

НАЛАДКА И ИСПЫТАНИЯ СИЛОВОГО ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Хренников А.Ю.- доктор технических наук,
профессор

Учёный секретарь НТС – начальник отдела
АО "НТЦ ФСК ЕЭС"

Тел. 8 -(499)-613-75-88

E-mail: ak2390@inbox.ru

Hrennikov_AY@ntc-power.ru

Основные законы, постановления и НТД

- Об электроэнергетике (с изменениями на 27 декабря 2019 года), РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ,
- ФЕДЕРАЛЬНЫЙ ЗАКОН
- Статья 1. Предмет регулирования настоящего Федерального закона
- Настоящий Федеральный закон устанавливает правовые основы экономических отношений в сфере электроэнергетики, определяет полномочия органов государственной власти на регулирование этих отношений, основные права и обязанности субъектов электроэнергетики при осуществлении деятельности в сфере электроэнергетики (в том числе производства в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии) и потребителей электрической энергии (статья в редакции, введенной в действие с 30 июля 2010 года Федеральным законом от 27 июля 2010 года N 191-ФЗ).

Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок

- **МИНИСТЕРСТВО ТРУДА И СОЦИАЛЬНОЙ
ЗАЩИТЫ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**
- **ПРИКАЗ от 24 июля 2013 года N 328н**
- **Об утверждении Правил по охране труда при
эксплуатации электроустановок**
- **(с изменениями на 19 февраля 2016 года)**
- **(редакция, действующая с 19 октября 2016
года)**

Наладка и испытания электрооборудования

ПУЭ: правила устройства электроустановок

Раздел 1. ОБЩИЕ ПРАВИЛА. Глава 1.1. Общая часть. Глава 1.2. Электроснабжение и эл.сети. Глава 1.3. Выбор проводников по нагреву, экономической плотности тока и по условиям короны

Глава 1.4. Выбор электрических аппаратов и проводников по условиям короткого замыкания

Глава 1.5. Учет эл.энергии. Глава 1.6. Измерения эл.величин

Глава 1.7. Заземление и защитные меры эл.безопасности

Глава 1.8. Нормы приемо-сдаточных испытаний

1.9. Изоляция электроустановок

- Раздел 2. КАНАЛИЗАЦИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

- Глава 2.1 Электропроводки. Глава 2.2. Токопроводы напряжением до 35 кВ

Глава 2.3. Кабельные линии напряжением до 220 кВ

Глава 2.4 -2.5. Воздушные линии эл.передачи напряжением до 1 кВ и выше 1 кВ

Наладка и испытания

- **ПУЭ: правила устройства электроустановок**

- Раздел 3. ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

Глава 3.1 Защита электрических сетей напряжением до 1 кВ. Глава 3.2 Релейная защита

Глава 3.3 Автоматика и телемеханика. Глава 3.4 Вторичные цепи

- Раздел 4. РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА И ПОДСТАНЦИИ

Глава 4.1 Распределительные устройства напряжением до 1 кВ переменного тока и до 1,5 кВ постоянного тока

Глава 4.2 Распределительные устройства и подстанции напряжением выше 1 кВ

Глава 4.3 Преобразовательные подстанции и установки. Глава 4.4 Аккумуляторные установки

- Раздел 5. ЭЛЕКТРОСИЛОВЫЕ УСТАНОВКИ

Глава 5.1. Электромашинные помещения. Глава 5.2. Генераторы и синхронные компенсаторы

Глава 5.3. Эл.двиг. и их коммутационные аппараты. Глава 5.4. Электрооборудование кранов

Глава 5.5. Электрооборудование лифтов. Глава 5.6. Конденсаторные установки

- Раздел 6. ЭЛЕКТРИЧЕСКОЕ ОСВЕЩЕНИЕ

- Раздел 7. ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ СПЕЦИАЛЬНЫХ УСТАНОВОК

Глава 7.1. Электроустановки жилых, общественных, административных и бытовых зданий

Глава 7.2. Электроустановки зрелищных предприятий, и спортивных сооружений

Наладка и испытания силовых трансформаторов

- ПУЭ» («Правила устройства электроустановок»), 7-е издание, глава 1.8, пункт 1.8.16, пункты 1-14;
- «ПТЭЭП» («Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей»), Приложение 3 Раздел 2; приложение 3.1, таблица 5;
- Паспорт трансформатора от завода-изготовителя;
- ГОСТ 11677-75 – в стандарте, которого описаны программы и акты приемосдаточных, типовых и периодических тестов трансформирующего электрооборудования, проводимых на заводах производителей;
- ГОСТ 3484-77 / ГОСТ 22756-77 / ГОСТ 8008-75 – стандарты, включающие и регламентирующие всю методику текущих испытаний до и после монтажных работ на объектах.

Наладка и испытания силовых трансформаторов

ПУЭ» («Правила устройства электроустановок»), 7-е издание, глава 1.8, пункт 1.8.16, пункты 1-14;
1.8.1. Электрооборудование до 500 кВ, вновь вводимое в эксплуатацию, должно быть подвергнуто приемо-сдаточным испытаниям в соответствии с требованиями настоящей главы. Приемо-сдаточные испытания рекомендуется проводить в нормальных условиях окружающей среды, указанных в государственных стандартах.

При проведении приемо-сдаточных испытаний электрооборудования, не охваченного настоящими нормами, следует руководствоваться инструкциями заводов-изготовителей.

Наладка и испытания

силовых трансформаторов

ПУЭ» («Правила устройства электроустановок»), 7-е издание, глава 1.8, пункт 1.8.16, пункты 1-14;

1.8.2. Устройства релейной защиты и электроавтоматики на электростанциях и подстанциях проверяются по инструкциям, утвержденным в установленном порядке.

1.8.3. Помимо испытаний, предусмотренных настоящей главой, все электрооборудование должно пройти проверку работы механической части в соответствии с заводскими и монтажными инструкциями.

1.8.4. Заключение о пригодности оборудования к эксплуатации дается на основании результатов всех испытаний и измерений, относящихся к данной единице оборудования.

1.8.5. Все измерения, испытания и опробования в соответствии с действующими нормативно-техническими документами, инструкциями заводов-изготовителей и настоящими нормами, произведенные персоналом монтажных наладочных организаций непосредственно перед вводом электрооборудования в эксплуатацию, должны быть оформлены соответствующими актами и/или протоколами.

Наладка и испытания силовых трансформаторов

- ПУЭ» («Правила устройства электроустановок»), 7-е издание, глава 1.8, пункт 1.8.16,
- 1.8.16. Нормы приемо-сдаточных испытаний. Силовые трансформаторы, автотрансформаторы, масляные реакторы и заземляющие дугогасящие реакторы (дугогасящие катушки)
- 1. Определение условий включения трансформаторов.
- 2. Измерение характеристик изоляции.
- 3. Испытание повышенным напряжением пром. частоты
- 4. Измерение сопротивления обмоток постоянному току.
- 5. Проверка коэффициента трансформации.
- 6. Проверка группы соединения трехфазных тр-ров.
- 7. Измерение потерь холостого хода. Измерение сопротивления короткого замыкания (Z_k) трансформатора.
- 8. Проверка работы переключающего устройства. 9. Испытание бака с радиаторами. 10. Проверка устройств охлаждения. 11. Проверка средств защиты масла. 12. Фазировка трансформаторов.
- 13. Испытание трансформаторного масла. 14. Испытание включением толчком на номинальное напряжение. 15. Испытание вводов.
- 16. Испытание встроенных трансформаторов тока.

Наладка и испытания электрооборудования

Об утверждении Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей (с изменениями на 13 сентября 2018 года), МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ, ПРИКАЗ от 13 янв.2003 года N 6

Глава 1.3. Приемка в эксплуатацию электроустановок

1.3.1. Новые или реконструированные электроустановки и пусковые комплексы должны быть приняты в эксплуатацию в порядке, изложенном в настоящих Правилах и других нормативных документах.

1.3.2. До начала монтажа или реконструкции электроустановок необходимо:

получить технические условия в энергоснабжающей организации;

выполнить проектную документацию;

согласовать проектную документацию с энергоснабжающей организацией, выдавшей технические условия, и органом государственного энергетического надзора.

Наладка и испытания электрооборудования

ПТЭ (с изм. 13 сент. 2018 г.), Глава 1.3. Приемка в эксплуатацию электроустановок

1.3.4. Приемосдаточные испытания оборудования и пусконаладочные испытания отдельных систем должны проводиться по проектным схемам подрядчиком (генподрядчиком) с привлечением персонала заказчика после окончания всех строительных и монтажных работ по сдаваемой электроустановке, а комплексное опробование должно быть проведено заказчиком.

1.3.5. Перед приемосдаточными и пусконаладочными испытаниями и комплексным опробованием оборудования должно быть проверено выполнение настоящих Правил, правил устройства электроустановок, строительных норм и правил, государственных стандартов, правил безопасности труда, правил взрыво- и пожаробезопасности, указаний заводов-изготовителей, инструкций по монтажу оборудования.

1.3.6. Для проведения пусконаладочных работ и опробования электрооборудования допускается включение электроустановок по проектной схеме на основании временного разрешения, выданного органами госэнергонадзора.

1.3.7. При комплексном опробовании оборудования должна быть проверена работоспособность оборудования и технологических схем, безопасность их эксплуатации; проведены проверка и настройка всех систем контроля и управления, устройств защиты и блокировок, устройств сигнализации и контрольно-измерительных приборов. Комплексное опробование считается проведенным при условии нормальной и непрерывной работы основного и вспомогательного оборудования в течение 72 ч, а линий электропередачи - в течение 24 ч.

1.3.8. Дефекты и недоделки, допущенные в ходе строительства и монтажа, а также дефекты оборудования, выявленные в процессе приемосдаточных и пусконаладочных испытаний, комплексного опробования электроустановок, должны быть устранены. Приемка в эксплуатацию электроустановок с дефектами и недоделками не допускается.

Наладка и испытания электрооборудования

Об утверждении Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей (с изменениями на 13 сентября 2018 года), МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ, ПРИКАЗ от 13 января 2003 года
N 6

Приложение 3. Нормы испытаний электрооборудования и аппаратов электроустановок потребителей

1. Контактные соединения сборных и соединительных шин, проводов и грозозащитных тросов.
2. Силовые трансформаторы, автотрансформаторы и масляные реакторы
3. Полупроводниковые преобразователи и устройства
4. Конденсаторы.
5. Аккумуляторные батареи.
6. Силовые кабельные линии.
7. Воздушные линии (ВЛ) электропередачи.
8. Сборные и соединительные шины.
9. Вводы и проходные изоляторы.
10. Масляные и электромагнитные выключатели.
11. Воздушные
12. Элегазовые выключатели.
13. Вакуумные

ОБЪЕМ И НОРМЫ ИСПЫТАНИЙ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

- РАО "ЕЭС РОССИИ",
- ОБЪЕМ И НОРМЫ ИСПЫТАНИЙ
- ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ (старые)
- РД 34.45-51.300-97
- УТВЕРЖДЕНЫ начальником Департамента науки и техники РАО "ЕЭС России" А.П. Берсеновым 8 мая 1997 г.
- ВНЕСЕНЫ Изменения № 1, 2, утвержденные Департаментом научно-технической политики и развития РАО "ЕЭС России" 10.01.2000 и 22.08.2000

ОБЪЕМ И НОРМЫ ИСПЫТАНИЙ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

- ПАО «Россети»,
- Распоряжение от 26.05.2017г. № 280
- СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ
- ПАО «РОССЕТИ»
- СТО 34.01-23.1-001-2017
- Утвердить стандарт организации «Объём и нормы испытаний электрооборудования» (новые)
- РАЗРАБОТАН ОАО «Фирма ОРГРЭС» , при участии ПАО «Россети и ДЗО, а также ООО НТЦ «ЭДС», АО «НТЦ ФСК ЕЭС»

Наладка и испытания силовых трансформаторов

Рабочий персонал должен в обязательном порядке руководствоваться определенными регламентами, предписаниями и нормативной документацией по проведению испытаний согласно правилам техники безопасности



Наладка и испытания силовых трансформаторов

Зачем нужно испытывать трансформаторы

Силовой трансформатор – важный передающий элемент в составе мощной и сложной энергосистемы, обеспечивающей электропитанием значительное количество промышленных и бытовых энерго потребителей. Трансформатор должен обеспечивать надежную работу продолжительное время, чтобы не происходило перерывов в работе промышленных потребителей, не было недостачи в электроэнергии в быту.

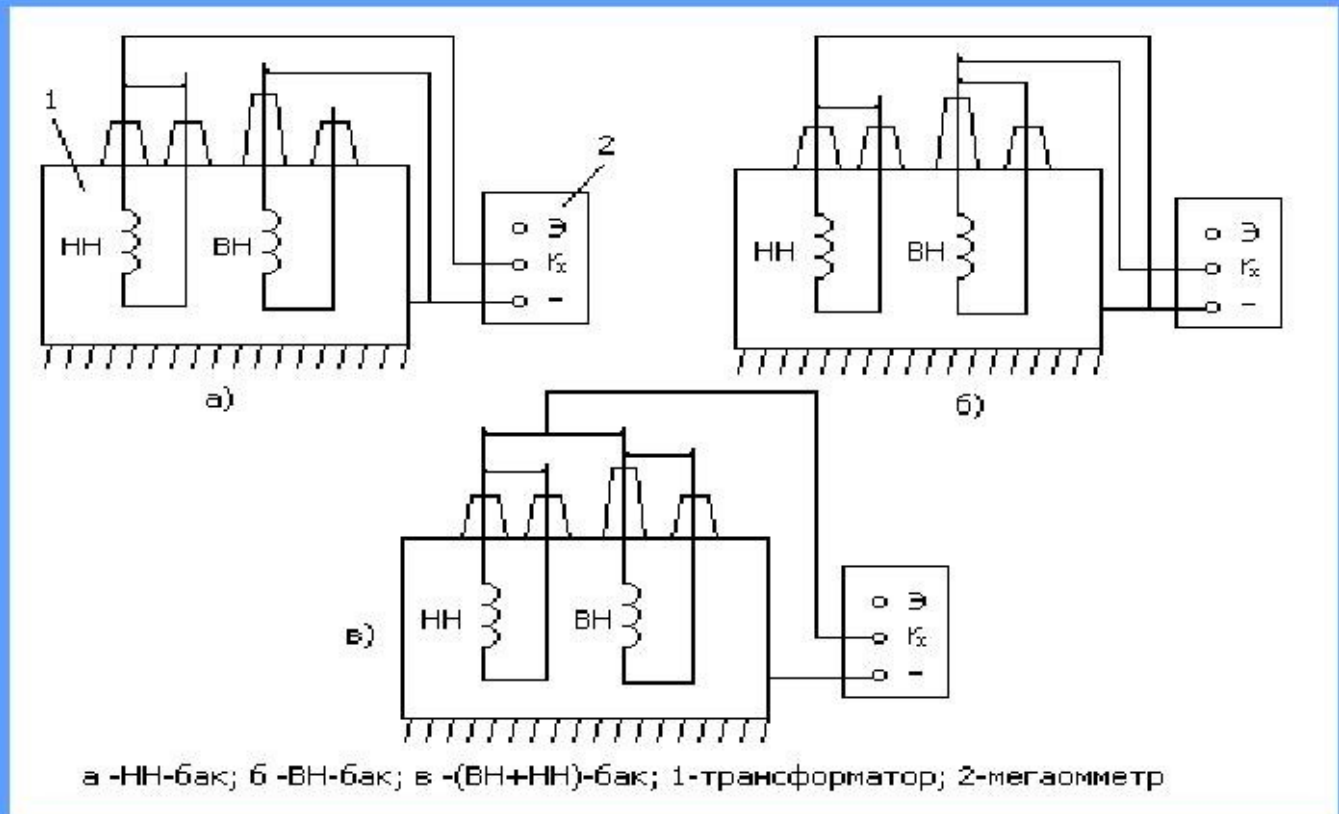
Наладка и испытания силовых трансформаторов

- На заводах изготовителях испытаниями на работоспособность – с целью проверки исправности и готовности к дальнейшей работе на объекте;
- При монтаже, тестируя согласно специальной методике приемосдаточных испытаний – с целью понимания, что в момент транспортировки и последующей установки энергооборудования не произошло никаких дефектов или ошибок монтажа;
- Периодически в течении эксплуатации, в результате которых также могут возникнуть дефекты, для предотвращения предаварийных или аварийных режимов. Для выявления дефектов на ранних этапах и своевременного их устранения с наименьшими потерями для всех потребителей.

Испытания силовых трансформаторов

Измерение сопротивления изоляции обмоток трансформатора —при помощи мегаомметра 2500 вольт.

Измерение сопротивления изоляции



Измерения производят мегаомметром на 2500 В

Испытания силовых трансформаторов

Определение коэффициента трансформации

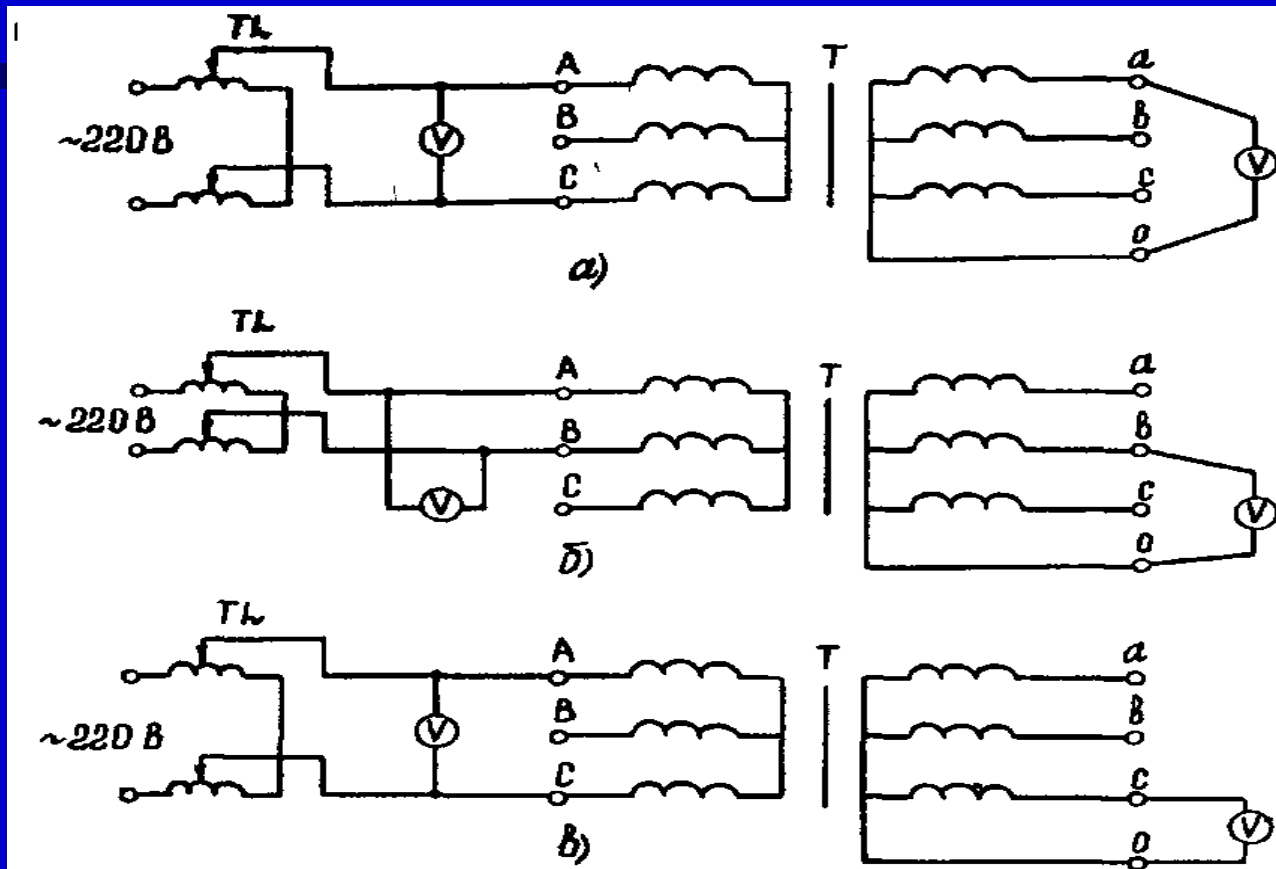


Рис. 11. Схема измерения для определения коэффициента трансформации трехфазного двухмоточного трансформатора (схема и группа соединения Y/Yn-0) при однофазном возбуждении:

a — измерение на фазе A; *б* — измерение на фазе B;

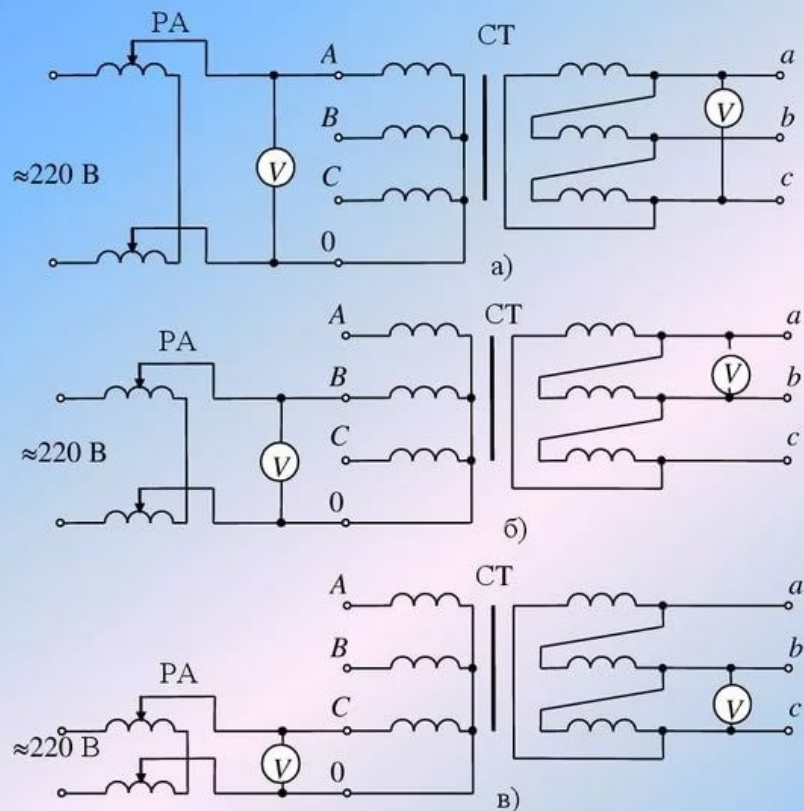
в — измерение на фазе C.

