объектах с определением причин, которые привели исполнителей к совершению ошибок. Результаты расследований с указанием мер по исключению подобных ошибок доводить до всего обслуживающего эти объекты персонала.

2. В срок до 01.09.94 проверить соответствие всем требованиям нормативно-технической документации, состояние цепей вторичной коммутации и устройств оперативных блокировок на закрепленных распределительных устройствах электростанций и подстанций.

Распределительные устройства электростанций и подстанций с неисправными блокировками включить в специальные перечни и довести указанные перечни до сведения всего обслуживающего персонала.

3. В срок до 01.11.94 разработать и утвердить графики восстановления оперативных блокировок.

4. Все переключения на объектах, внесенных в перечни, а также переключо-

чения в случаях отказов блокировки производить только под руководством контролирующих лиц из числа назначаемых приказом специалистов и руководящих работников, обеспечив их подбор и соответствующее обучение на специальных курсах.

5. Операции по переключениям в указанных распределительных устройствах электростанций и подстанций производить только по индивидуальным бланкам, содержащим и требуемую последовательность действий, которые должны непосредственно предшествовать деблокированию приводов коммутационных аппаратов.

6. Лицам, выдающим распоряжения на производство переключений, проводить собеседования с непосредственными исполнителями с целью определения их психологи состояния и готовности к действиям в режиме полной сосредоточенности. По возможности производить психофизиологическое тестирование исполнителей.

7. До 01.08.94 провести внеочередное изучение Типовой инструкции по переключению в электроустановках.

8. Ежегодно к началу ремонтной кампании :

8.1. Пересматривать содержание типовых бланков переключений и оперативных программ.

8.2. Проводить на макетах, тренажерах или полигонах сезонные тренировки по оперативным переключениям в электроустановках. Добиваться при этом высокого уровня натренированности персонала.

9. Оперативные переключения с разъединителями производить с учетом информационного письма Управления электрических сетей Росэнерго от 27.03.92 N 66-03-6 "О безопасности персонала при переключениях в распредустройствах 110-220 кВ".

10. Оптимизировать количество плановых отключений - отключать оборудование с максимальным набором работ.

11. Не допускать приемку в эксплуатацию вновь вводимых и реконструируемых распределительных устройств электростанций и подстанций с несмонтированными или неотлаженными устройствами блокировок коммутационной аппаратуры.

Предприятиям Энерготехнадзора установить контроль за выполнением настоящего циркуляра.

В.В.Кудрявый

Лосевский

220 41 29

Рассылается по списку : 3.1; 3.2; 4.1; 4.2; 4.4; 5; 6; 8.

Генеральной инспекции - 10 экз.

Акционерное общество открытого типа по проектированию
сетевых и энергетических объектов
АО РОСЭП

ИНФОРМАЦИОННЫЕ И МЕТОДИЧЕСКИЕ МАТЕРИАЛЫ

по проектированию, строительству и эксплуатации сельских электрических сетей

05.01.95

N 03.02-95

Москва


О работах СПО ОРГЭС

Сообщаем перечень методических указаний и инструкций, выпущенные СПО ОРГЭС в 1993-1994 годах, которые могут представлять интерес для организаций и специалистов, занимающихся сельскими электрическими сетями.

По вопросу приобретения указанных работ следует обращаться по адресу:
105023, Москва, Е-23, Семеновский пер., 15, СПО ОРГЭС.

Приложение : перечень.

Директор НИЦ АО РОСЭП



Ю.М.Кадьяков

П Е Р Е Ч Е Н Ъ
МЕТОДИЧЕСКИХ УКАЗАНИЯ И ИНСТРУКЦИЯ
СПО ОРГРЭС (1993 г.)

№ поз.	Наименование	Примечание
1	2	3
1.	<p style="text-align: center;">3</p> <p>“Методические указания по расчету токов короткого замыкания в сети напряжением до 1 кВ электростанций и подстанций с учетом влияния электрической дуги” М.СПО ОРГРЭС, 1993 г -50 с.</p>	
2.	<p>Извещение об изменении № 1 “Методических указаний по расчету токов короткого замыкания в сети напряжением до 1 кВ электростанций с учетом влияния электрической дуги” М.СПО ОРГРЭС, 1993 г. - 2 с.</p>	
3.	<p>“Методические указания по применению устройств ограничения налипания мокрого снега на провода ВЛ 10-220 кВ. РД 34.20.568-91” - М.СПО ОРГРЭС, 1993 г. - 15 с.</p>	
4.	<p>“Инструкция по расследованию и учету технологических нарушений в работе электростанций, сетей и энергосистем РД 34.20.801-93 - М.СПО ОРГРЭС, 1993 г.- 20 с.</p>	
5.	<p>“Методические указания по комплексной качественной оценке технического состояния распределительных сетей напряжением 0,38-20 кВ с воздушными линиями электропередачи: РД 34.20.583-91 - М.СПО ОРГРЭС, 1993 г. - 23 с.</p>	
6.	<p>“Перчатки и рукавицы из электроизоляционных материалов для работ в электроустановках под напряжением. Стандарт МЭК. Публикация 903” - М.СПО ОРГРЭС, 1993 г. - 31 с.</p>	

1	2	3
7.	Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Общие технические условия на капитальный ремонт. ТУ 34.38.20217-92 - М. СПО ОРГРЭС, 1993 г. - 29 с.	
8.	"Методические указания по техническому обслуживанию фиксирующих индикаторов ЛИФП, ФПТ и ФПН." М. СПО ОРГРЭС, 1994 г. - 51 с.	
9.	"Нормативы трудозатрат (рекомендуемые) на капитальный ремонт комплектных блочных подстанций 350-110 кВ. Часть 1." - М. СПО ОРГРЭС, 1994 г. - 71 с.	