Обозначения те же, что и на рис. 1

Испытания силовых трансформаторов

Определение коэффициента трансформации

Схема измерения K_t



Для определения коэффициента трансформации трехфазного двухобмоточного трансформатора (схема и группа соединения $Y_n/\Delta-11$) при однофазном возбуждении:

- а – измерение на фазе A ,
- б – измерение на фазе B ;
- в – измерение на фазе C ;

РА – регулируемый автотрансформатор; СТ – испытуемый силовой трансформатор

Испытания силовых трансформаторов

Измерение сопротивления обмоток постоянному току

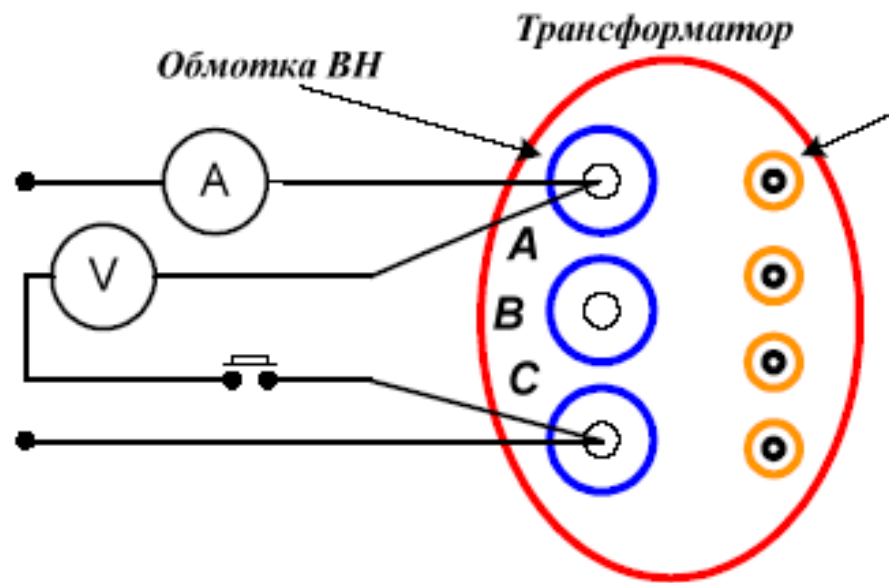


Схема для измерения малых сопротивлений

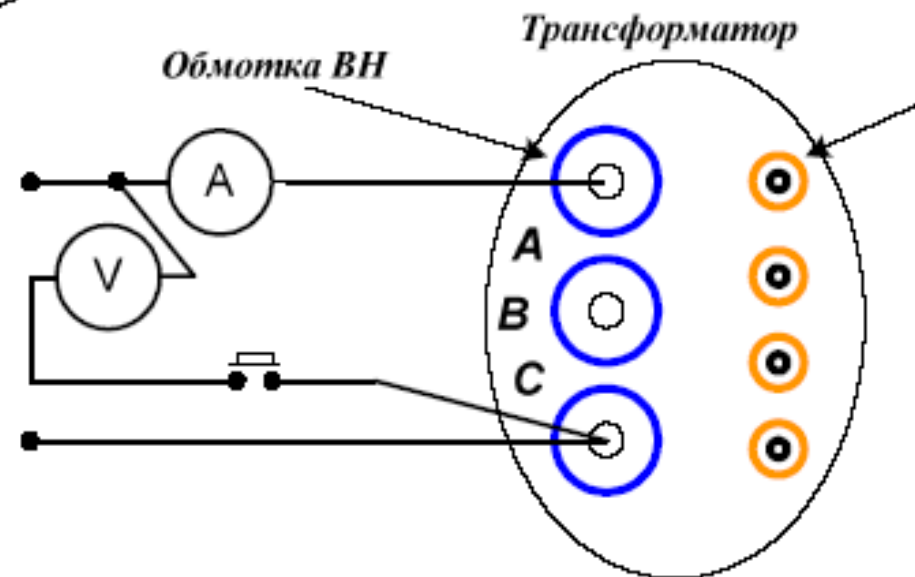
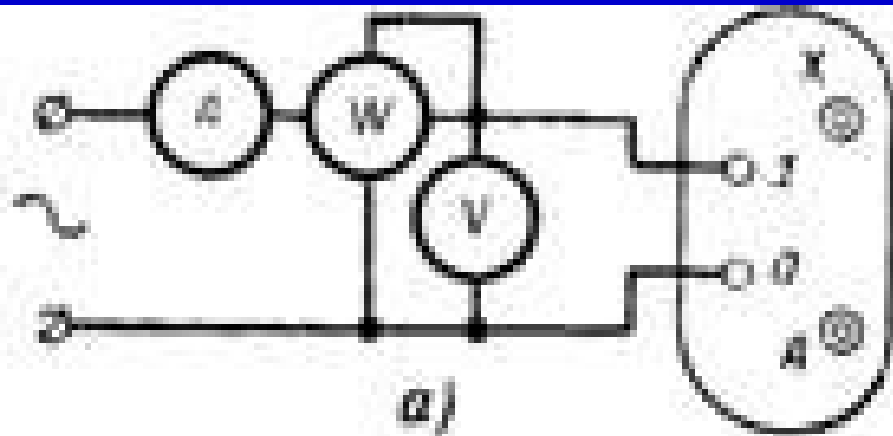


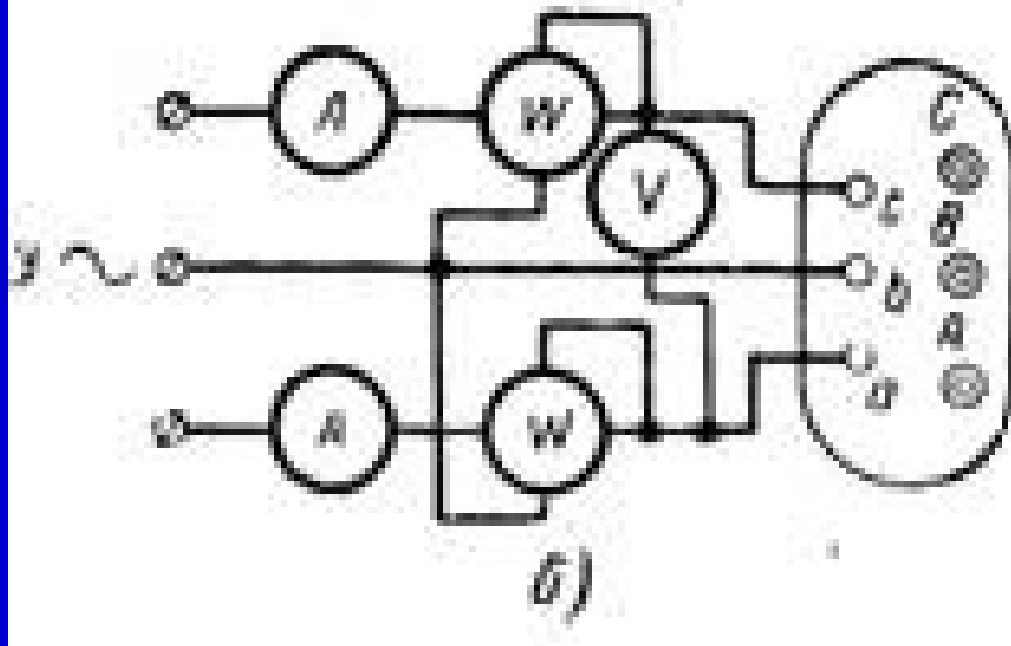
Схема для измерения больших сопротивлений

Испытания силовых трансформаторов

Схемы измерения потерь холостого хода трансформаторов

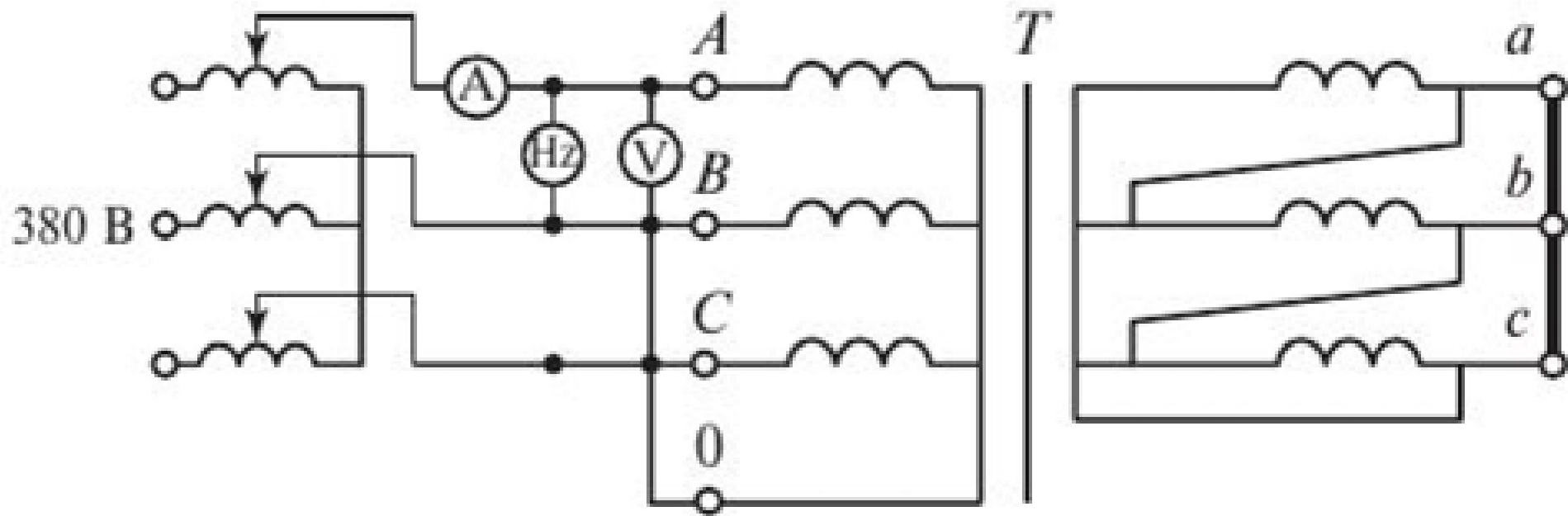


а — измерение потерь
однофазных трансформаторов;
б — измерение потерь
трехфазных трансформаторов.



Испытания силовых трансформаторов

Схемы измерения сопротивления $K3$ Z_k трансформатора (циркуляр Ц-02-88 (Э))



Обмотки ВН—НН (измерения на фазе A)

Фазировка силовых трансформаторов

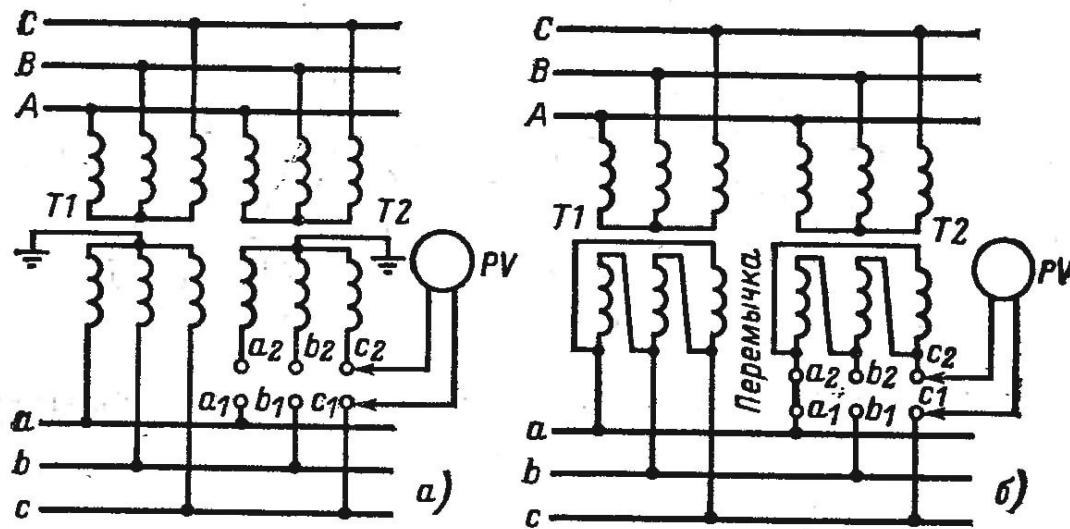


Рис. 5.20. Фазировка силовых трансформаторов на низком напряжении:
 $T1$ — работающий трансформатор; $T2$ — фазироваемый трансформатор

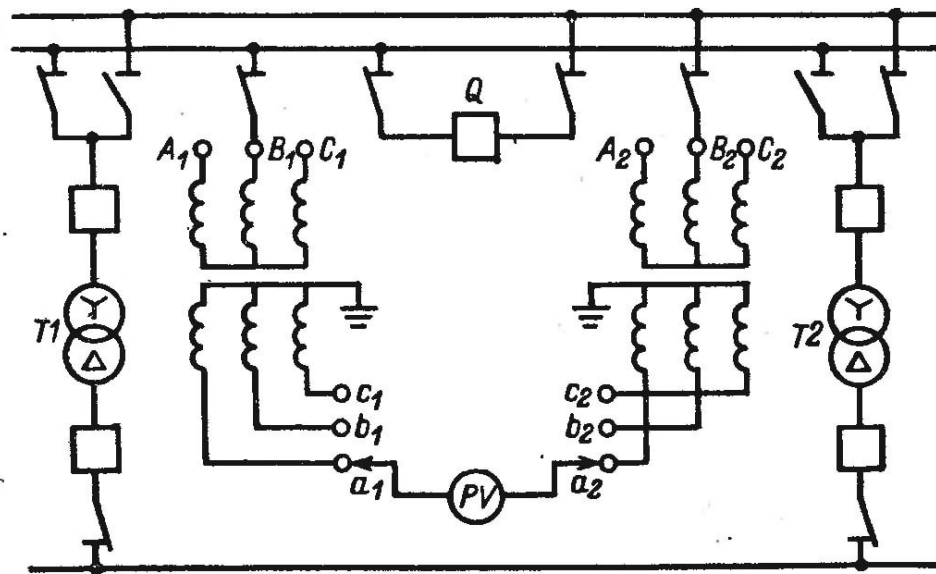


Рис. 5.21. Фазировка силовых трансформаторов на напряжении более 380 В при помощи трансформаторов напряжения. Шинносоединительный выключатель Q отключен

Повреждение фазы «С» автотрансформатора типа АОДЦТН-267000/500/220/10 ПС Магнитогорская



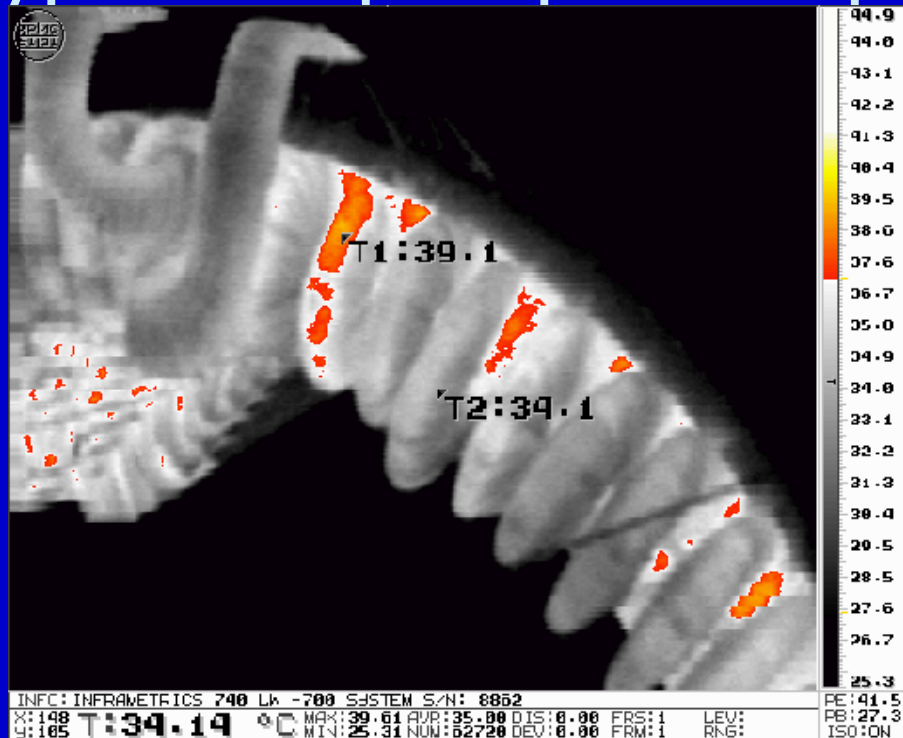
Испытания синхронных машин (генераторов)

Измерение сопротивления постоянному току производится в холодном состоянии генератора. При сравнении значений сопротивлений с данными изготовителя или данными измерений после замены они должны быть приведены к одинаковой температуре.

Значения сопротивлений обмотки статора не должны отличаться друг от друга более чем на 2 %, ветвей - на 5 %. Результаты измерений сопротивлений одних и тех же ветвей и фаз не должны отличаться от исходных данных более чем на 2 %.

Испытания синхронных машин (генераторов)

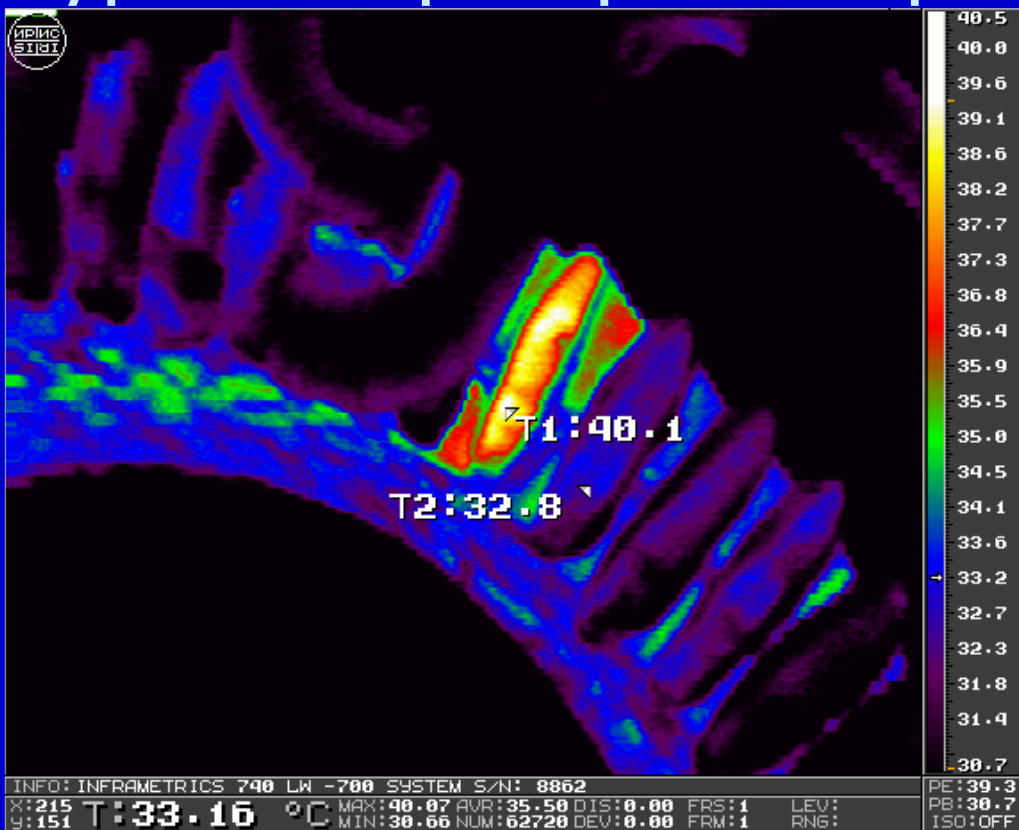
Выявление дефектных паяк соединительных головок стержней обмотки статора турбогенераторов в процессе эксплуатации.



Термограмма генератора 6 ГТ Тольяттинской ТЭЦ вид со стороны возбuditеля в районе 1-го часа (до 1-й перепайки)
перепайки) $\Delta T = 5$ град.С ($R_{\max} = 6,8\%$ между ветвями A1 и A2 фазы A).

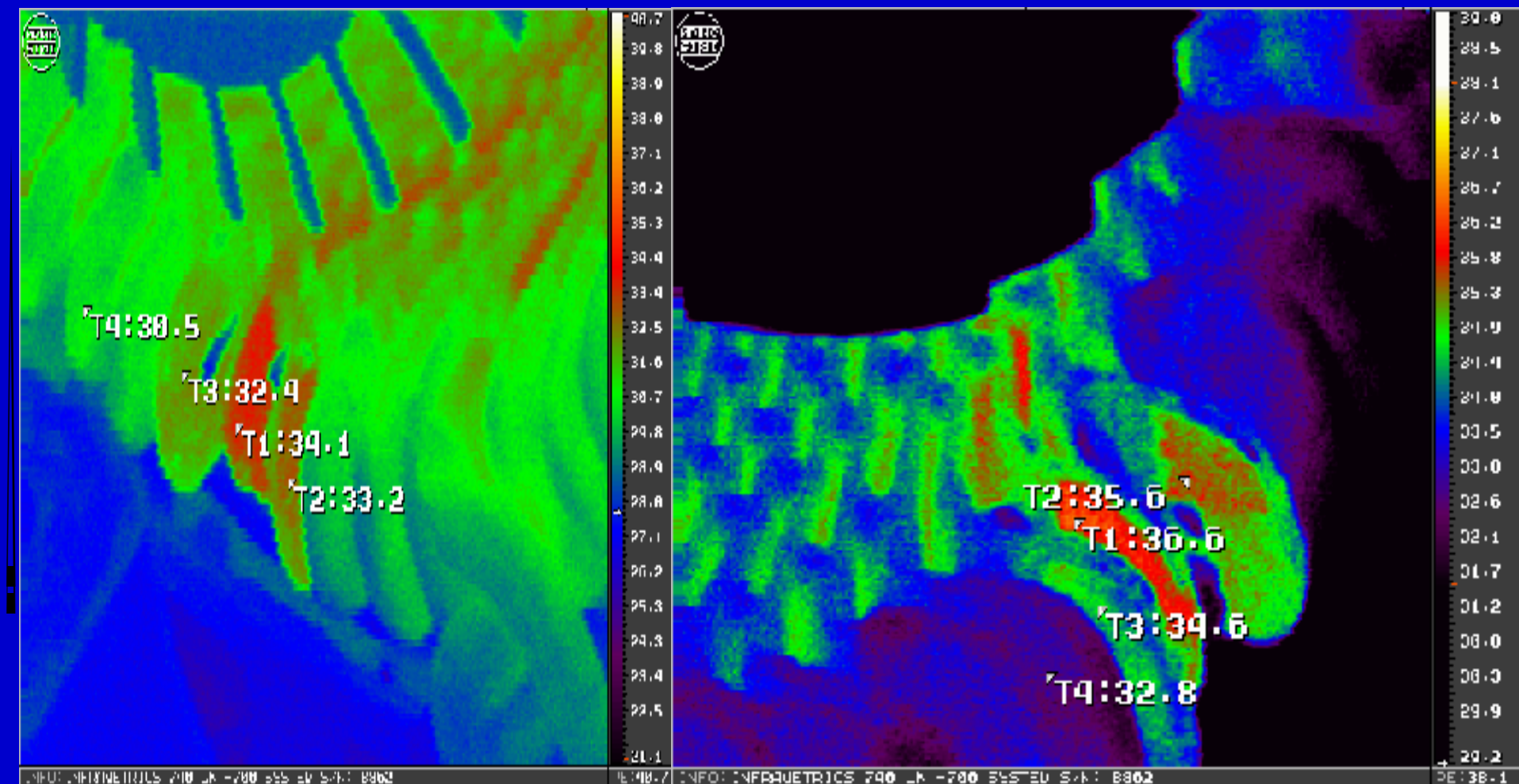
Испытания синхронных машин (генераторов)

Выявление дефектных паяк соединительных головок стержней обмотки статора турбогенераторов в процессе эксплуатации.



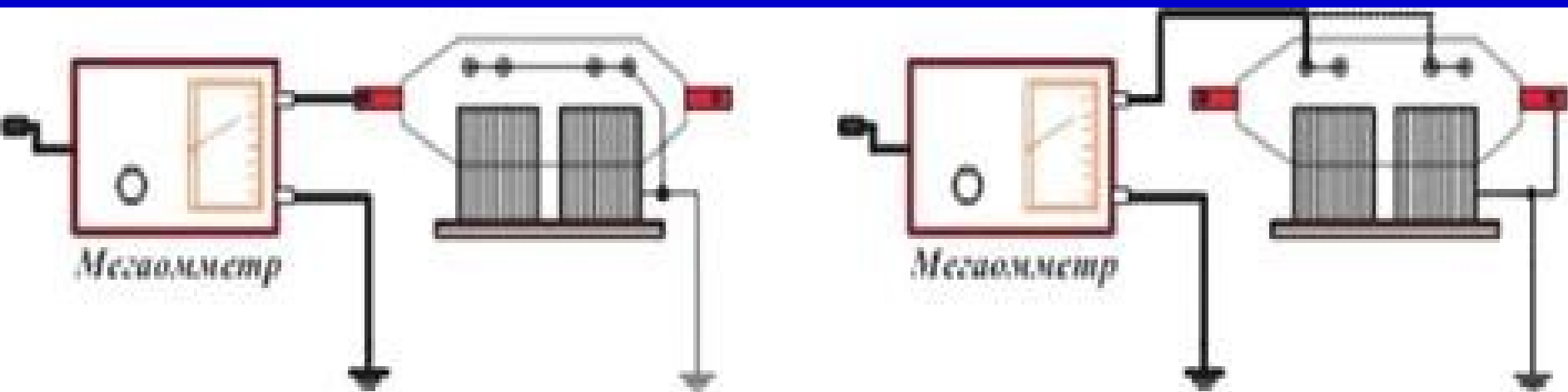
Термограмма генератора 6 ГТ То ТЭЦ вид со стороны возбuditеля в районе 1-го часа (после 1-й перепайки) $\Delta T = 7,6$ град.С ($R_{max} = 5,07\%$ между ветвями A1 и A2 фазы A).

Термограммы генератора ТГ-4 ТЭЦ ВАЗа лобовая часть со стороны возбудителя $T = 3,6-3,9$ град.С ($R_{max} =$ $3,1\%$ между ветвями)



Испытания трансформаторов тока

Измерение сопротивления изоляции обмотки ВН и НН



Допустимые сопротивления изоляции маслонаполненных эл.магнитных ТТ

Класс напряжения, кВ	Допустимые сопротивления изоляции, МОм, не менее				
	Основная изоляция	Измерительн ый вывод	Наружные слои	Вторичные обмотки*	Промежуточн ые обмотки
3-35	1000/500	-	-	50 (1)/50 (1)	-
110-220	3000/1000	-	-	50 (1)/50 (1)	-
330-750	5000/3000	3000/1000	1000/500	50 (1)/50 (1)	1/1

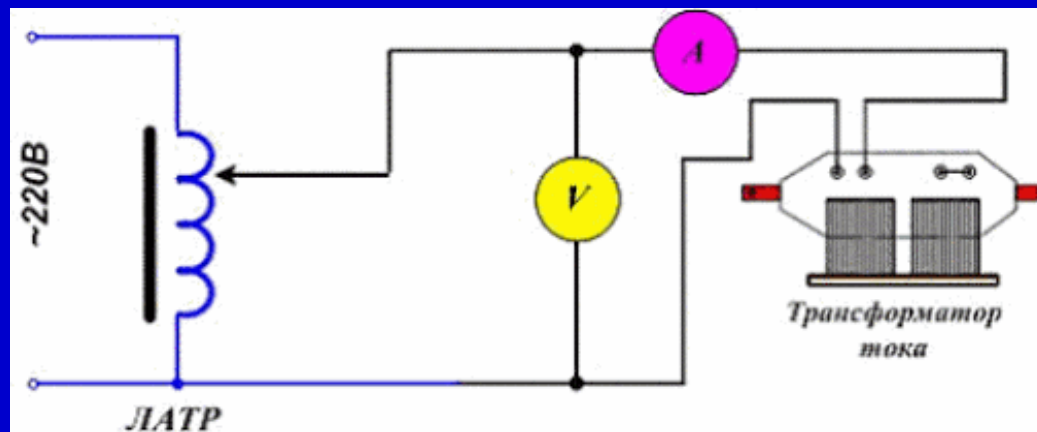
В числителе - при вводе в эксплуатацию, в знаменателе - в процессе эксплуатации.

* Сопротивления изоляции вторичных обмоток приведены: без скобок - при отключенных вторичных цепях, в скобках - с подключенными вторичными цепями.

Испытания трансформаторов тока

Трансформаторы тока

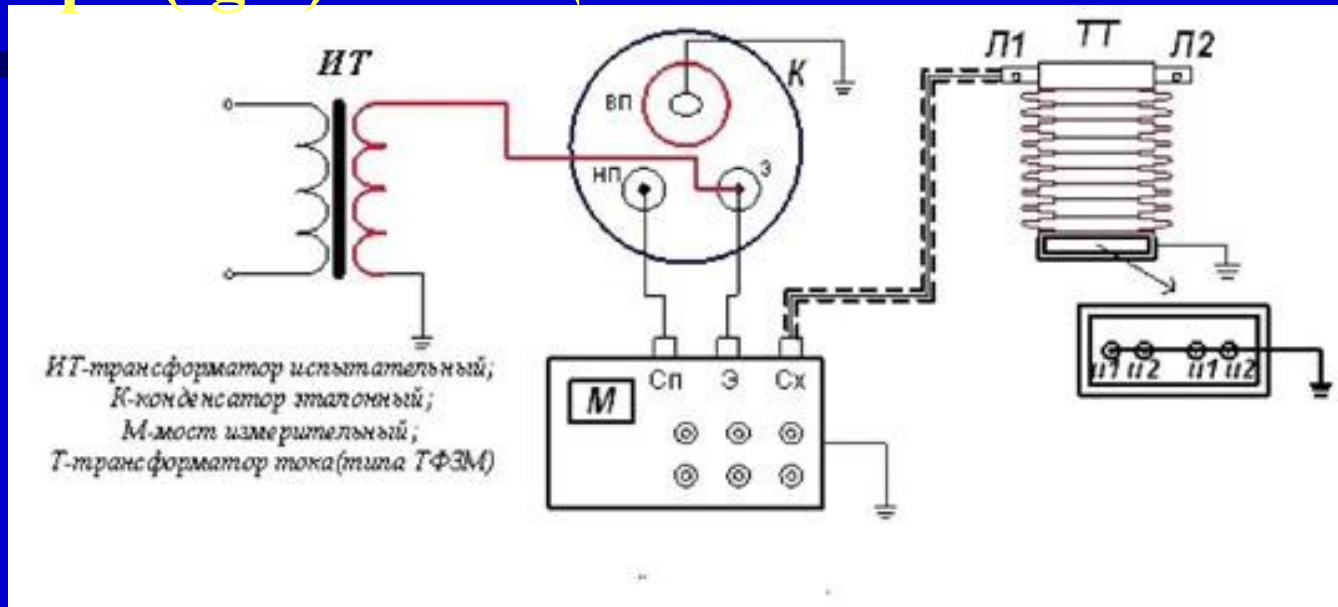
Снятие характеристики намагничивания



- Характеристика намагничивания снимается на всех вторичных обмотках до начала насыщения, но не выше 1800 В только трех контрольных точек.
- Сопоставляется с типовой или с характеристиками намагничивания исправных ТТ,
- Отличия **не должны превышать 10 %**.

Трансформаторы тока

Измерение тангенса угла диэлектрических потерь ($\operatorname{tg} \delta$) изоляции обмоток.



Предельные значения $\operatorname{tg} \delta$ основной изоляции трансформаторов тока

Тип изоляции	Предельные значения $\operatorname{tg} \delta$, %, основной изоляции трансформаторов тока на номинальное напряжение, кВ, приведенные к температуре 20 °С						
	3-15	20-35	110	220	330	500	750
Бумажно-бакелитовая	3,0/12,0	2,5/8,0	2,0/5,0	-	-	-	-
Основная бумажно-масляная и конденсаторная изоляция	-	2,5/4,5	2,0/3,0	1,0/1,5	Не более 150 % от измеренного изготовителем, но не выше 0,8. Не более 150 % от измеренного при вводе в эксплуатацию, но не выше 1,0.		

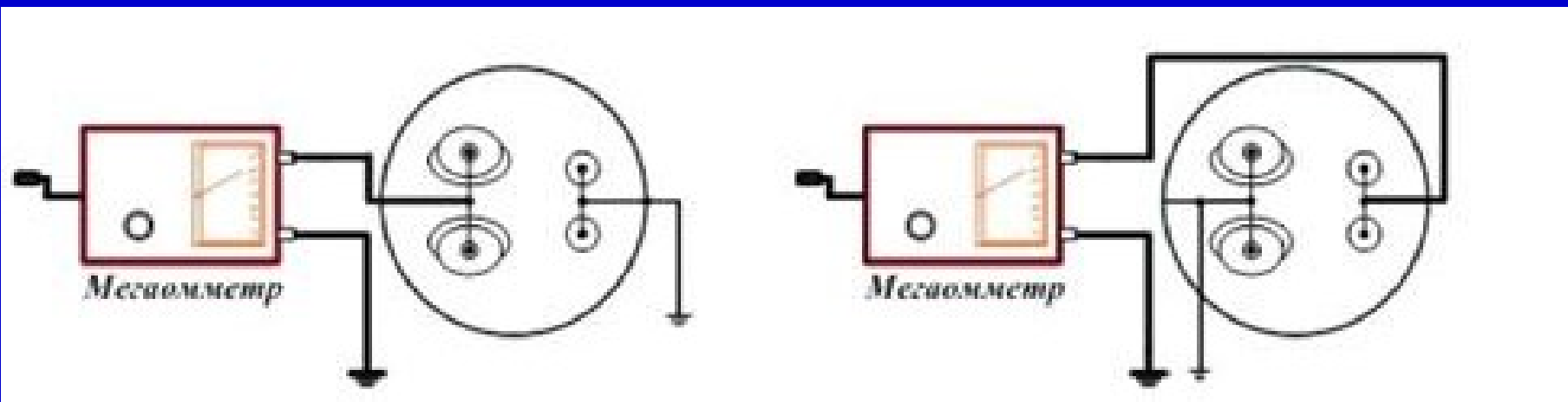
Трансформаторы тока

**Повреждение трансформатора тока типа ТРН-750
на ПС 750 кВ Опытная**



Маслонаполненные трансформаторы напряжения

Измерение сопротивления изоляции обмотки ВН трансформатора напряжения



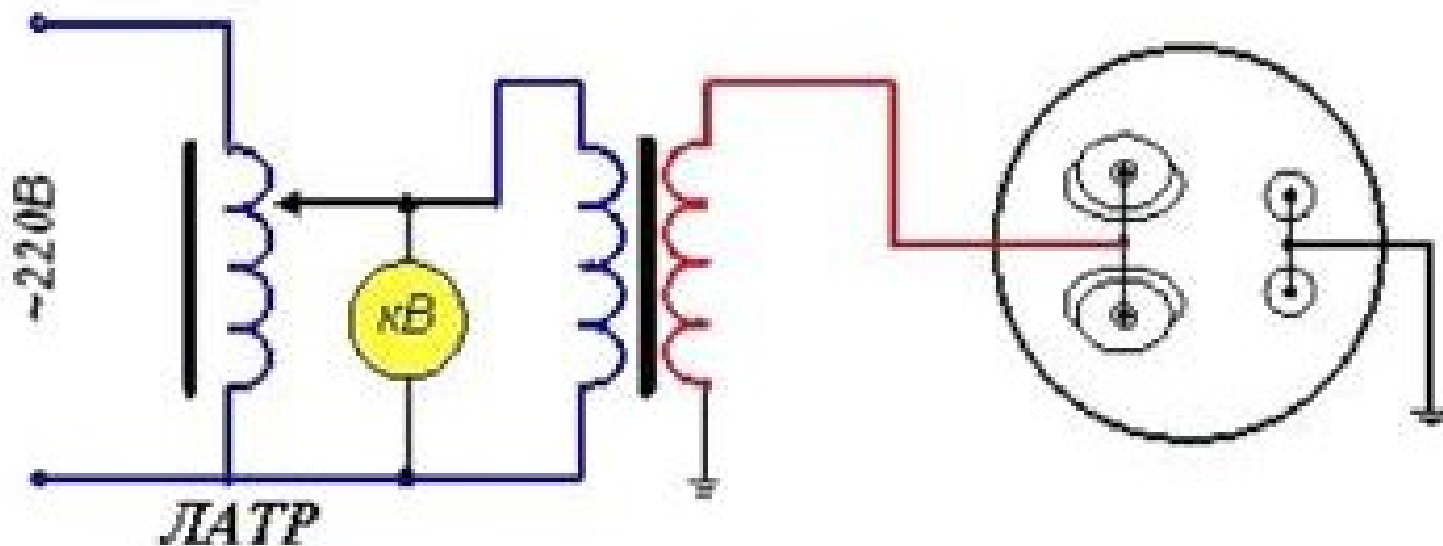
Допустимые сопротивления изоляции трансформаторов напряжения

Класс напряжения, кВ	Допустимые сопротивления изоляции, МОм, не менее		
	Основная изоляция	Вторичные обмотки*	Связующие обмотки
3-35	100	50 (1)	1
110-500	300	50 (1)	1

*Сопротивления изоляции вторичных обмоток приведены: без скобок - при отключенных вторичных цепях; в скобках - совместно с подключенными вторичными цепями.

Маслонаполненные трансформаторы напряжения

Испытание изоляции обмотки ВН трансформатора напряжения

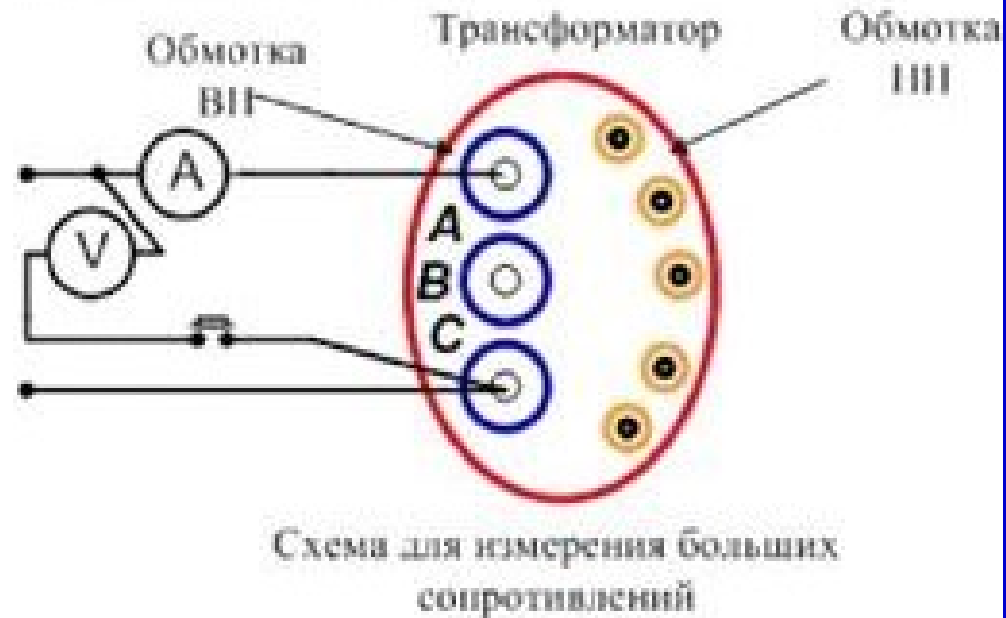
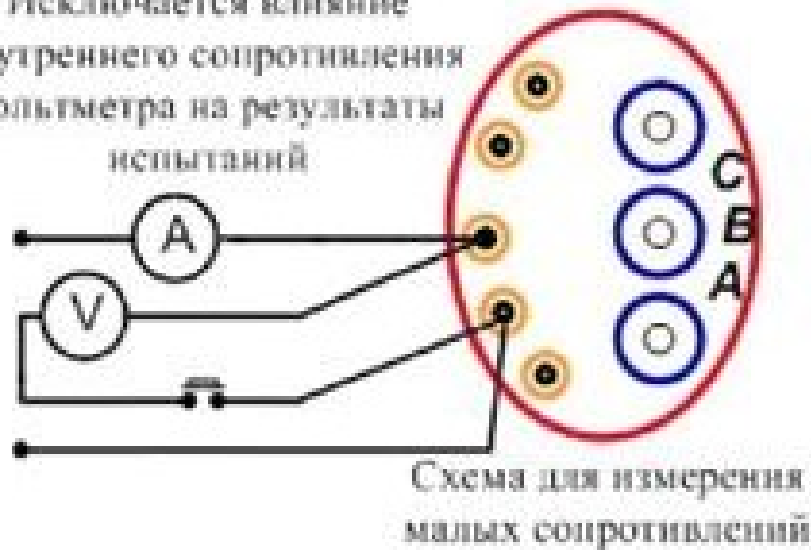


- Испытания повышенным напряжением до 35 кВ включительно.
- Испытания изоляции обмотки ВН повышенным напряжением с изоляцией всех выводов обмотки ВН. Длительность испытания трансформаторов напряжения - 1 мин.
- Значение испытательного напряжения для изоляции вторичных обмоток вместе с присоединенными к ним цепями принимается равным 1 кВ. Продолжительность - 1 мин.

Маслонаполненные трансформаторы напряжения

Измерение сопротивления обмоток постоянному току

Исключается влияние
внутреннего сопротивления
вольтметра на результаты
испытаний



- измерение сопротивления обмоток постоянному току производится у первичных, вторичных и связующих обмоток трансформаторов напряжения.
- Отклонение не должно превышать 2 %. При сравнении значение сопротивления должно приводиться к температуре испытаний изготовителя. При сравнении с другими фазами измерения на всех фазах должны проводиться при одной и той же температуре.

Маслонаполненные трансформаторы напряжения

ТН типа НКФ-110 на подстанции № 16 Волхов-Северная после замены (видны следы пожара).



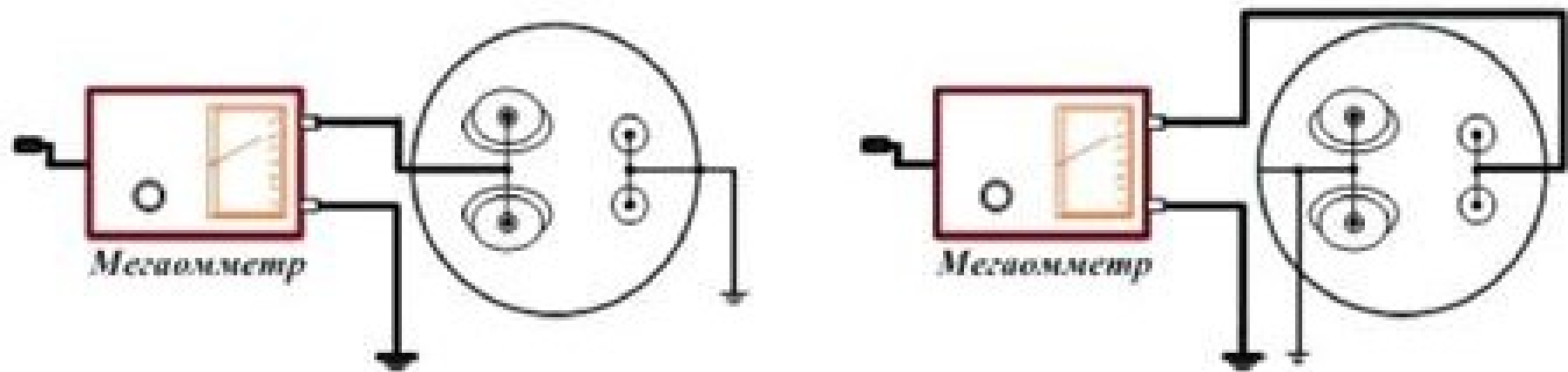
Маслонаполненные трансформаторы напряжения

Разрушение **ТН типа НКФ-110** на подстанции № 16 Волхов-Северная при подаче на него рабочего напряжения после нахождения под воздействием процесса **феррорезонанса** при неполнофазном режиме питания



Элегазовые трансформаторы напряжения

Измерение сопротивления изоляции обмотки ВН трансформатора напряжения



Допустимые сопротивления изоляции элегазовых трансформаторов напряжения

Класс напряжения, кВ	Допустимые сопротивления изоляции, МОм, не менее		
	основная изоляция	вторичные обмотки*	связующие обмотки
35-500	300	50(1)	1

Элегазовые трансформаторы напряжения

Измерение влагосодержания элегаза

Электронный прибор измерения
влажности



- Измерение производится при атмосферном давлении. Сравнимые величины даже если измеряемый газ показывает различные значения давления. Точка росы отображается на цифровом табло в градусах Цельсия, может быть преобразовано в значение $r_{рт}$ с помощью диаграммы или таблиц.
- Измерительная камера в форме цилиндра. Другой цилиндр, заполненный осушителем, обеспечивает нахождение датчика в сухой среде. Когда цилиндр извлекается из прибора, датчик попадает в поток газа, предназначенного для измерения.

Элегазовые трансформаторы напряжения

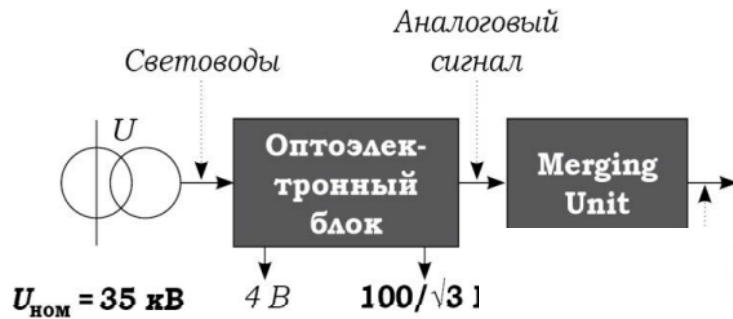
Откачка и осушка элегаза

- Во время откачивания элегаза из выключателей газ автоматически протекает через осушающий фильтр и фильтр частиц, удерживаются продукты распада, влага и твёрдые частицы. Для сильнозагрязнённого элегаза, а также в случаях, когда качество элегаза неопределено, абсолютно необходима установка дополнительного предварительного фильтра, чтобы защитить от продуктов распада. Рекомендуется проверять качество очищаемого элегаза.



Оптические трансформаторы напряжения

Структурная схема преобразователя напряжения



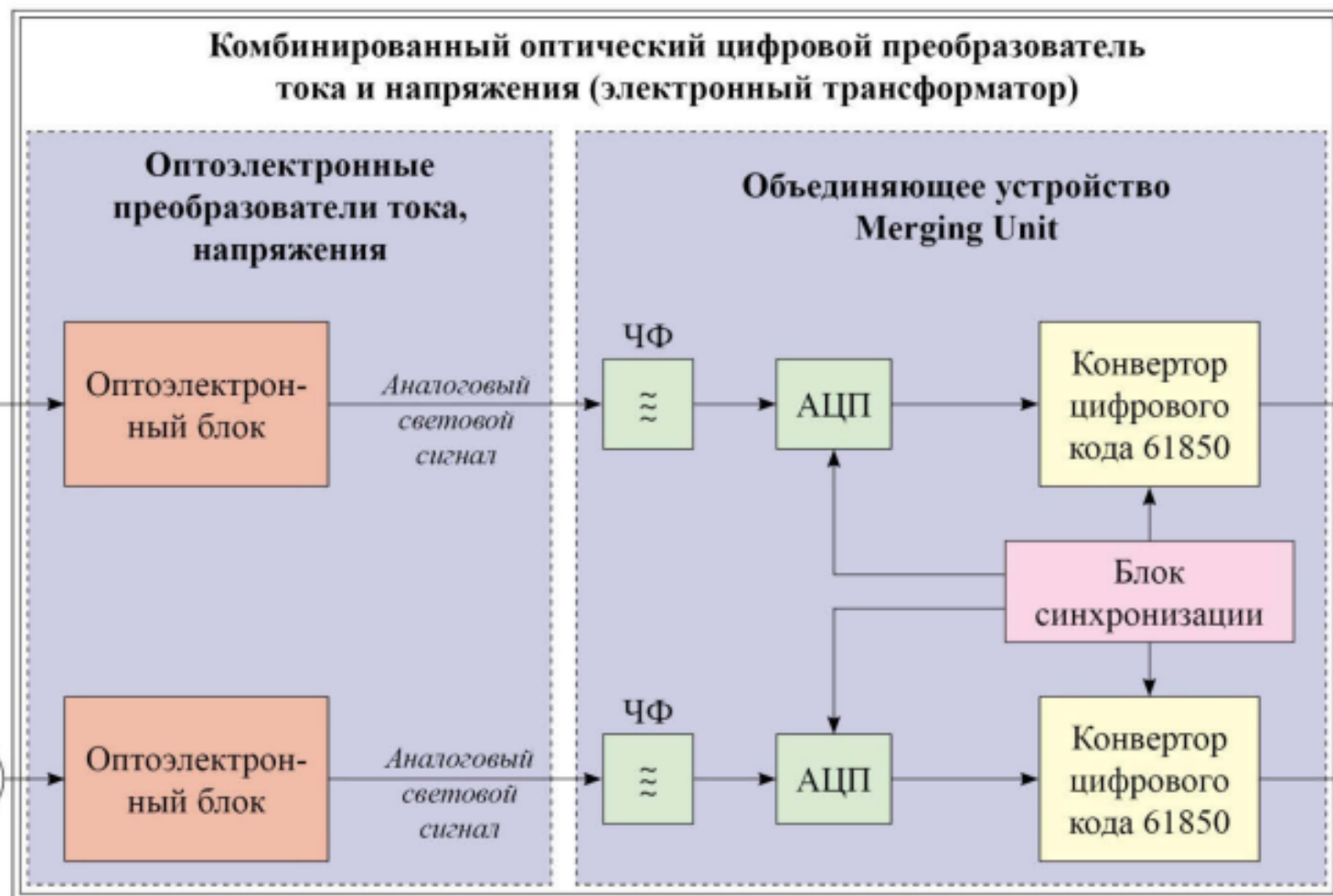
Оптический датчик напряжения кл. 35 кВ



Оптоэлектронный блок



Оптические трансформаторы напряжения

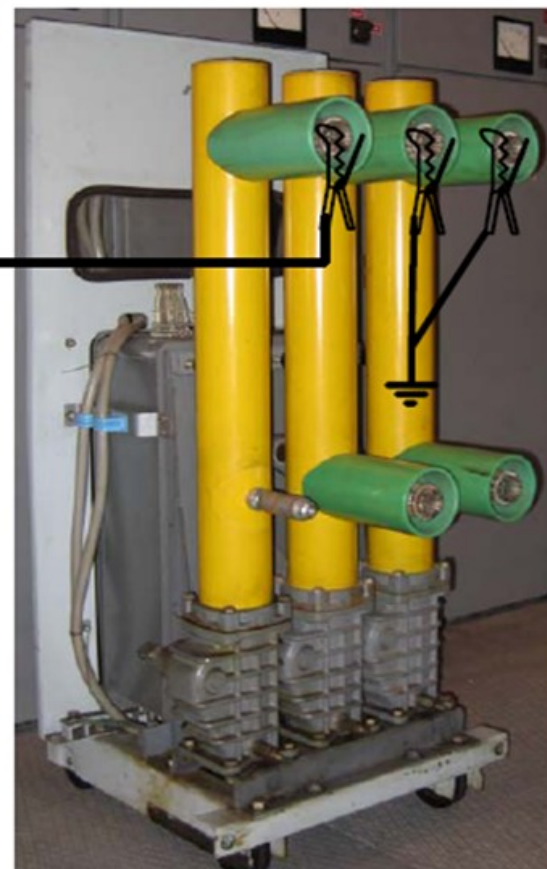


Оптические трансформаторы напряжения

- 12.1. При П, К проверка высоковольтного блока производится в соответствии с инструкциями изготовителя ОТН изготовителем или специализированной наладочной организацией.
- 12.2. При П, К проверка электронного ТН производится в соответствии с инструкциями изготовителя ОТН самим изготовителем или специальной наладочной организацией.

Масляные и электромагнитные выключатели

Измерение сопротивления основной изоляции масляного выключателя на выкатном элементе

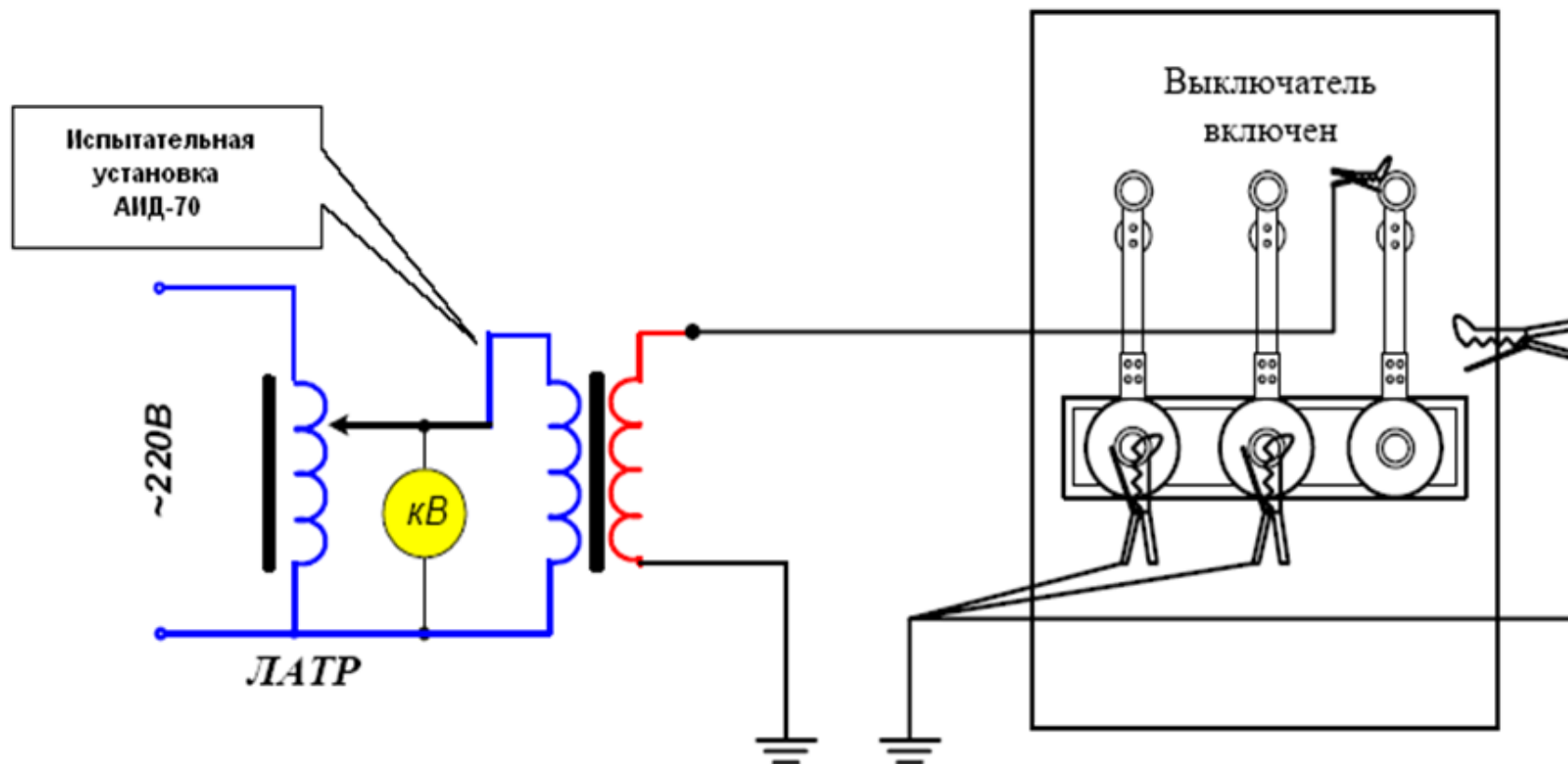


Вид испытания	Сопротивление изоляции, МОм, на номинальное напряжение, кВ		
	3-10	15-150	220 и выше
П	1000	3000	5000
С	300	1000	3000

Наименьшие допустимые значения
сопротивления изоляции подвижных
частей из органических материалов

Масляные и электромагнитные выключатели

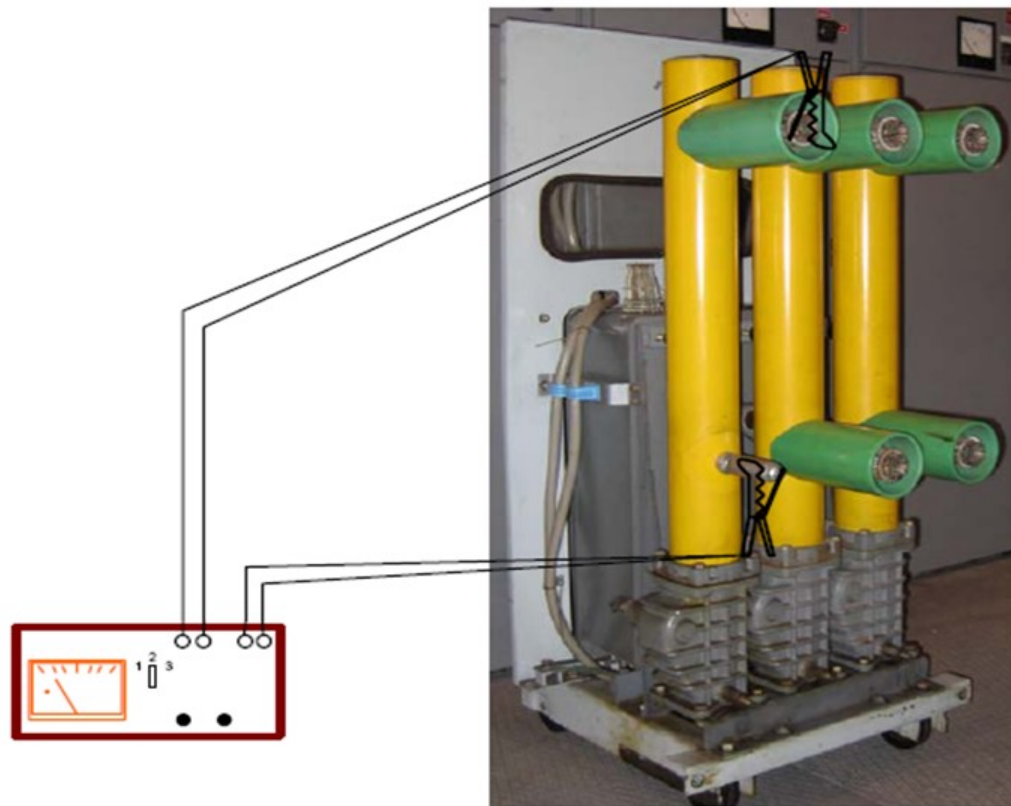
**Испытание изоляции силовых частей выключателя на
выкатном элементе повышенным напряжением**



Масляные и электромагнитные выключатели

Измерение сопротивления основных контактов выключателей

Тип выключателя	Номинальный ток, А	Сопротивление контактов, мкОм, не более
ВГМ-10	630	78
	1000	72
МГ-10, МГ-20	5000	300*
	6000	Нет данных
МГГ-10	3150	18; 240*
	4000	14; 240*
	5000	12; 240*
ВМ-14, ВМ-16	200	350
	600	150
	1000, 1250	100
ВМ-22, ВМ-23	600	150
	1000, 1500	100
ВМГ-133	600	100
	1000	75
ВМГ-10	630	75
	1000	70
ВГМП-10	630	78
	1000	72
ВМПЭ-10	630	50
	1000	40
	1600	30
ВМПШ-10	630	55
	1000	45
	1600	32
ВМП-10, ВМП-10П	600	55
	1000	40
ВММ-10	1500	30
	630	85
	630	50/45**
ВК-10, ВКЭ-10	1000	45/40**
	1600	25
	1600	30
ВЭ-10, ВЭС-6	2000-2500	20
	3200-3600	15
С-35	630	310
	3200	60

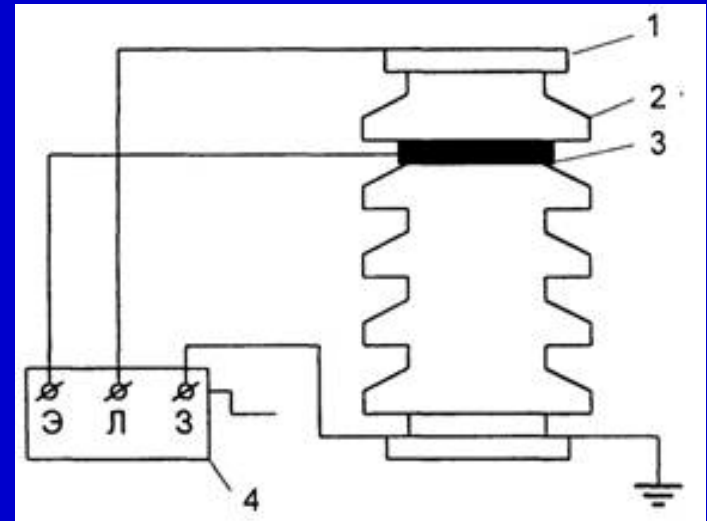


Воздушные выключатели

Схема измерения изоляции изоляторов с применением охранных колец:

Наименьшие допустимые значения сопротивления изоляции подвижных частей, выполненных из органических материалов

Вид испытан ия	Сопротивление изоляции, МОм, на номинальное напряжение, кВ		
	3-10	15-150	220 и выше
П	1000	3000	5000
С	300	1000	3000

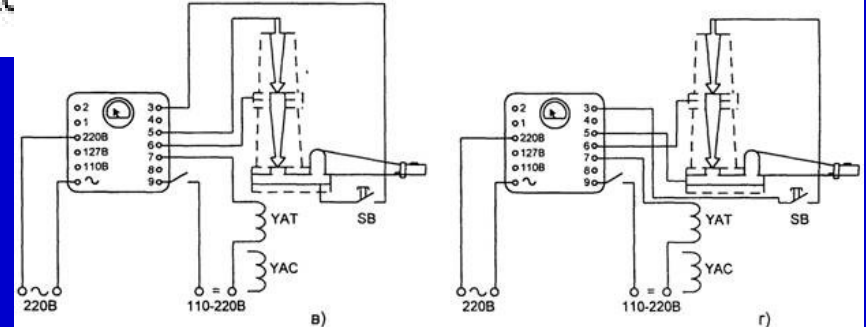
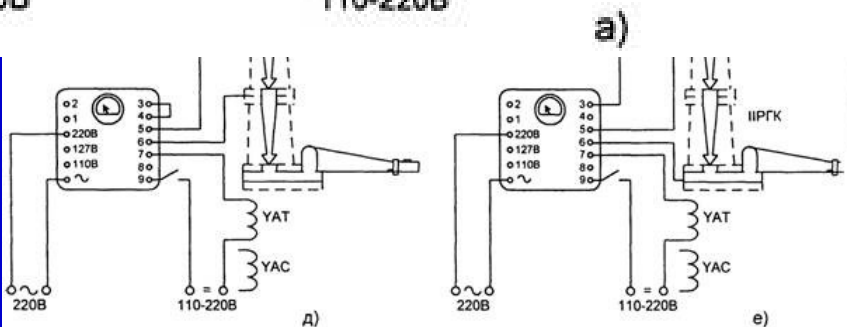
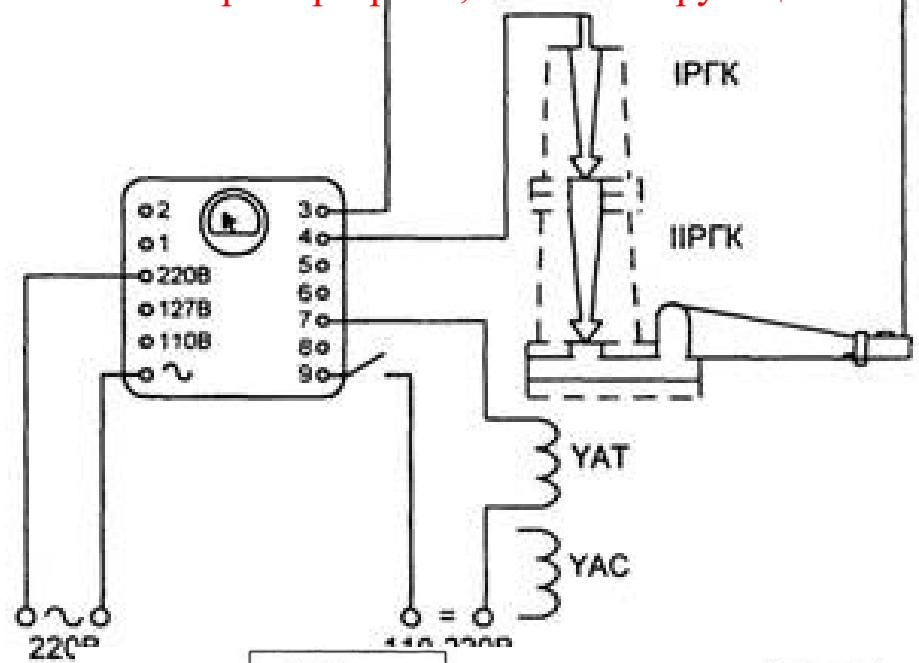
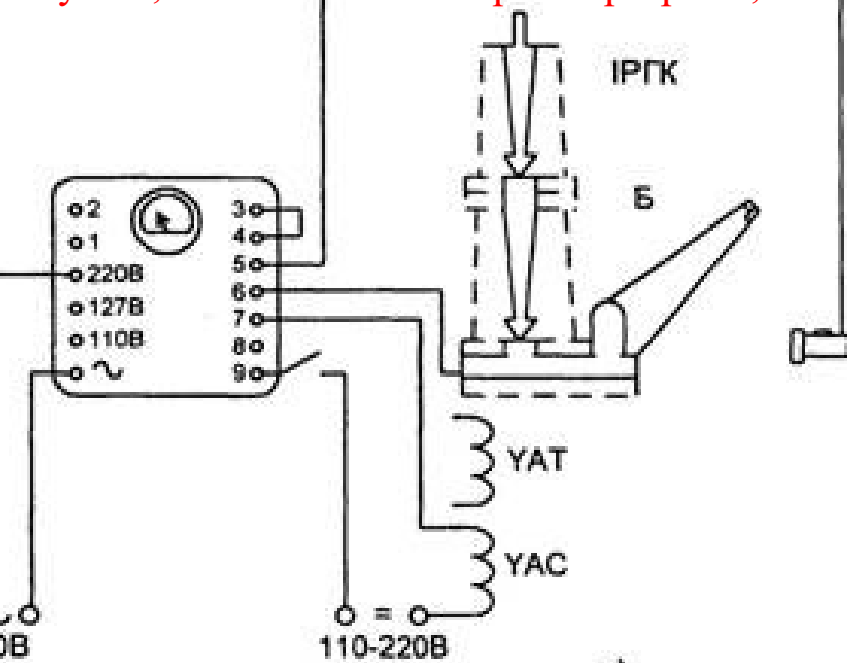


1 - металлический фланец; 2 - верхнее ребро изолятора; 3 - охранный кольцо; 4 - мегаомметр.

Воздушные выключатели

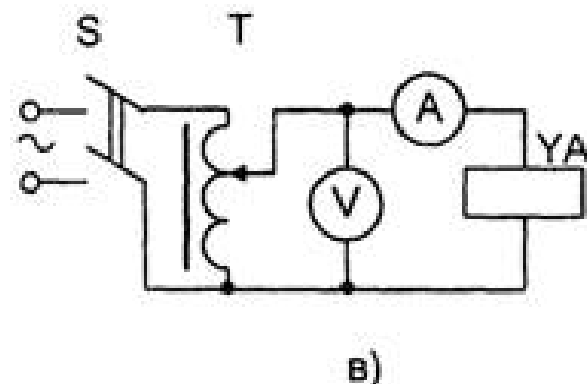
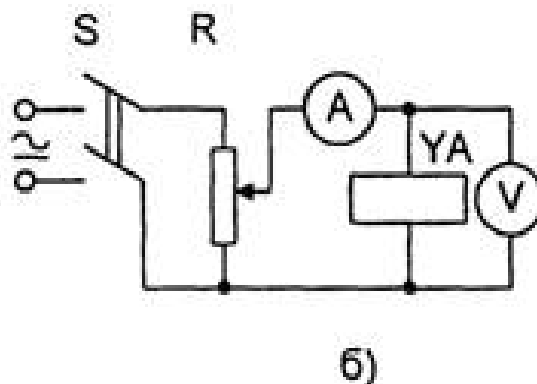
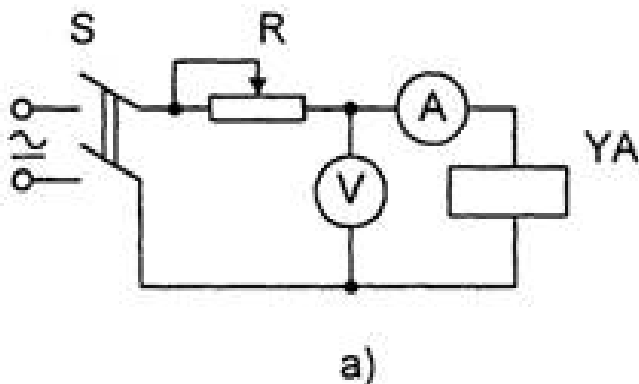
Измерение временных характеристик воздушного выключателя

а - схема измерения собственного времени включения; б - схема измерения собственного времени отключения; в, г - схемы измерения разновременности размыкания контактов; д - схема измерения времени бесконтактной паузы дугогасительной камеры; е - схема измерения времени запаздывания ножа отделителя при отключении выключателя; YAC - включающая катушка; YAT - отключающая катушка; IРГK - контакт первого разрыва, IIРГK - контакт второго разрыва, SB - блокирующая кнопка



Воздушные выключатели

Схемы измерения напряжения и тока срабатывания электромагнитов управления привода выключателей



а - с реостатом; б - с потенциометром; в - с автотрансформатором.

Напряжение на электромагниты управления должны подаваться толчком. При необходимости напряжение поднимается на $4 \div 6$ В (при отключенных электромагнитах) и вновь подается толчком и т.д. до срабатывания привода выключателя. Затем при неизменном положении движка реостата (ручки автотрансформатора) вместо электромагнита управления включается сопротивление, равное по значению сопротивлению обмотки электромагнита, и по вольтметру определяется напряжение срабатывания. Во избежание повреждения обмоток электромагнитов импульсы следует подавать кратковременно.

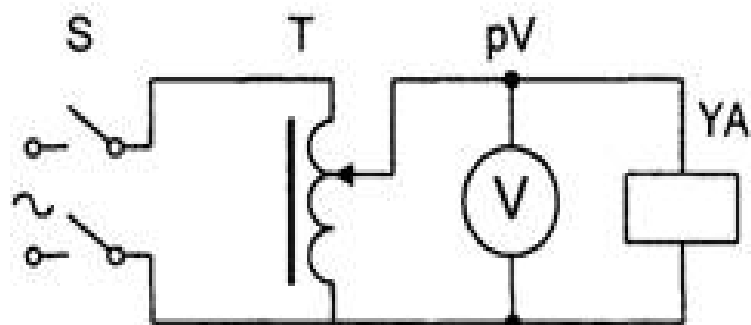
Воздушные выключатели

Разрушение фазы «В» В1 220 кВ АТГ1, тип ВВБ-220, ПС Магнитогорская, причина – пробой по стеклопластиковой трубе.

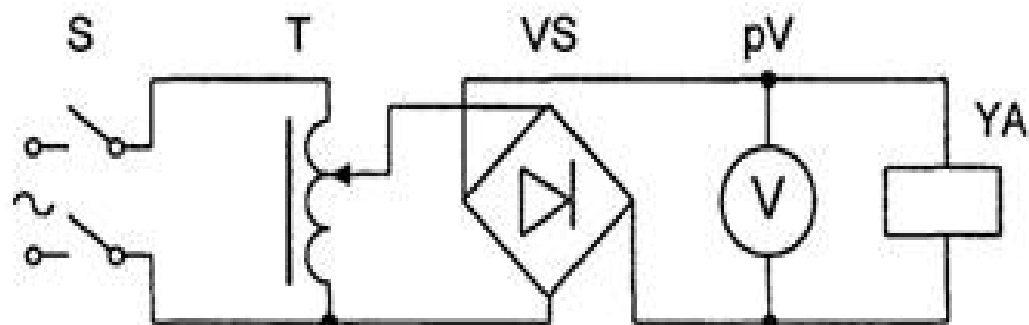


Выключатели нагрузки

Проверка срабатывания привода при пониженном напряжении.



а)



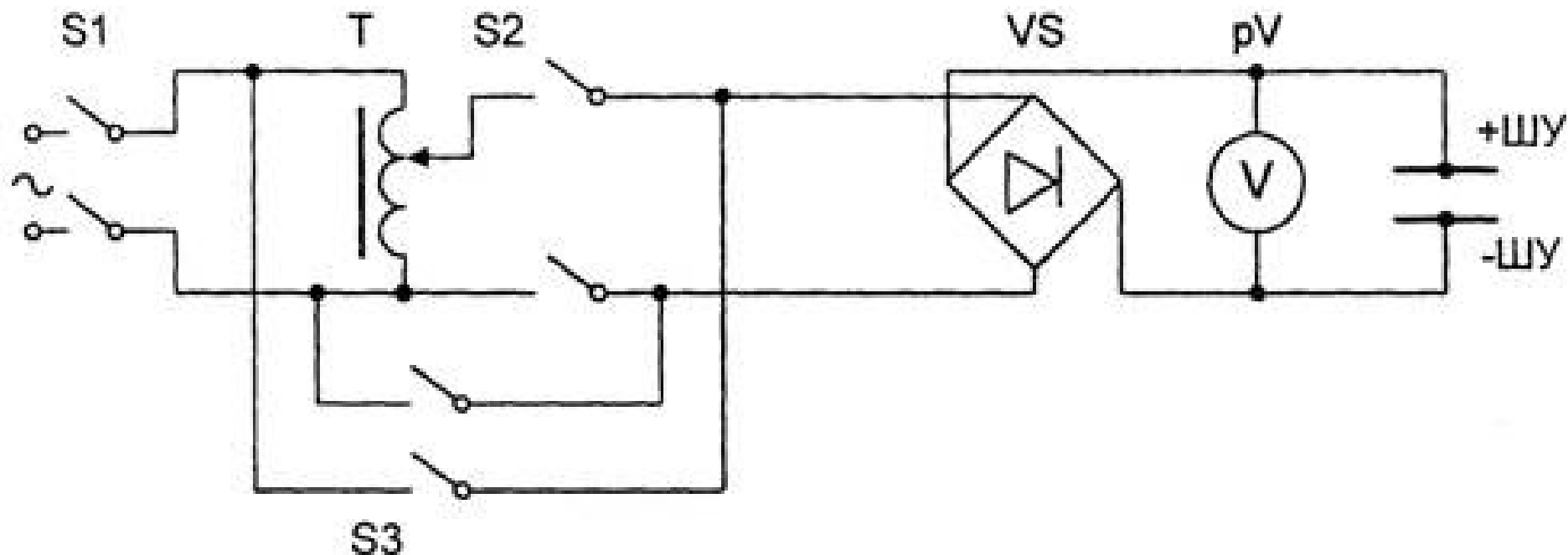
б)

а - на переменном оперативном токе; б - на постоянном оперативном токе.

- Измерение производится без тока в первичной цепи выключателя нагрузки для определения значений напряжения на зажимах электромагнитов привода, при которых выключатели сохраняют работоспособность, т. е. выполняют операции включения и отключения от начала до конца.
- Надежная работа выключателей нагрузки должна обеспечиваться при подаче $80 \div 110\%$ номинального напряжения на зажимы электромагнита включения электропривода и при подаче $65 \div 120\%$ номинального напряжения на зажимы электромагнита отключения электропривода.

Выключатели нагрузки

Испытание выключателя нагрузки многократным опробованием.

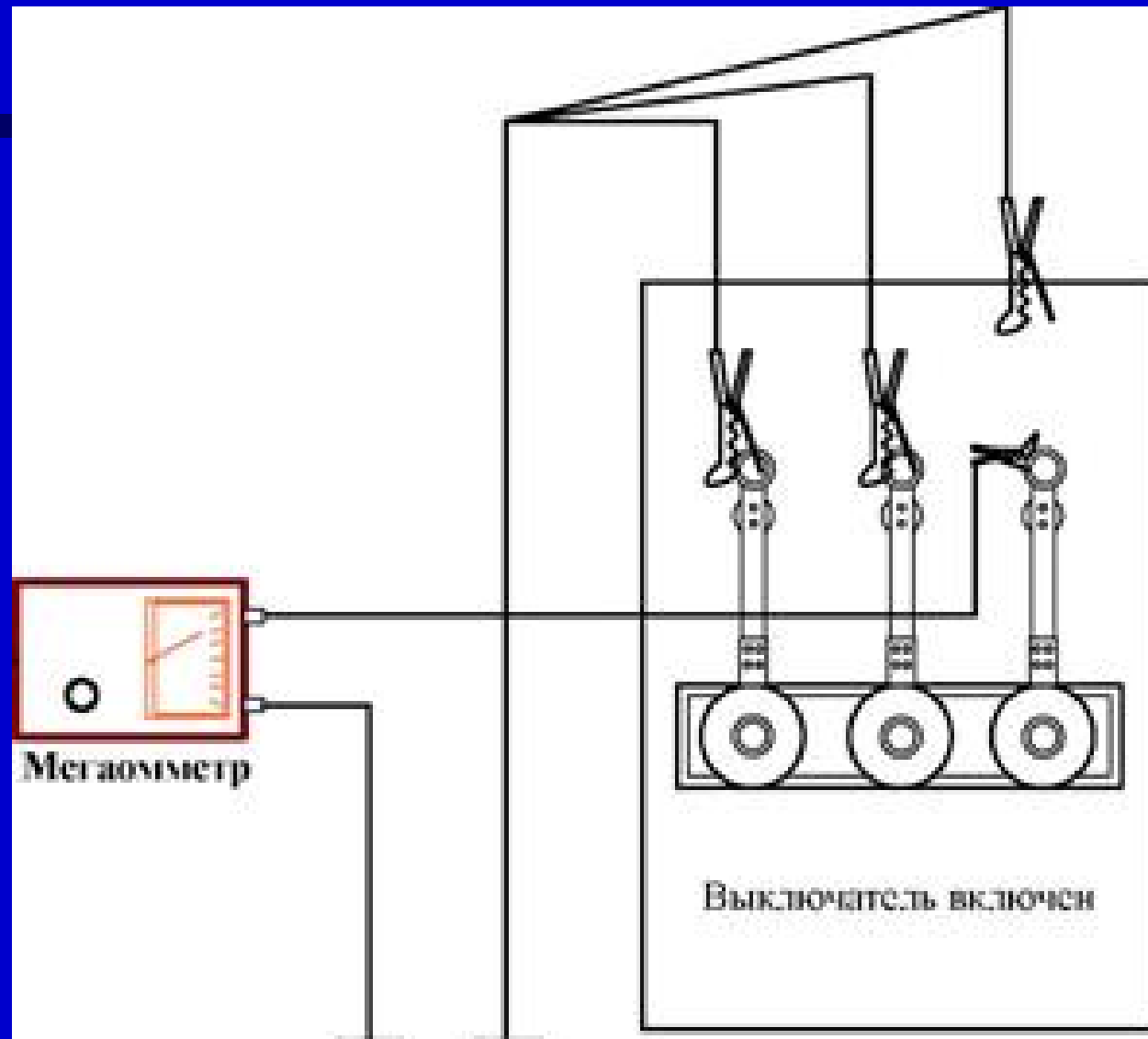


- Многократное опробование выключателей нагрузки производится при напряжении на зажимах электромагнитов: 1. Выключения - 110, 100, 80(85)% номинального и минимального напряжения срабатывания. 2. Отключения - 120, 100, 65% номинального и минимального напряжения срабатывания. Количество операций при повышенном и пониженном напряжении должно быть $3 \div 5$, а при номинальном напряжении - 10. Кроме того, выключатели следует подвергнуть $3 \div 5$ кратному опробованию в цикле В-О (без выдержки времени), а выключатели, предназначенные для работы в режиме АПВ, также 2-3 кратному опробованию в циклах О-В и О-В-О. Работа выключателя в сложных циклах должна проверяться при номинальном и пониженном до 80(85%) номинального напряжения на зажимах электромагнитов приводов.

Элегазовые выключатели

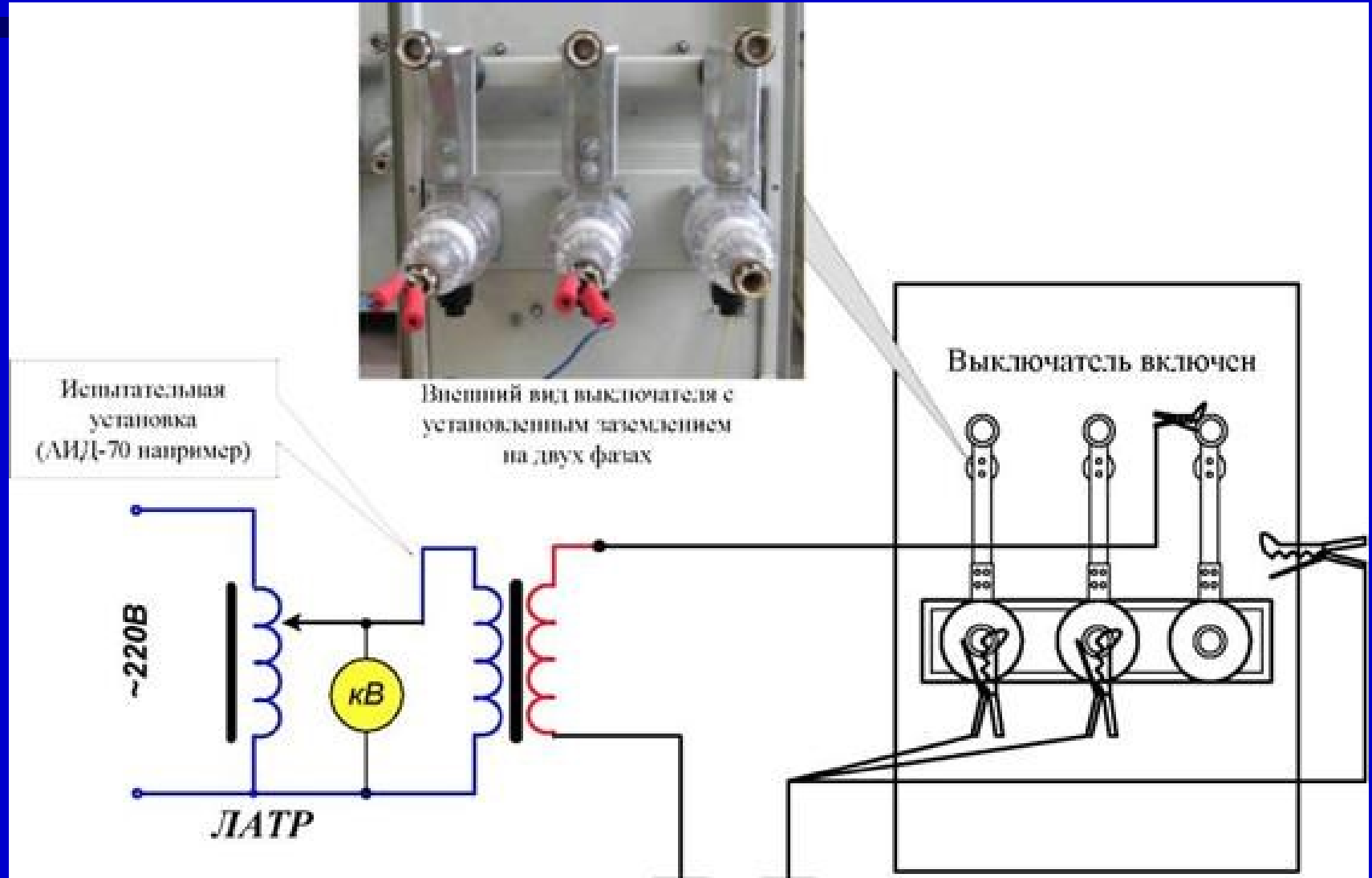
Измерение сопротивления изоляции

Выключатель включается, все фазы заземляются, к одной фазе подключается мегаомметр. Заземление с этой фазы снимается, производится измерение сопротивления изоляции. Затем заземление восстанавливается, мегаомметр переключается на другую фазу выключателя. Всё время проведения измерений выключатель остаётся



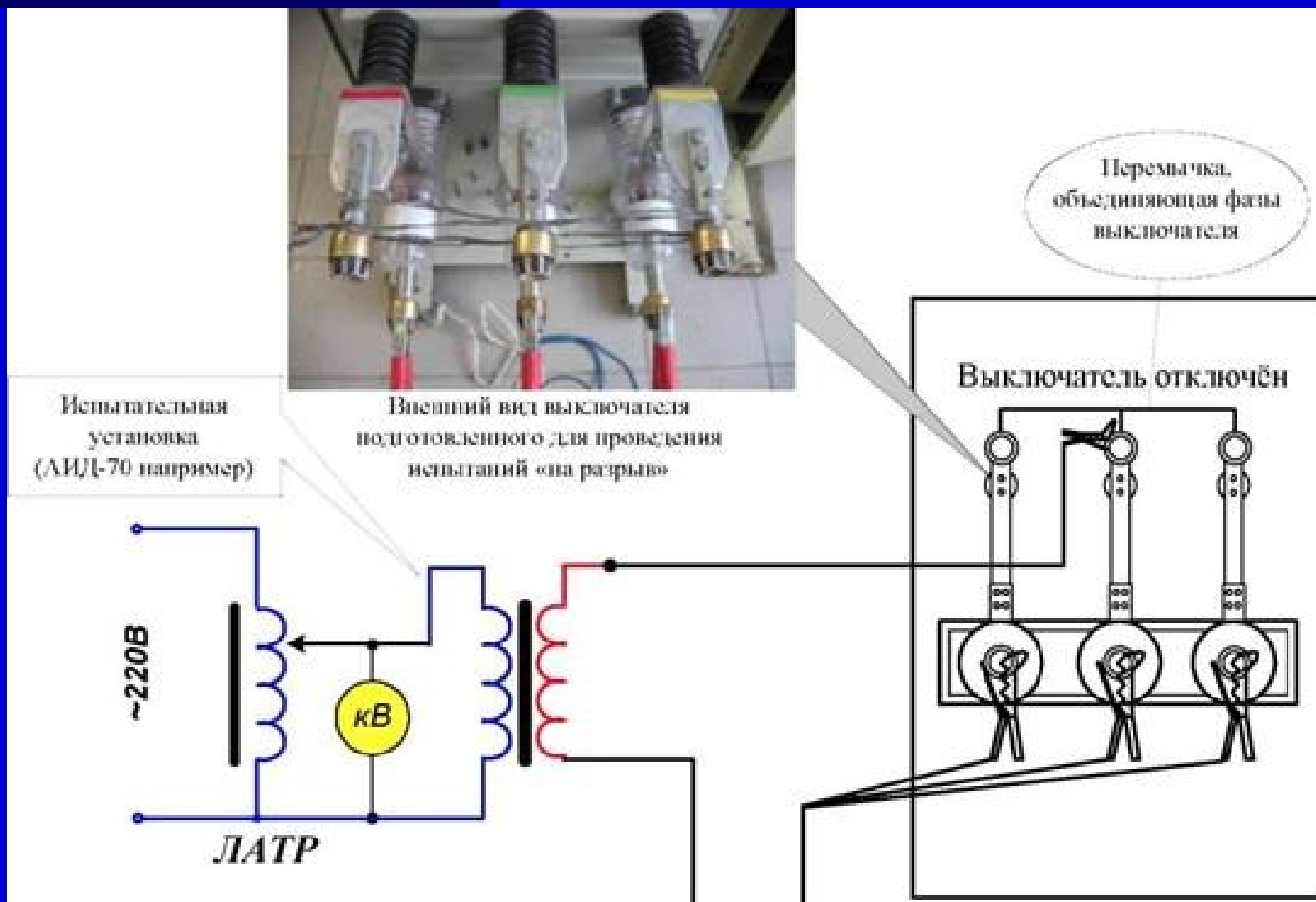
Элегазовые выключатели

Испытание изоляции силовых частей выключателя на выкатном элементе повышенным напряжением пром. частоты.



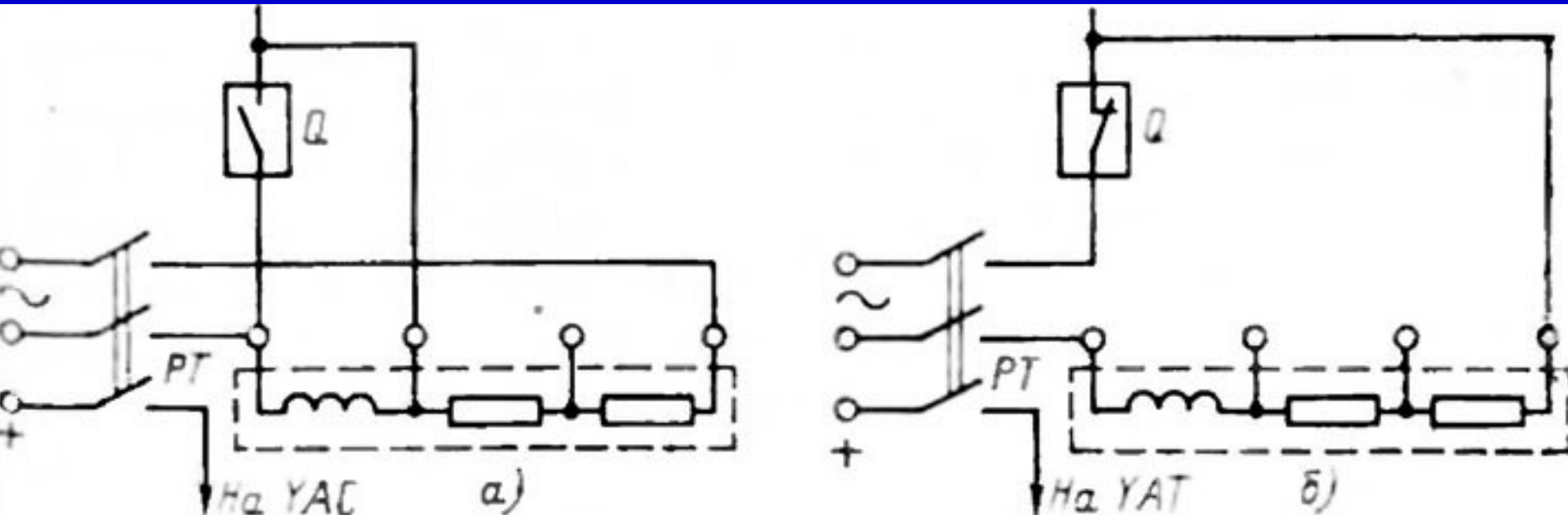
Элегазовые выключатели

Испытание изоляции выключателя на выкатном элементе повышенным напряжением пром. частоты «на разрыв».



Разъединители, отделители и короткозамыкатели

Измерения времени включения (а) и отключения (б) коммутационного аппарата

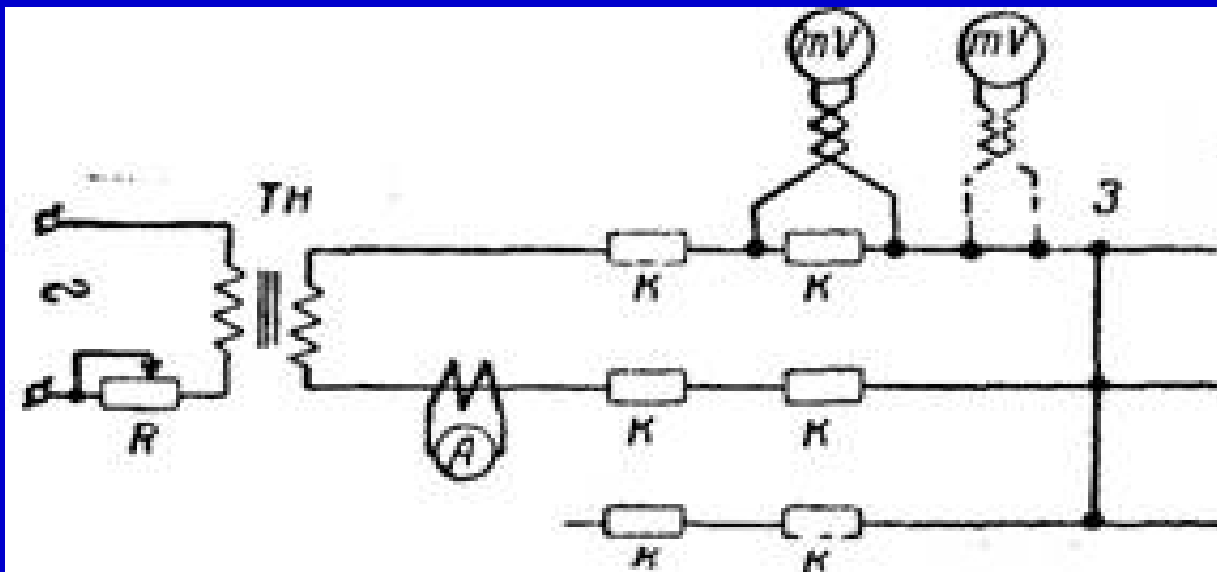


где РТ — электросекундомер; YAT — электромагнит отключения; Q — коммутационный аппарат; YAC — электромагнит включения

- Многократные включения и отключения (не менее 3—5 раз) проводятся при номинальном напряжении оперативного тока, а также при 80, 90, 110 % его значения.

Разъединители, отделители и короткозамыкатели

Измерения переходного сопротивления контактов сборных шин с применением нагрузочного трансформатора

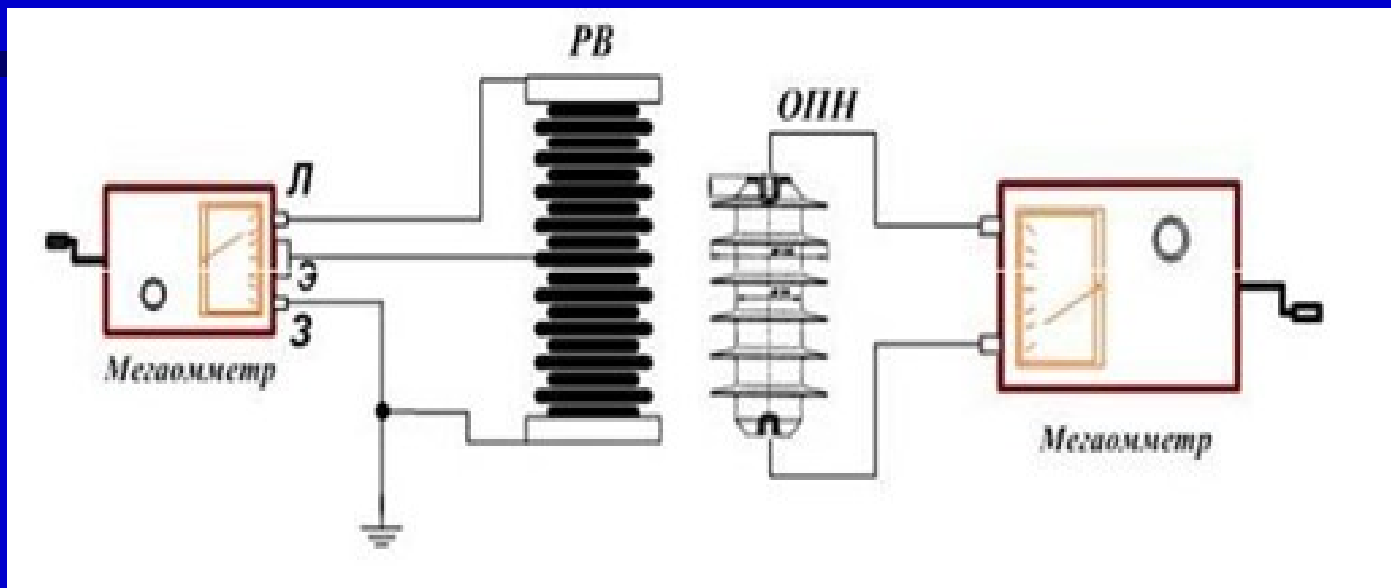


Р — реостат; ТН —
нагрузочный
трансформатор; mV
— милливольтметр; Д
— контакты; З —
закоротка

- Измеренные величины не зависят от величины тока, которая выбирается в зависимости от имеющихся источников и чувствительности измерительных приборов.
- Измерения могут производиться как на постоянном, так и на переменном токе.
- Переходное сопротивление измеряют также для контактов разъединителей наружной установки напряжением 35 кВ и выше.
- Допустимая величина переходного сопротивления контактов не нормируется, но для разъединителей РЛН и РЛНЗ эта величина для всей цепи между зажимами не должна превышать 220 мком.

Испытание разрядников и ОПН

Измерение сопротивления изоляции разрядников и ОПН

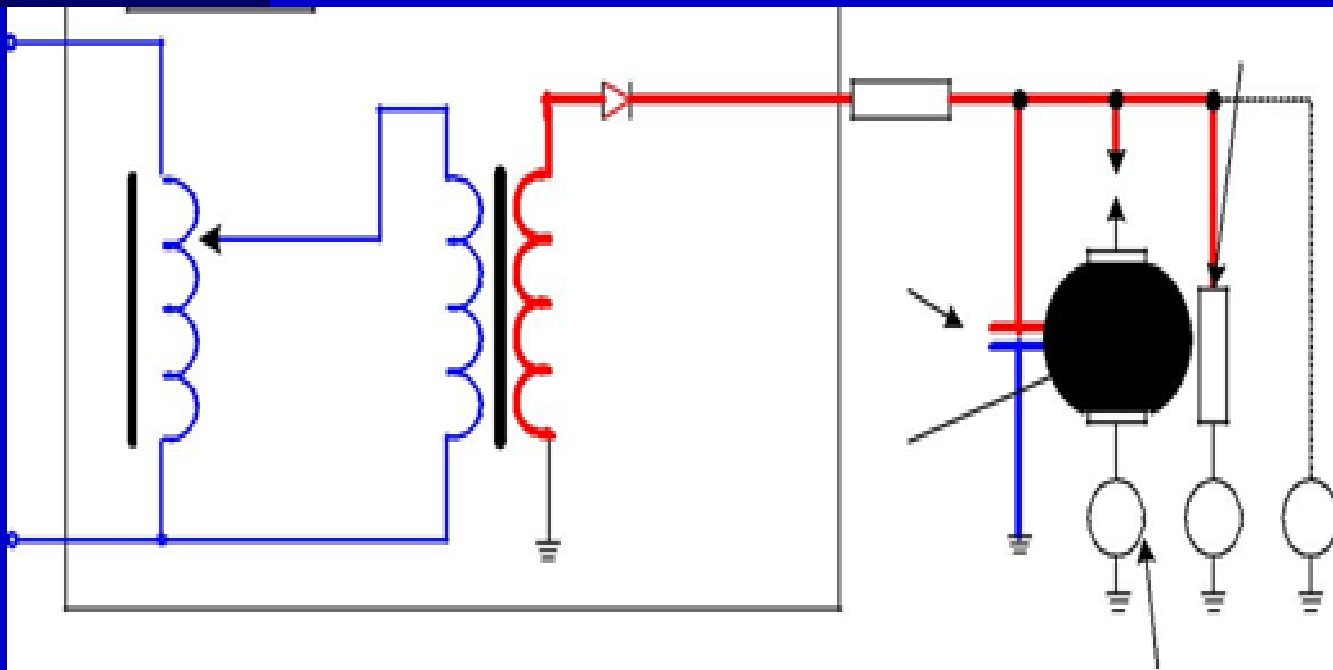


менее 3 кВ — мегаомметром 1000 В; 3 кВ и выше — мегаомметром на напряжение 2500 В. Разрядников типов РВП, РВО, GZ не менее 1000 МОм, РВН должно соответствовать требованиям изготовителя. Сопротивление ОПН до 3 кВ - не менее 1000 МОм. ОПН 0,38 – 0,66 кВ норма сопротивления от 0,8 до 30 МОм. ОПН 3—35 кВ требованиям инструкций изготовителей.

ОПН 110 кВ и выше должно быть не менее 3000 МОм

Испытание разрядников и ОПН

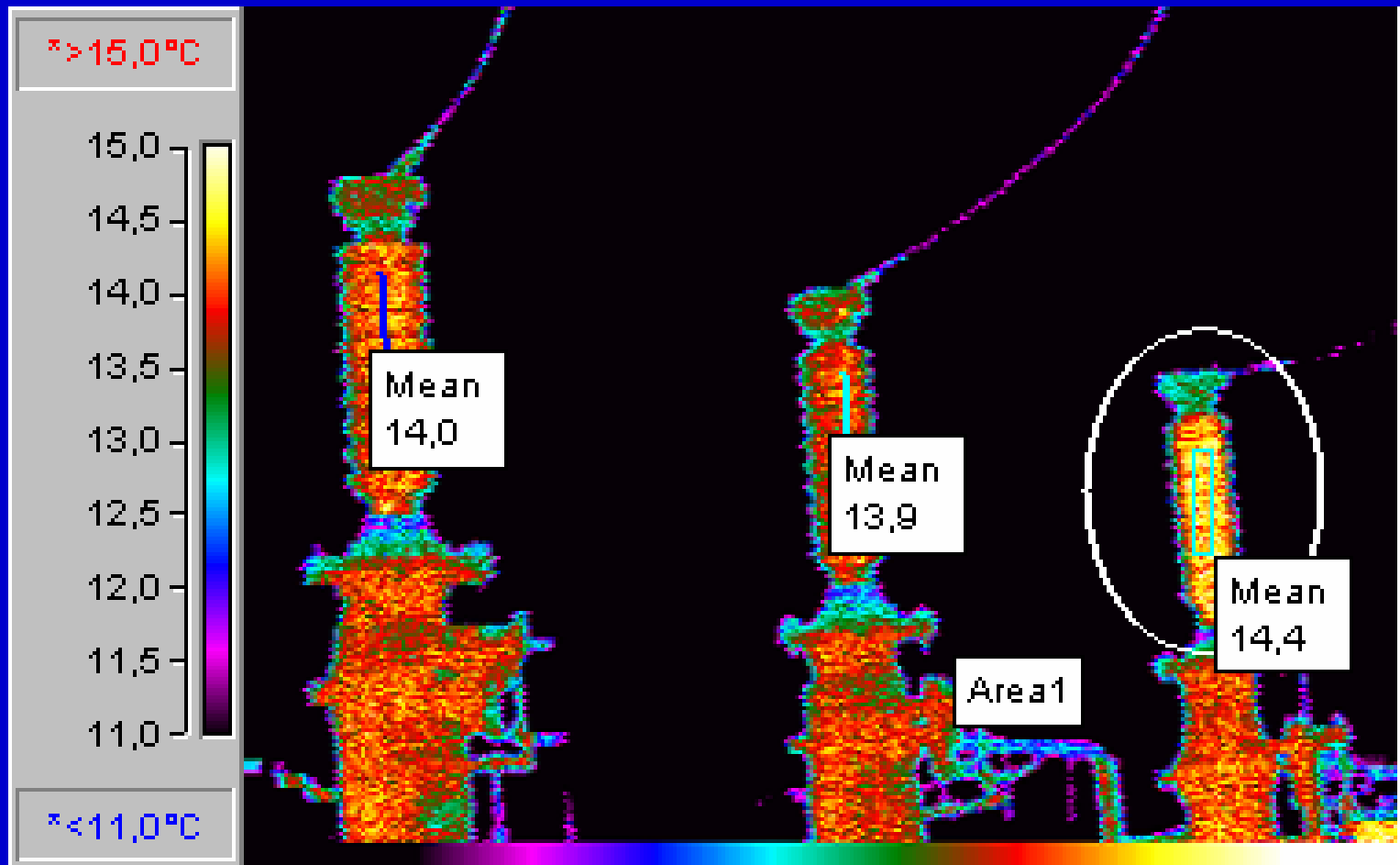
Измерения токов проводимости ОПН 110кВ



Перед вводом в эксплуатацию: а) для ОПН 3—110 кВ при приложении наибольшего длительно допустимого фазного напряжения; б) для ОПН 220, 330, 500 кВ при 100 кВ. В процессе эксплуатации: а) для ОПН 35 кВ 1 раз в 4 года; для ОПН 110 кВ и выше без отключения от сети 1 раз в год перед грозовым сезоном; б) для ОПН в нейтрали трансформатора 110 кВ, при выводе его из работы, но не реже 1 раза в 6 лет; в) для ОПН 110 кВ и выше при выводе из работы на срок более 1 мес.

Тепловизионный контроль вентилярных разрядников и ограничителей перенапряжений

Уменьшение сопротивления изоляции ОПН-110 до 300 МОм, увлажнение и попадание влаги внутрь ОПН, перегрев $\Delta T = 0,5^{\circ}\text{C}$.



Испытание вводов и проходных изоляторов

- 1. Измерение сопротивления изоляции.
- 2. Измерение тангенса угла диэлектрических потерь.
- 3. Испытание повышенным напряжением.
- 4. Проверка качества уплотнения вводов.
- 5. Испытание трансформаторного масла.

Испытание вводов и проходных изоляторов

Измерение сопротивления изоляции

- Измерительного конденсатора ПИН (С2) мегаомметром на 2500 В.
- Значения сопротивления изоляции при вводе в эксплуатацию должны быть не менее 1000 МОм, в процессе эксплуатации - не менее 500 МОм.
- Для вводов с твердой изоляцией, измерения сопротивления изоляции производится по рекомендациям инструкции изготовителя.

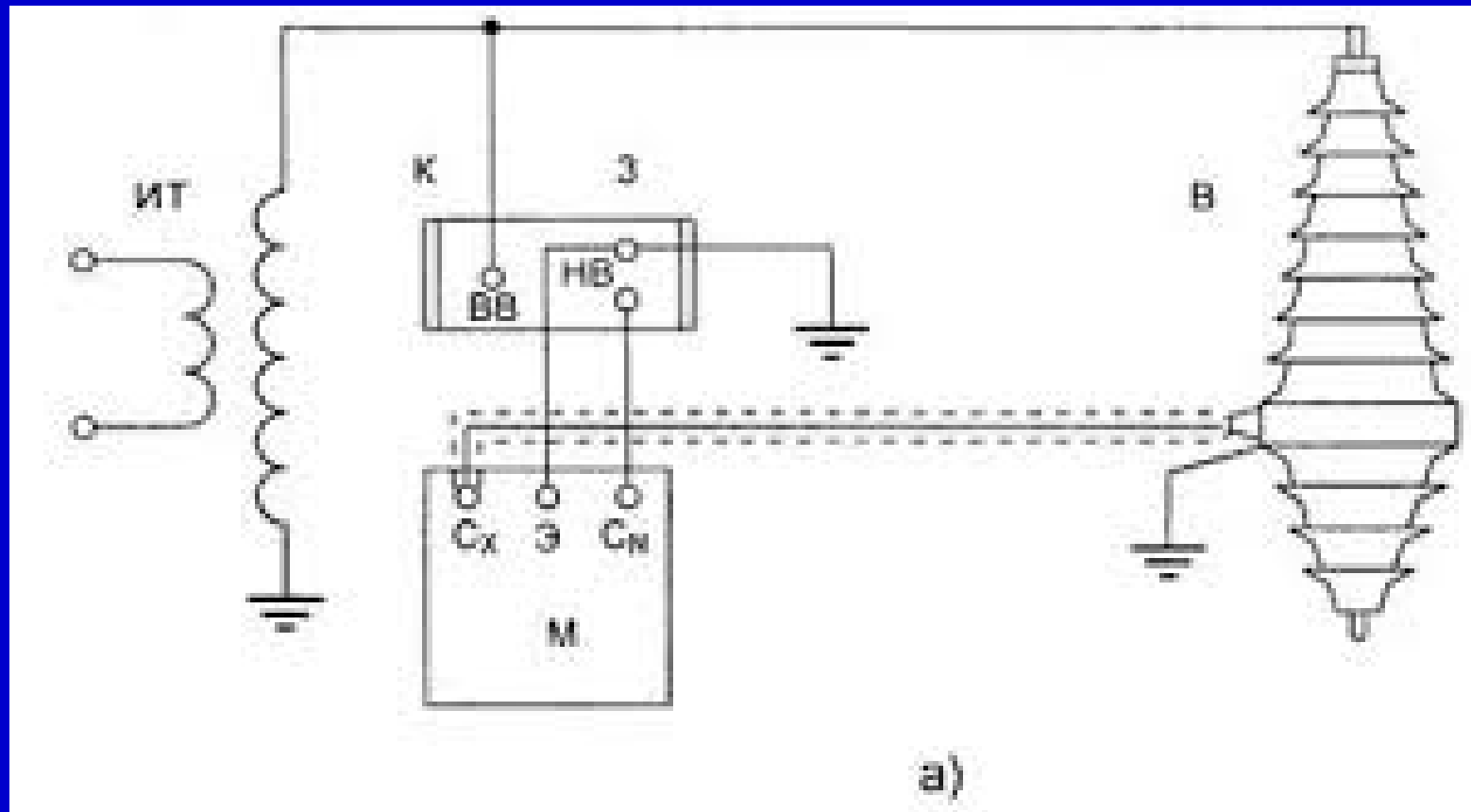
Испытание вводов и проходных изоляторов

Измерение измерения $\tan\delta$ изоляции

- а) основной изоляции вводов при напряжении 10 кВ;
- б) изоляции измерительного конденсатора ПИН (С2) или (и) последних слоев изоляции (С3) при напряжении 5 кВ (3 кВ для вводов, изготовленных по ГОСТ 10693-81), если изготовителем не запрещается измерение С3.
- в) измерение С3 и $\tan\delta$ **для RIP** изоляции во избежание повреждения ввода не производится.

Испытание вводов и проходных ИЗОЛЯТОРОВ

Измерение тангенса угла диэлектрических потерь



Испытание вводов и проходных изоляторов

Испытание повышенным напряжением

- Испытание повышенным напряжением частоты 50 Гц проводится на оборудовании напряжением до 35 кВ включительно.
- Значение испытательного напряжения для проходных изоляторов и вводов, испытываемых отдельно или после установки на оборудование, принимается в соответствии с нормами.
- Испытание вводов, установленных на силовых трансформаторах, производится совместно с испытанием обмоток этих трансформаторов.
- Продолжительность приложения испытательного напряжения - 1 мин.

Испытание вводов и проходных изоляторов

Проверка качества уплотнения вводов

- Испытание избыточным давлением производится на негерметичных маслонаполненных вводах напряжением 110 кВ и выше избыточным давлением масла 0,1 МПа с целью проверки уплотнений.
- Продолжительность испытания 30 мин.
- Допускается снижение давления за время испытаний не более 5 кПа.

Испытание вводов и проходных изоляторов

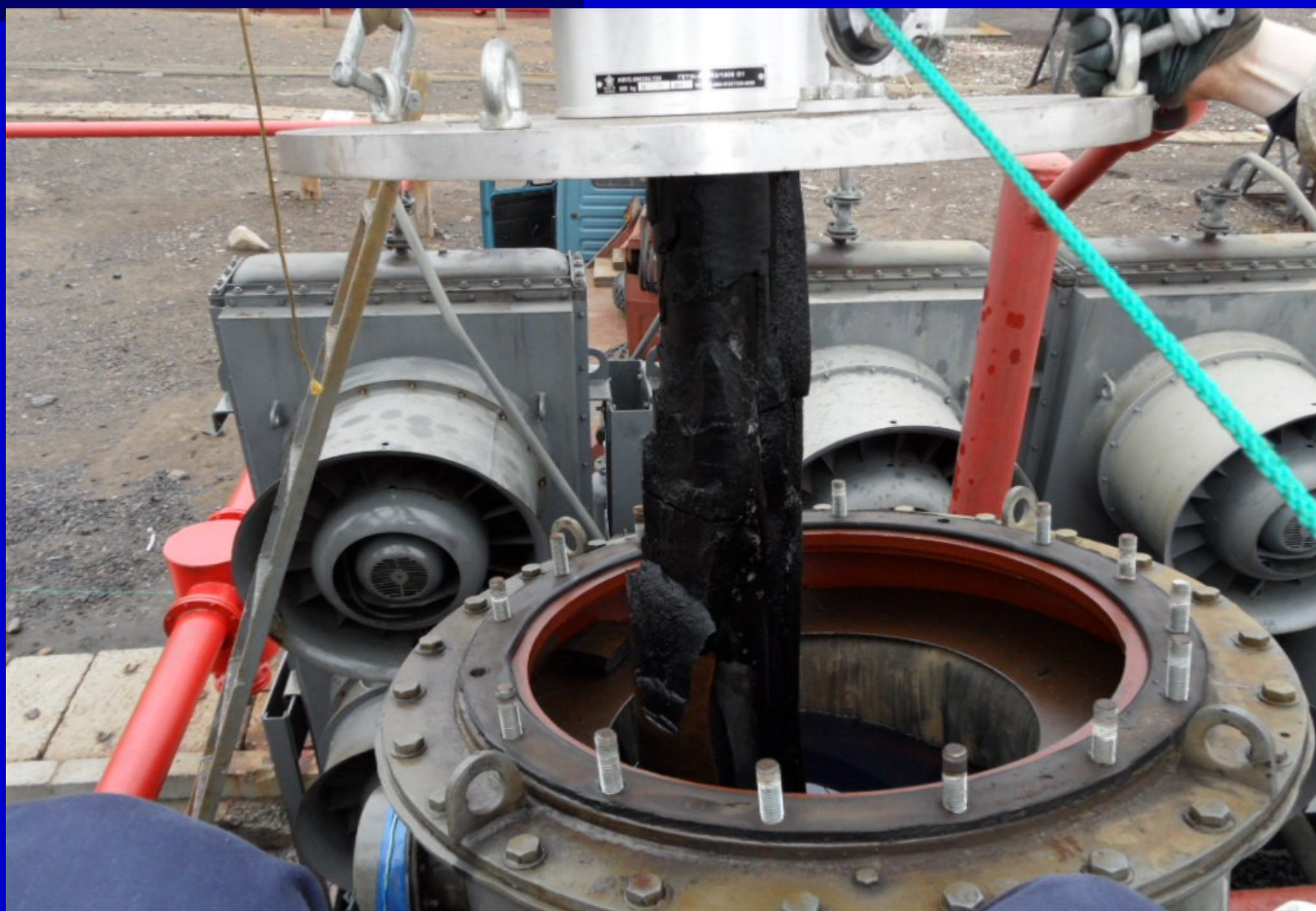
Испытание трансформаторного масла

ВВВОДОВ

- Масло вводов должно быть испытано в соответствии с требованиями ОНИЭ.
- Перед заливкой во вводы изоляционное масло должно отвечать специальным требованиям.
- Доливаемое во вводы масло должно отвечать требованиям ОНИЭ.
- Определение физико-химических характеристик масла из негерметичных вводов производится по требованиям ОНИЭ:
 - а) для вводов 110-220 кВ - 1 раз в 4 года;
 - б) для вводов 330-500 кВ - 1 раз в 2 года.
- Определение физико-химических характеристик масла из негерметичных вводов производится при получении неудовлетворительных результатов испытаний.
- Необходимость проведения хроматографического анализа растворенных в масле газов определяется техническим руководителем субъекта электроэнергетики по совокупности результатов испытаний ввода. Оценка результатов - в соответствии с рекомендациями

Вводы с **RIP** изоляцией

Поврежденный остов ввода 330 кВ ф. «С»



Испытание трансформаторного масла

- Поступающая на предприятие партия трансформаторного масла должна сопровождаться паспортом качества в соответствии с требованиями ОННЭ и подвергнута лабораторным испытаниям в соответствии с требованиями настоящего стандарта.
- Нормативные значения показателей качества для свежего масла в зависимости от его марки, которые производятся, приводятся в ОННЭ.
- На основании полученных результатов лабораторных испытаний масла определяют области его эксплуатации:
- а) область «нормального состояния масла» - интервал от предельно допустимых значений после заливки масла в электрооборудование, и до значений, ограничивающих область нормального состояния масла в эксплуатации,
- б) область «риска» (интервал от значений, ограничивающих область нормального состояния масла, до предельно допустимых значений показателей качества масла в эксплуатации,

Требования к качеству свежих масел, подготовленных к заливке в новое электрооборудование

- РД 34.46.303-98 (СО 34.46.303-98)
Методические указания по подготовке и проведению хроматографического анализа газов, растворенных в масле силовых трансформаторов.
- РД 153-34.0-46.302-00 (СО 34.46.302-00)
Методические указания по диагностике развивающихся дефектов по результатам хроматографического анализа газов, растворенных в трансформаторном масле.

ХРОМАТОГРАФИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ГАЗОВ, РАСТВОРЕННЫХ В ТРАНСФОРМАТОРНОМ МАСЛЕ (ХАРГ).

Наиболее наглядный пример выявления дефектного оборудования с помощью ХАРГ автотрансформатор типа ТДЦТГА-240000/220/110 ТЭЦ ВАЗа. Во время очередного анализа трансформаторного масла на ХАРГ было выявлено превышение концентраций по всем углеводородам и двуокиси углерода .

Автотрансформатор был остановлен для перевода ПБВ с 3-й ступени на 4-ю ступень; рост концентрации углеводородов остановился, но превышал допустимые нормы. В дальнейшем во время капитального ремонта была выполнена замена устройства ПБВ на фазе “В”. После этого концентрация углеводородов находится в пределах нормы.

**Ремонт устройства ПБВ на фазе “В”
автотрансформатора 240 МВА/220/110 кВ
№ 5ГТ ТЭЦ ВАЗа (по результатам ХАРГ)**

Дата	Концентрация растворенных в масле газов, % об.					
	Водород H ₂	Метан CH ₄	Этан C ₂ H ₆	Этилен C ₂ H ₄	Ацетилен C ₂ H ₂	Окись углерода CO
	0.01(норма)	0.01(норма)	0.005(норма)	0.01(норма)	0.001(норма)	0.06(норма)
11.03.86.	Отс.	0.5	0.14	0.87	0.0011	0.0298
13.03.86	Отс.	0.383	0.161	0.898	0.0014	0.0469
17.03.86	0.0154	0.488	0.155	0.858	0.00101	0.065
26.03.86	Отс.	0.336	0.159	0.933	0.00158	0.0658
03.04.86	Отс.	0.329	0.157	0.846	0.00063	0.0454
08.04.86	0.027	0.293	0.154	0.78	0.00049	0.041
26.05.86	0.027	0.206	0.113	0.741	0.00029	0.032
27.06.86	Отс.	0.161	0.107	0.593	Отс.	0.08
09.04.02	Отс.	0.0011	0.0004	0.0016	Отс.	0.034

Дефект ПБВ трансформатора ТД-80000/110 зав. №1894 ТЭЦ ВАЗа (данные ХАРГ)

Дата	Концентрация растворенных в масле газов, % об.					
	Водород H ₂	Метан CH ₄	Этан C ₂ H ₆	Этилен C ₂ H ₄	Ацетилен C ₂ H ₂	Окись углерода CO
	Норма-0.01	Норма-0.01	Норма-0.005	Норма-0.01	Норма-0.001	Норма-0.06
03.11.82	0.000913	0.0245	-	0.108	-	0.01
11.05.83	0.00186	0.0203	0.0234	0.212	0.000128	0.0275
07.12.83	0.00275	0.00389	0.0086	0.036	0.000065	0.0253
02.10.84	0.00173	0.00536	0.00712	0.0356	0.00008	0.0522
11.12.85	0.00263	0.00891	0.0134	0.0599	-	-
27.06.86	0.00183	0.00178	0.0044	0.0226	-	0.034
29.01.87	0.00203	0.00365	0.00349	0.0173	0.00005	0.0198
15.02.88	-	0.0331	0.00513	0.0108	-	0.19
10.08.88	0.0023	0.00436	0.008	0.045	-	-
22.05.89	0.0004	0.00068	0.000318	0.00124	-	0.005
9.04.02	Отс.	0.001	0.001	0.006	Отс.	0.045

Бак автотрансформатор 1АТ фаза "А" (данные ХАРГ) ПС 500 кВ Красноярская

Дата анализа	Концентрация газов, % об							Примечание
	H ₂ водород	CH ₄ метан	C ₂ H ₄ этилен	C ₂ H ₆ этан	C ₂ H ₂ ацетилен	CO ₂ диоксид	CO оксид	
Гранич. конц.	0,01	0,01	0,01	0,005	0,001	0,2	0,05	
23.08.01.	0.0016731	0.0001359	0.000075131	0	0	0.039456	0.0071293	До пуска
03.09.01.	0.0013289	0.00013743	8.3072e-05	0.00020657	-	0.028515	0.0063019	После пуска
11.10.01.	0.0040254	0.0011566	0.0020018	0.00019919	0.00048936	0.0020018	0.0095236	
05.12.01.	0.01207	0.00017705	9.7451e-05	8.2759e-05	-	0.050217	0.0021064	
30.07.02.	0.0071025	0.0062308	0.011955	0.0012838	0.00071189	0.10949	0.04831	
20.02.03.	-	0.0049663	0.0087269	0.00099774	0.00076626	0.11619	0.024245	
16.09.03.	0.0031155	0.0087763	0.015309	0.0019312	0.00068204	0.1279	0.03294	
18.09.03.	0.0030099	0.0082169	0.015263	0.0018665	0.00070937	0.1232	0.030721	
25.09.03.	0.0031517	0.0079339	0.014736	0.0020472	0.00062918	0.12063	0.029783	
03.10.03.	0.0032364	0.0079497	0.015033	0.0017515	0.00060882	0.11967	0.029847	
10.10.03.	0.0029064	0.0082091	0.01485	0.0019657	0.00065679	0.11531	0.030753	
17.10.03.	0.0028284	0.0077449	0.014733	0.0018601	0.00050756	0.11551	0.031288	
17.11.03.	0.0027413	0.0081653	0.014576	0.0019361	0.00055504	0.11559	0.030717	
28.01.04.	0.002299	0.0085394	0.014313	0.001629	0.00039982	0.11025	0.027527	
04.03.04	0.0022642	0.0085432	0.014157	0.001615	0.00029534	0.1095	0.02804	
13.07.04.	0.0050712	0.010095	0.016484	0.0023555	0.0010231	0.15477	0.037653	

Бак автотрансформатор 1АТ фаза "А" (данные ХАРГ) ПС 500 кВ Красноярская

Дата анализа	Концентрация газов, % об							Примечание
	H ₂ водород	CH ₄ метан	C ₂ H ₄ этилен	C ₂ H ₆ этан	C ₂ H ₂ ацетилен	CO ₂ диоксид	CO оксид	
Гранич. конц.	0,01	0,01	0,01	0,005	0,001	0,2	0,05	
19.07.04	0.0052783	0.010951	0.017217	0.00204	0.0010158	0.15563	0.03865	
24.08.04.	0.0042442	0.010324	0.016671	0.0020604	0.00078414	0.16123	0.041836	
16.02.05.	0.0026001	0.0091412	0.014898	0.0016722	0.00036497	0.13526	0.045815	
30.08.05.	0.0018699	0.0078375	0.014206	0.002055	0.00014074	0.15946	0.036374	
15.02.06.	0.041679	0.057607	0.10322	0.0080245	0.005678	0.18175	0.066502	
16.02.06.	0.041786	0.055015	0.099347	0.007763	0.005596	0.1841	0.06274	
18.02.06.	0.039354	0.054082	0.10224	0.0081364	0.0056121	0.17799	0.061653	
18.02.06	0.035421	0.0481	0.0925	0.0084	0.00445	0.126	0.055426	красэнерго
20.02.06.	0.038072	0.047662	0.091634	0.0073302	0.0049601	0.1782	0.053633	
21.02.06.	0.042906	0.059569	0.10673	0.0084106	0.0058577	0.19089	0.069437	
22.02.06.	0.037094	0.051028	0.099747	0.0081658	0.0052944	0.18243	0.057373	
26.02.06.	0.038212	0.058347	0.10653	0.0085644	0.0054893	0.18317	0.067666	
06.03.06.	0.03697	0.057396	0.10615	0.0084982	0.0054116	0.18366	0.065844	

Бак автотрансформатор 1АТ фаза "А" (данные ХАРГ) ПС 500 кВ Красноярская

Дата	H ₂ водород	CH ₄ метан	C ₂ H ₄ этилен	C ₂ H ₆ этан	C ₂ H ₂ ацетилен	CO ₂ диоксид	CO оксид	Примечание
граница	0,01	0,01	0,01	0,005	0,001	0,2	0,05	
13.03.06.	0.039632	0.065367	0.11153	0.0092105	0.0056202	0.19616	0.078586	
14.03.06.	0.035579	0.058069	0.10701	0.0085287	0.0053531	0.1819	0.065772	
20.03.06.	0.033541	0.053584	0.10084	0.008221	0.0048861	0.17428	0.061068	
22.03.06.	0.035524	0.058598	0.10549	0.008444	0.0053465	0.19582	0.068185	21.03.нагрев t-62 ⁰ C
24.03.06.	0.035559	0.061686	0.11242	0.0090351	0.0057343	0.21148	0.071633	23.03.нагрев t-52 ⁰ C
27.03.06.	0.032195	0.058044	0.10507	0.0084278	0.005231	0.19243	0.067989	
03.04.06.	0.027451	0.051423	0.098629	0.0080567	0.0046696	0.18497	0.058536	
10.04.06.		0.04796	0.09037	0.00732	0.00423	0.1696	0.05507	
18.04.06.	0.02524	0.0495	0.09653	0.00789	0.00449	0.1798	0.0556	анализ до дегазации
18.04.06.	0.000101	0.00179	0.01071	0.00099	0.00032	0.01207	0.00074	Проба из УВМ 17.04.06
19.04.06.	0.00121	0.00345	0.01051	0.0011	0.0004	0.017	0.00341	Проба из АТ
20.04.06.	0.001	0.00302	0.00941	0.001	0.00045	0.0225	0.00329	Верх бака АТ
20.04.06.	0.00105	0.002905	0.00916	0.00097	0.00039	0.0185	0.00305	Низ бака АТ
29.04.06.	0.0017149	0.0025792	0.0076831	0.00077778	0.00049513	0.029358	0.0032382	Введен в работу Отбор 1
30.04.06.	0.0011941	0.0024473	0.0074007	0.00071913	0.00048932	0.021008	0.0029969	Отбор 2
01.05.06.	0.0010714	0.0023811	0.0075578	0.00075915	0.00046647	0.026149	0.0027191	Отбор 3
02.05.06.	0.0015082	0.0033008	0.0086378	0.00079866	0.00064396	0.027311	0.0045721	Отбор 4
03.05.06.	0.0014479	0.0030678	0.0084479	0.00079055	0.00059764	0.027293	0.004044	Отбор 5
04.05.06.	0.001587	0.0029438	0.0085054	0.00076606	0.00045225	0.027671	0.0036705	Отбор 6
05.05.06.	0.0015706	0.0029313	0.0083429	0.00082508	0.00060852	0.028439	0.0035957	Отбор 7
06.05.06.	0.0019635	0.0037978	0.010074	0.00097016	0.00069993	0.032878	0.0043656	Отбор 8 прот. 55-06
07.05.06.	0.002	0.00384	0.0103	0.00106	0.00081	0.0346	0.0045	Прот 56-06 ???
17.05.06.	0.0020737	0.0040995	0.011199	0.0010289	0.0010494	0.05312	0.005641	Прот 59-06
19.05.06.	0.0020725	0.0041806	0.011186	0.0010385	0.0010953	0.055113	0.0058263	Прот 60-06 бак низ
19.05.06.	0.0015289	8.1646 e ⁻⁰⁶	7.3292 e ⁻⁰⁵	--	--	0.0011248	0.0001414	Прот 61-06 газ реле
24.05.06.	0.0022262	0.0052097	0.012873	0.0011542	0.0012851	0.066563	0.0078786	Прот 63-06
31.05.06.	0.0044039	0.0077912	0.018087	0.0016828	0.0014065	0.071879	0.0075196	Прот 68-06
08.06.06.	0.0049607	0.0089833	0.019128	0.0017805	0.0015199	0.083537	0.010071	Прот 84-06
16.06.06								
19.06.06.	0.003894	0.0081982	0.01928	0.0018628	0.0014409	0.086808	0.0090475	Прот 86-06
26.06.06.	0.0033944	0.0081921	0.019881	0.0019611	0.0015091	0.090486	0.0083048	Прот 90-06
05.07.06.	0.0031642	0.0080198	0.018904	0.0017955	0.0014806	0.10189	0.0096881	Прот 106-06

Бак автотрансформатор 1АТ фаза "А" (данные ХАРГ) ПС 500 кВ Красноярская

Дата	H ₂ водород	CH ₄ метан	C ₂ H ₄ этилен	C ₂ H ₆ этан	C ₂ H ₂ ацетилен	CO ₂ диоксид	CO оксид	Примечание
граница	0,01	0,01	0,01	0,005	0,001	0,2	0,05	
26.06.06.	0.0033944	0.0081921	0.019881	0.0019611	0.0015091	0.090486	0.0083048	Прот 90-06
05.07.06.	0.0031642	0.0080198	0.018904	0.0017955	0.0014806	0.10189	0.0096881	Прот 106-06
12.07.06.	0.003653	0.0089888	0.020036	0.0018834	0.0015617	0.10362	0.011552	Прот 107-06
19.07.06.	0.0022975	0.0067272	0.017634	0.0016899	0.0012412	0.096034	0.0076529	Прот 125-06
02.08.06.	0.0031231	0.0092789	0.022612	0.0019838	0.0014819	0.12101	0.016074	Прот 146-06
08.08.06.	0.0032334	0.0095949	0.022177	0.0020672	0.0015991	0.20866	0.013447	Прот 150-06
.								
25.08.06.	0.0028594	0.0088023	0.020394	0.0019262	0.0014519	0.1231	0.011961	Прот 167-06
31.08.06.	0.0025479	0.0077856	0.018878	0.0018189	0.0012228	0.10632	0.011813	Прот 169-06
13.09.06.	0.0027357	0.0096135	0.021129	0.0020971	0.0015253	0.12989	0.015514	Прот 174-06
28.09.06	0.0029036	0.0091365	0.019639	0.0019556	0.0014518	0.12155	0.015233	Прот 183-06
19.10.06	0.0022404	0.0080789	0.017754	0.0018314	0.0012058	0.12648	0.015371	
25.10.06	0.0022598	0.0075073	0.017808	0.00183	0.001172	0.12957	0.012606	Прот 199-06
01.11.06	0.00064666	0.0018554	0.005025	0.00062196	0.00022623	0.028665	0.0023159	Прот. 201-06. После диагностики
13.11.06	0.00083098	0.0018859	0.0052875	0.00066059	0.00039633	0.040311	0.0028275	Прот. 032-06
15.11.06	0.00094143	0.0021273	0.005597	0.00061858	0.00039422	0.039951	0.0034604	Прот. 204-06
21.11.06	0.0015271	0.0029645	0.0069653	0.00065272	0.00044544	0.055673	0.0040652	Прот. 207-06
01.12. 06	0.0011911	0.002363	0.0061373	0.0006396	0.00038756	0.039452	0,0032531	Прот. 207-06
11.01. 07	0.001325	0.002747	0.0064128	0.00062842	0.00037363	0.058897	0,004479	Прот. 1-07
12.02.07	0.0012959	0.00229	0.005134	0.0004711	0.0003062	0.04811	0.004226	Прот. 12-07
13.03.07	0.0013008	0.003233	0.0074392	0.00074246	0.00022734	0.053741	0.0064432	Прот. 20-07
24.01.08	0.0015467	0.0044933	0.0090487	0.0013106	0.00030173	0.096421	0.015058	Прот .8-08

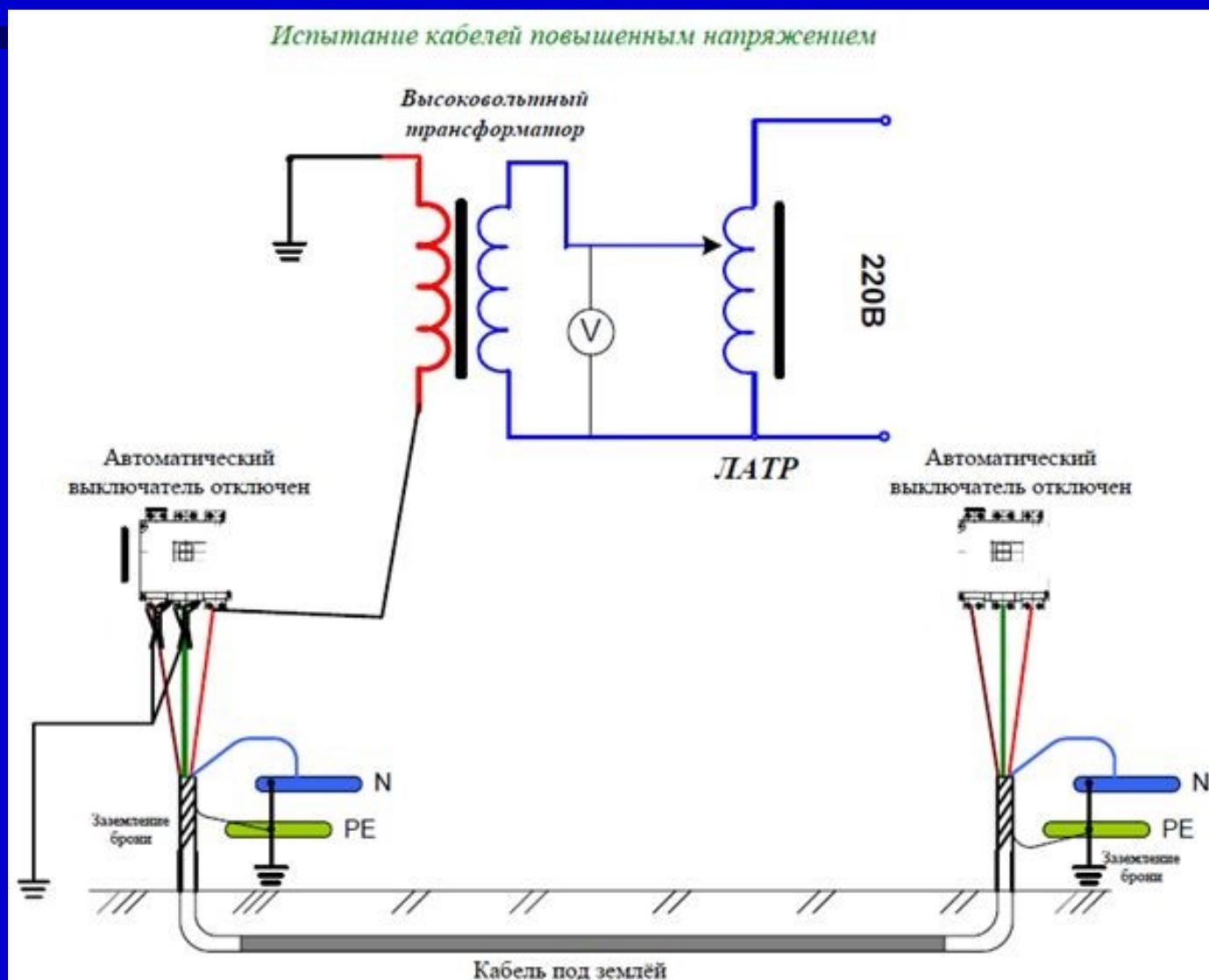
Испытания конденсаторов

Конденсаторы связи, конденсаторы отбора мощности, конденсаторы для делителей напряжения, конденсаторы для повышения коэффициента мощности, конденсаторы продольной компенсации и конденсаторы для защиты от перенапряжений.

1. При обнаружении течи (капельной или иной) жидкого диэлектрика конденсатор бракуется независимо от результатов испытаний.
2. Сопротивление разрядного резистора не превышать 100 МОм.
3. Ёмкость измеряется у каждого отдельно стоящего конденсатора с выводом его из работы или под рабочим напряжением (измерения емкостного тока или распределения напряжения).
4. Измерение тангенса $\operatorname{tg} \delta$ на конденсаторах связи, конденсаторах отбора мощности и конденсаторах делителей напряжения.
5. Повышенным напряжением испытывается изоляция относительно корпуса при закороченных выводах конденсатора.

Испытания силовых кабелей

Испытание кабелей повышенным напряжением



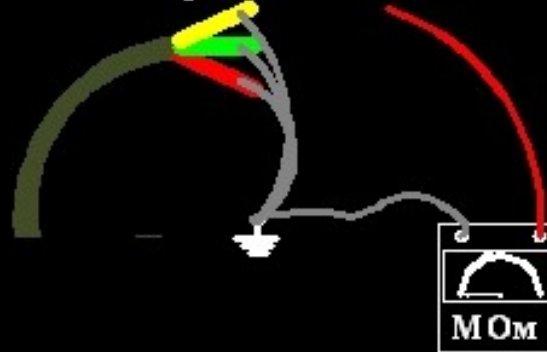
Испытания силовых кабелей

Измерение сопротивления изоляции КЛ
Мегаомметром 2500 В. У КЛ 1 кВ и ниже - не ниже 0,5
МОм. У КЛ с БПИ 2÷500 кВ - сопротивление изоляции не
нормируется. У кабелей с изоляцией СПЭ не требуется.

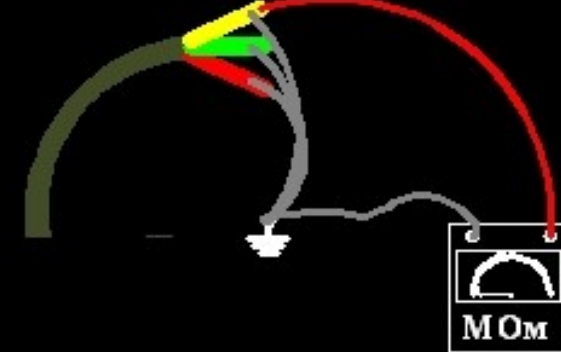
1. Заземлили жилы кабеля
(оболочку, экран, броню)



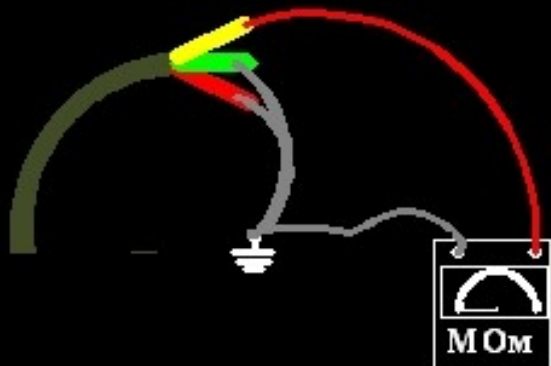
2. Посадили один конец
мегаомметра на землю



3. Второй на испытываемую жилу



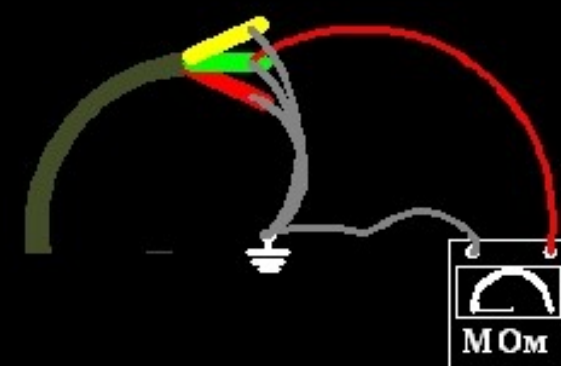
4. С испытываемой жилы сняли землю



5. После измерения посадили
землю на испытанную жилу



6. Перешли к следующей жиле



Испытания силовых кабелей

Изоляция КЛ 6-35 кВ с СПЭ и БПИ бумажной пропитанной изоляцией, КЛ 6-35 кВ с БПИ с вставками с кабелем СПЭ - переменным напряжением СНЧ 0,1 Гц.

FRIDA (30кВ)

Компактная система



VIOLA (60кВ)

Двухмодульная система

PHG TD/PD (80 кВ)

Система испытаний и диагностики



Испытания силовых кабелей

Испытания кабелей СПЭ 110-500 кВ повышенным переменным напряжением осуществляются частотой 20-300 Гц высоковольтной испытательной установки. Продолжительность - 60 мин.



Испытания силовых кабелей

Сопротивление жил кабелей постоянному току на 1 мм² сечения, 1 м длины, при температуре 20 °С, должно быть не более 0,01793 Ом для медной и 0,0294 Ом для алюминиевой жил. Измеренное сопротивление -не более чем на 5 %

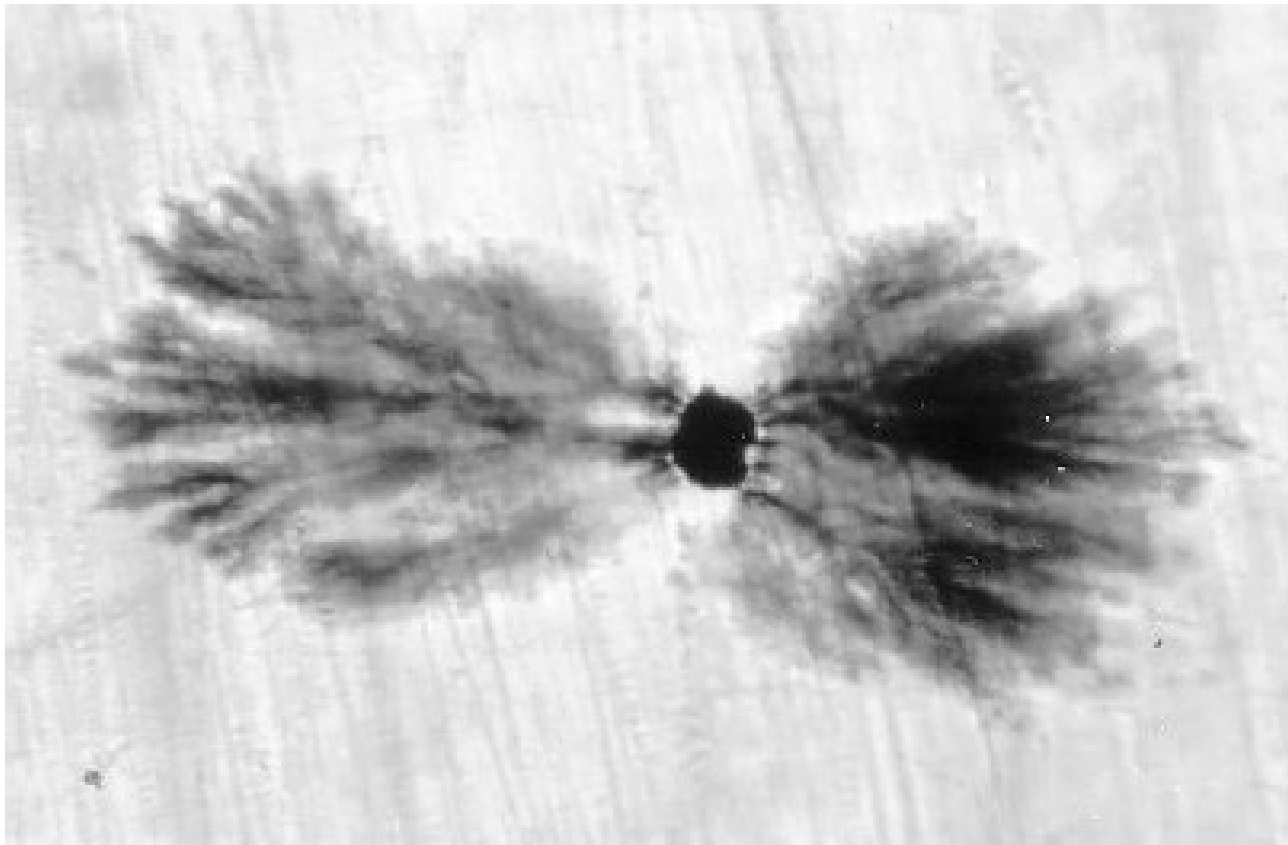
Измеренное значение сопротивления пересчитывается на температуру 20°С по формуле

$$R_{20} = \frac{R_T}{1 + \alpha \cdot (T - 20)},$$

где R₂₀ — определяемое сопротивление при 20°С, Ом;
R_T — сопротивление, измеряемое при температуре T, Ом;
α — температурный коэффициент сопротивления, °С-1
(0,00393 — для мягкой отожженной меди; 0,0381 — для твердой меди; 0,00403 — для алюминия).

Дефекты силовых кабелей из СПЭ

«Водяное дерево» типа бабочки в толще полиэтиленовой изоляции кабеля 35 кВ



Контроль состояния воздушных линий электропередачи



СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ
ОАО «ФСК ЕЭС»

СТО 56947007-
29.240.55.111-2011

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ОЦЕНКЕ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ
ВЛ И ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА КОМПОНЕНТОВ ВЛ

- 1. Ширина просек ВЛ, проходящей в лесных массивах, зонах зеленых насаждений должна соответствовать нормам.**
2. Контроль расположения элементов (3 % количества опор): заглубления опор, фундаментов в грунте, расположение опор на оттяжках, а также - ригелей и анкеров оттяжек.
3. Контроль положения опор. Отклонения вдоль и поперек оси ВЛ, положение траверс.
4. Размеры сколов и трещин фундаментов, отклонения анкерных болтов, их размеров.
Зазоры между опорной пятой опоры и фундаментом не допускаются. Коррозия анкерных болтов фундаментов не должна превышать 20 %.
5. Измерение расстояний от проводов до поверхности земли, до различных объектов и сооружений в местах сближений и пересечений, между проводами разных линий при совместной подвеске проводов.
6. Стрела провеса не должна отличаться от предусмотренной проектом более чем на 5 %.
7. Измерение сопротивления фарфоровых изоляторов производится в соответствии с требованиями изготовителей.
8. Дистанционный контроль полимерных и фарфоровых изоляторов производится тепловизорами.

Контроль состояния воздушных линий электропередачи

Коррозия анкерных болтов фундаментов не должна превышать 20 %.

Значительная степень коррозии заглубленных металлических несущих элементов опор.

При строительстве данной ВЛ в 1962 - 1968 гг. установка U-образных болтов промежуточных опор выполнялась без их предварительного изоляционного покрытия полимерными липкими лентами или покрытий на основе битумно-резиновых, битумно-полимерных и т.п. составов с армирующей обмоткой, что в настоящее время предписано требованиями СНиП 2.03.11-85 и СП 28.13330.2012 для конструкций в грунте.



Контроль состояния воздушных линий электропередачи

Фрагменты поврежденного коррозией U-образного болта анкерной ж/б опоры ВЛ 220 кВ, демонтированного по факту аварии (не обработанного при монтаже изоляционными покрытиями на основе битумно-резиновых, битумно-полимерных и т.п.). Верхние участки U-образного болта внешне практически не имеют следов коррозии с потерей сечения, нижние части локально имеют 100%-ную степень разрушения сечения



Контроль состояния воздушных линий электропередачи

Значительная степень коррозии несущих элементов, обусловленная наличием навалов грунта. В ходе проверки было выявлено наличие навалов грунта на клинкоушах оттяжек опоры № 103, послужившее предпосылками для коррозии данных элементов, а также коррозии петель уложенных в них тросов оттяжек с обрывом части жил.



Контроль состояния воздушных линий электропередачи

Коррозия троса вантовой оттяжки опоры № 103 с обрывом жил, коррозия резьб U-образных болтов с разрушением. Трос вантовой оттяжки опоры № 103, имеющий видимые разрывы отдельных жил вследствие коррозии с большой долей вероятности имеет еще большую степень коррозионного износа, которая находится за границами допустимого п. 4.6.3. СО 34.20.504-94, согласно которому, «...при уменьшении сечения более 20% оттяжка должна быть заменена...».



Контроль состояния воздушных линий электропередачи

Неисправности устройств заземления опор вследствие низкого качества выполненных работ по ремонту ж/б фундаментов.

Недостаток заключается в замоноличивании заземляющих спусков стоек опор в бетон отремонтированных верхних частей фундаментов



Контроль состояния воздушных линий электропередачи

Наличие ДКР в площадях опор



МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ И ДИАГНОСТИКИ

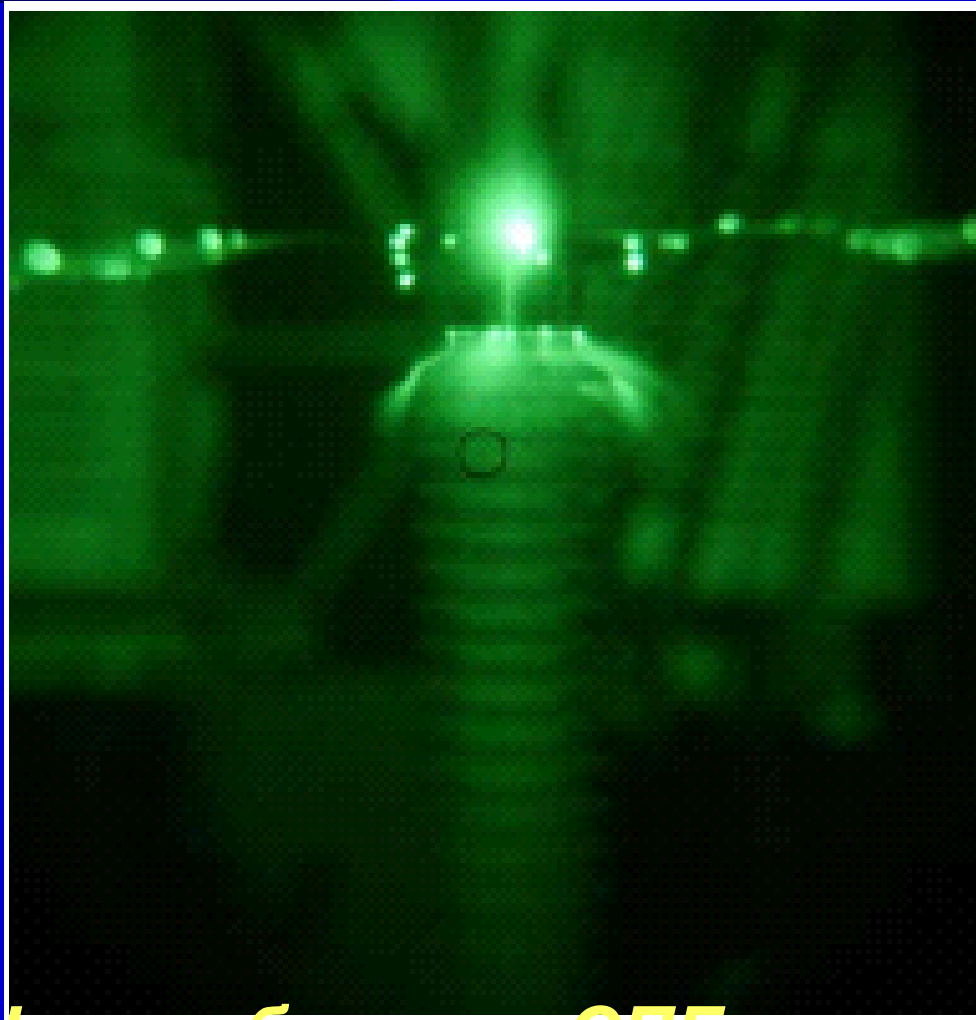
- Тепловизионный контроль;
- Ультрафиолетовый контроль;
- Мониторинг уровня ЧР в изоляции;
- Хроматографический анализ (ХАРГ);
- Контроль $\text{tg}\delta$ под рабочим напряжением
- Дефектографирование низковольтными импульсами (НВИ) геометрии обмоток;
- Frequency Response Analysis (FRA)

Прибор ЭОД «ФИЛИН-6М».



Новосибирская СПБ «Электросетьсервис»

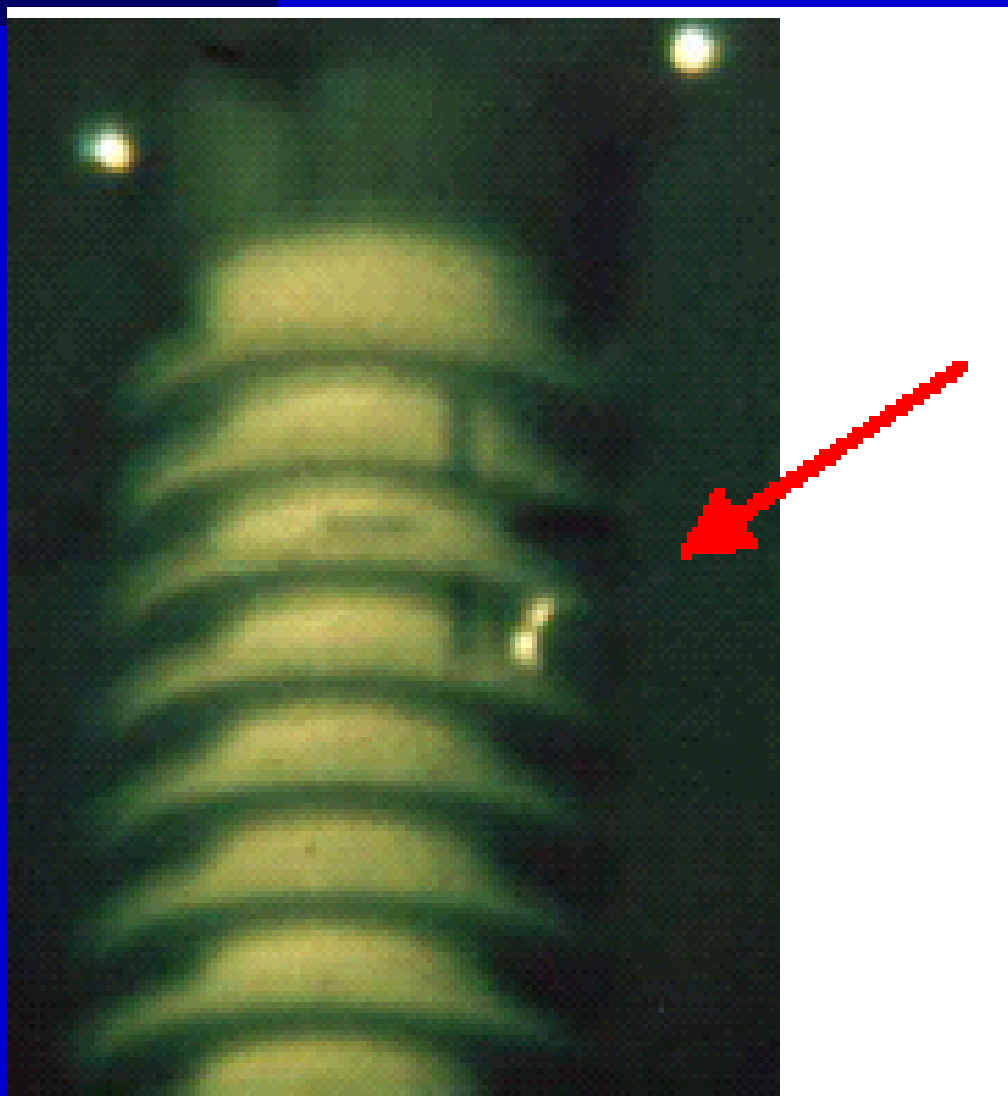
Обследование полимерного опорного изолятора на предмет наличия короны

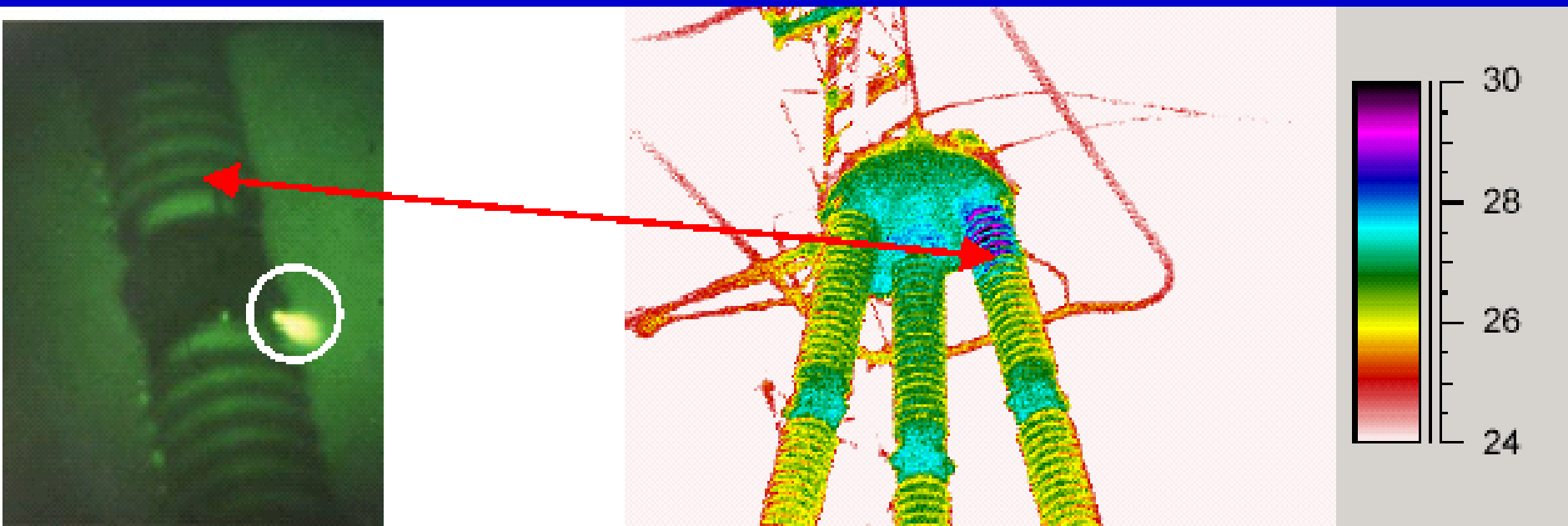


Новосибирская СПБ

Контроль опорной фарфоровой изоляции

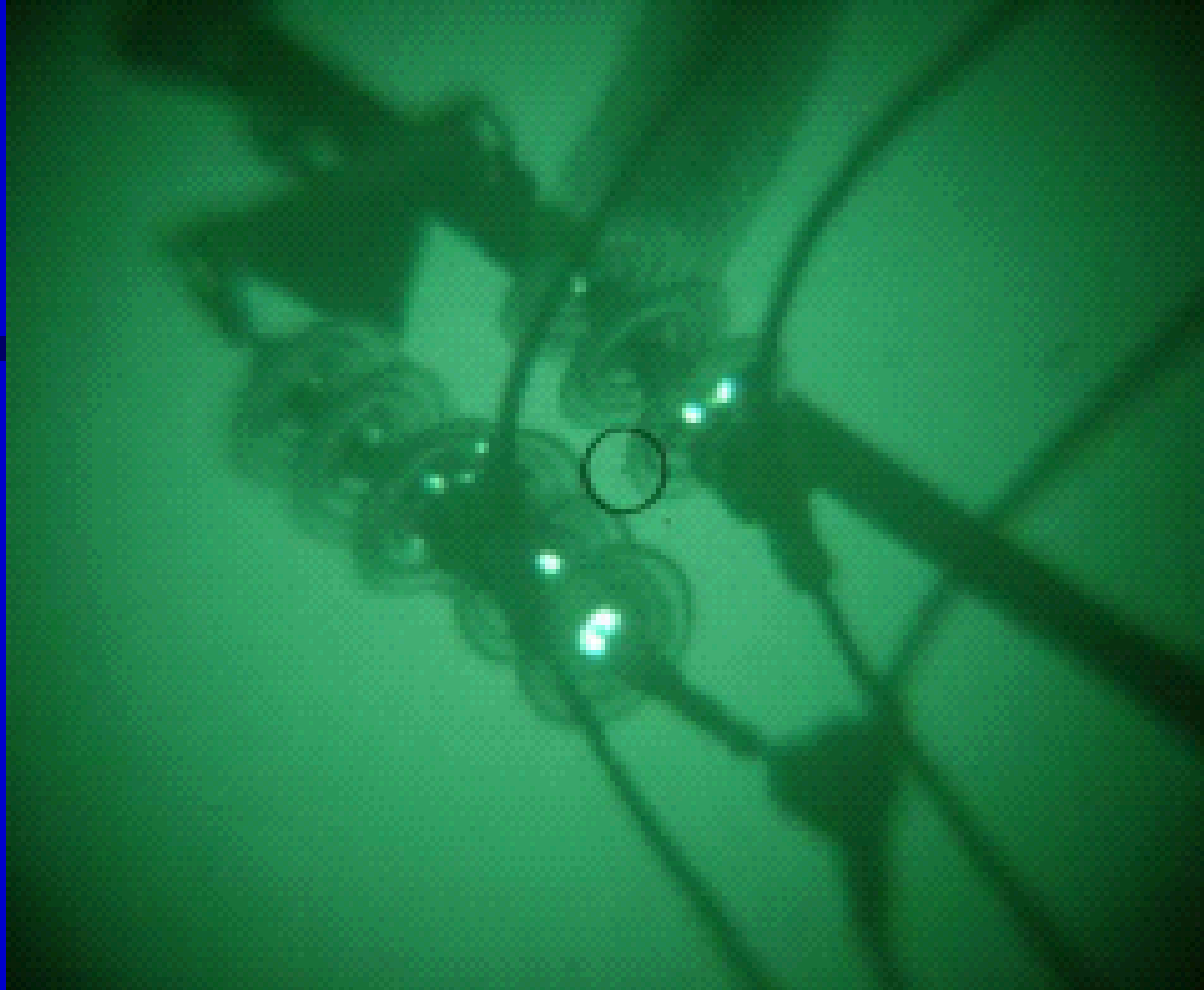
Трещина опорного изолятора





Мощная корона на нижнем фланце опорного изолятора разъединителя 500 кВ с «водонаполненным» фарфором и термограмма этого изолятора

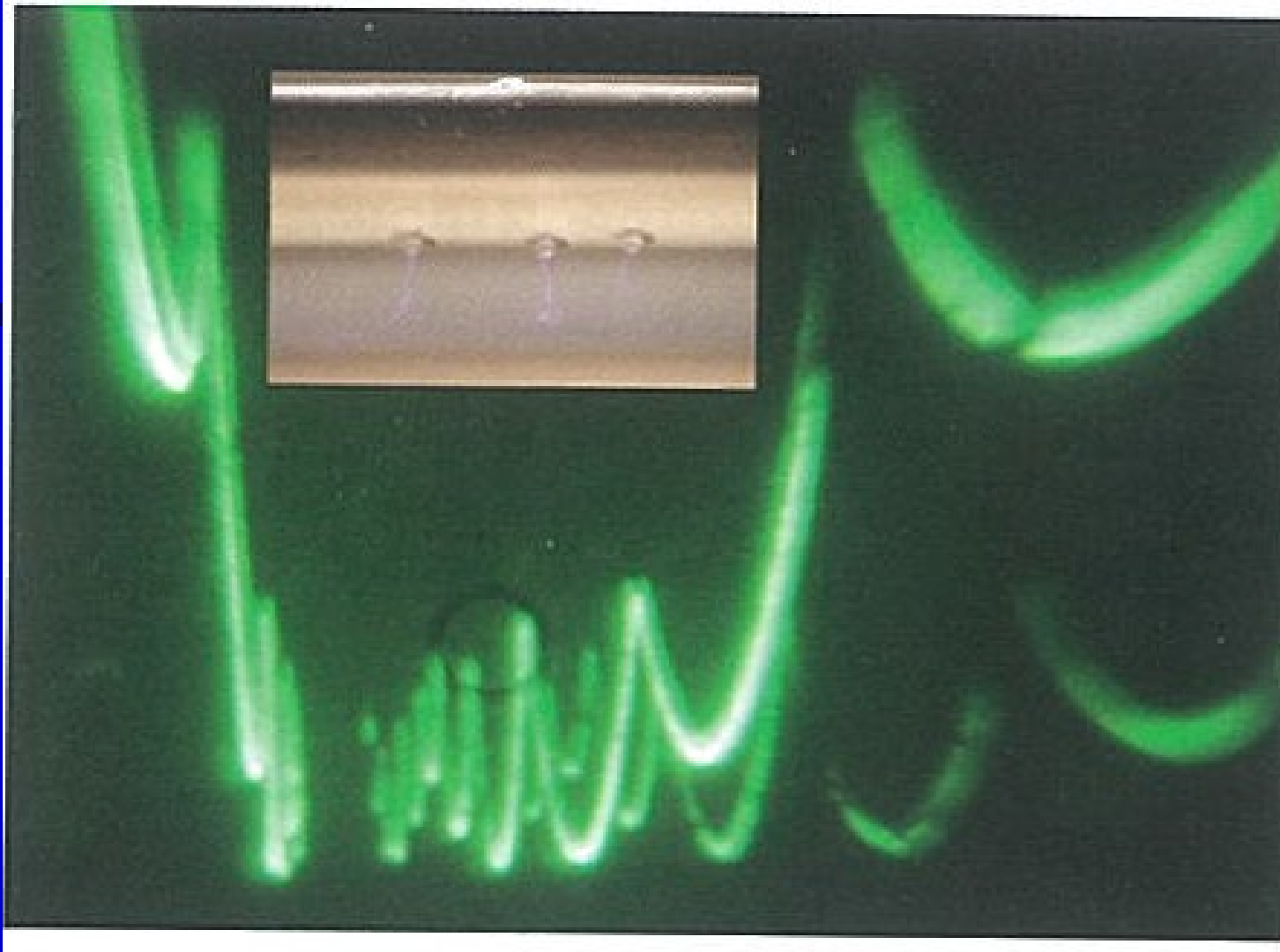
Новосибирская СПБ «Электросетьсервис»



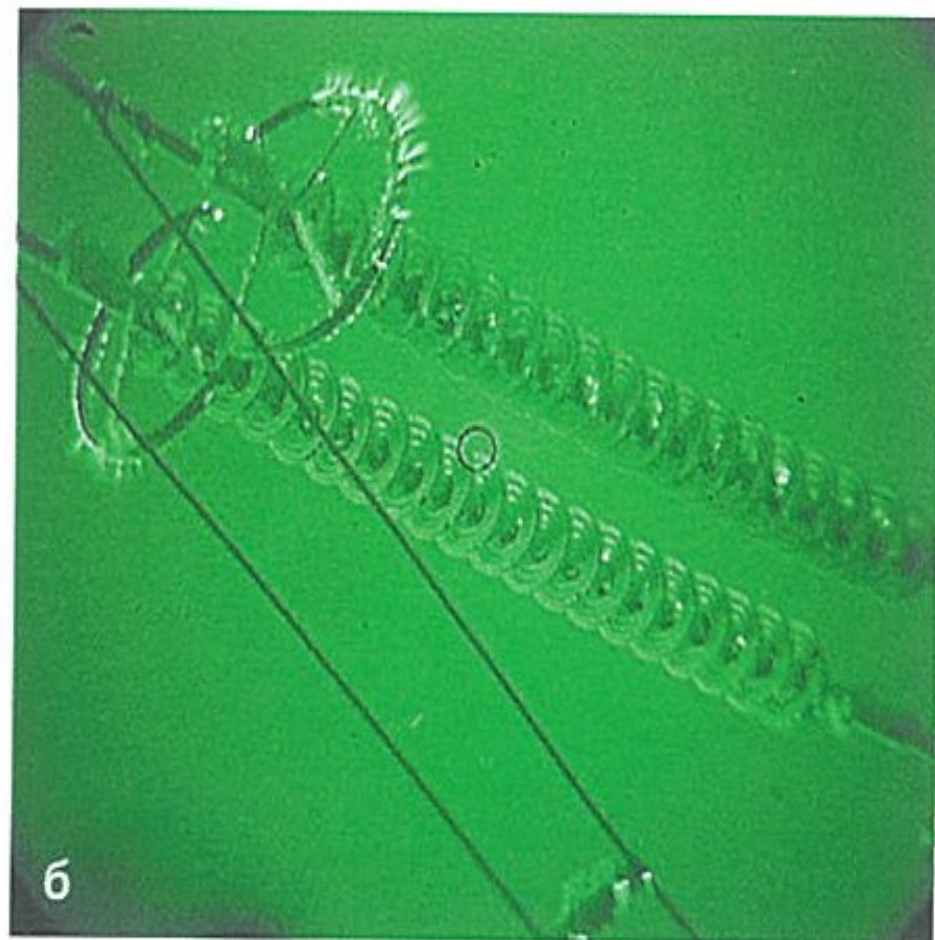
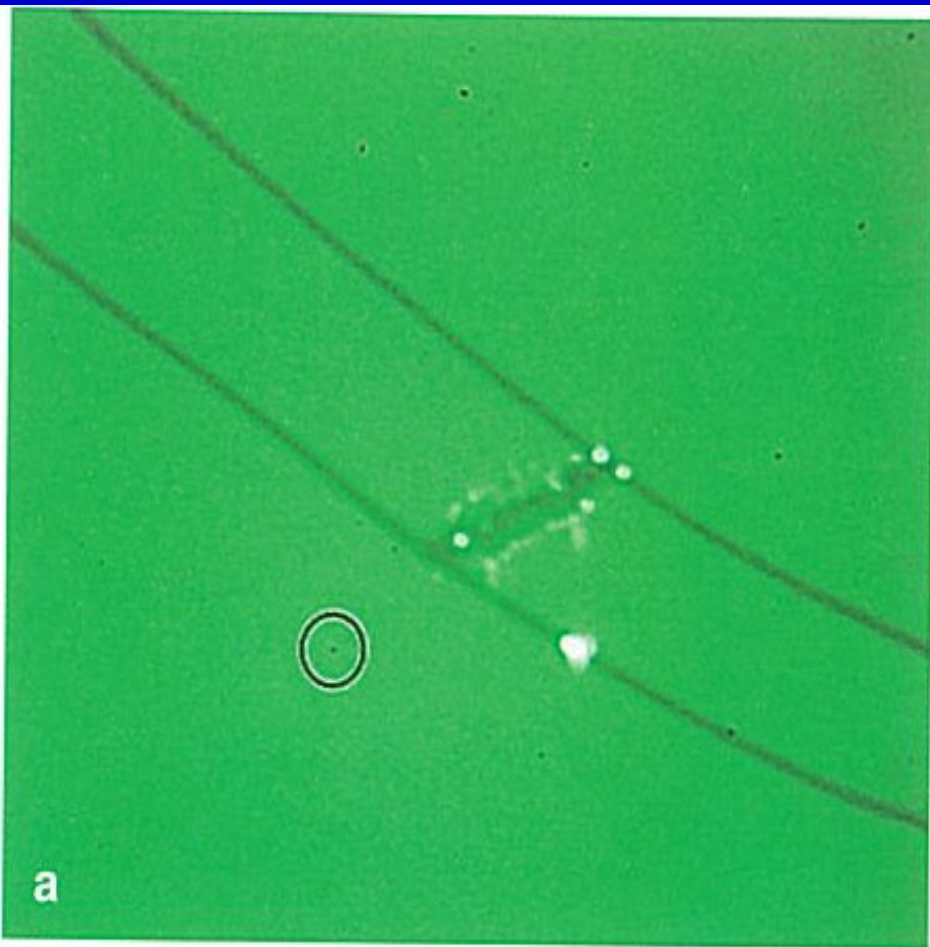
Контроль подвесной изоляции.

**Поверхностный ЧР на стеклянных изоляторах на
линии с изолированными составляющими фазы**

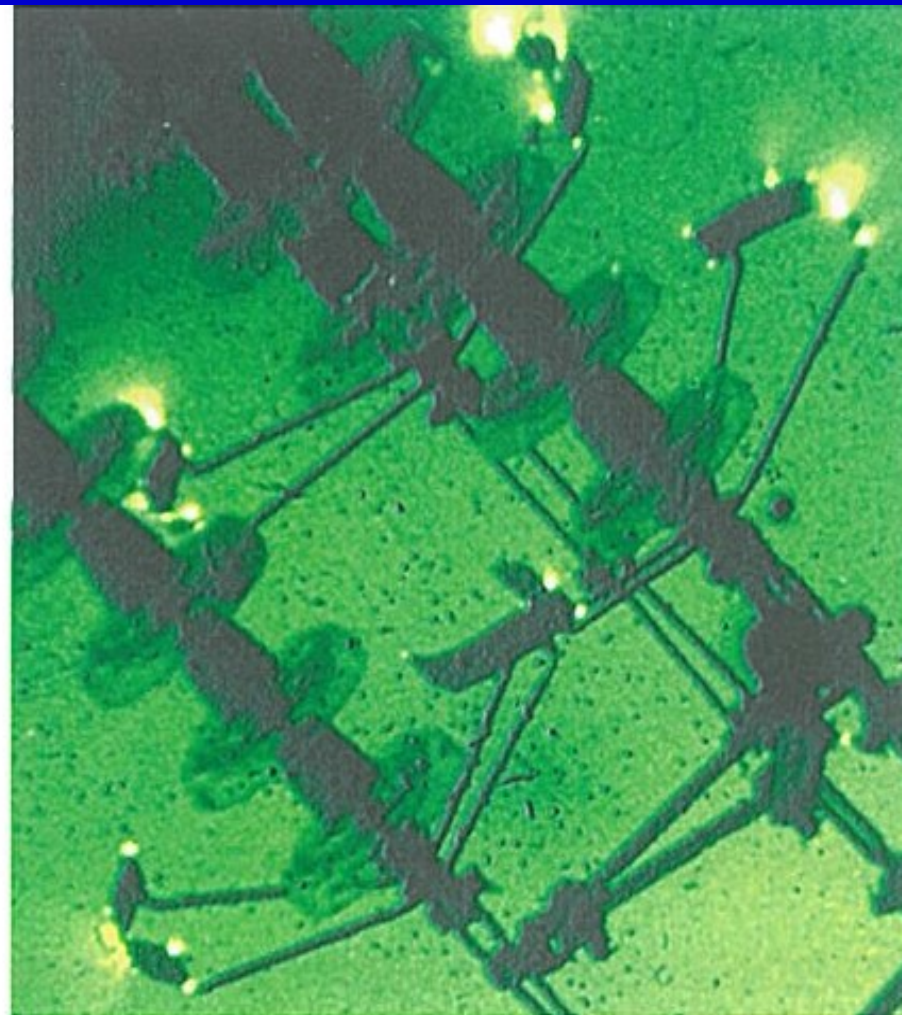
Новосибирская СПБ «Электросетьсервис»



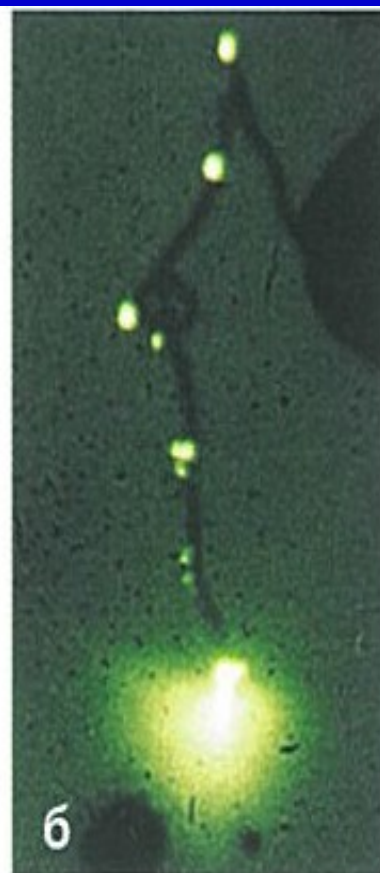
Корона на каплях воды (врезанный фрагмент) и на проводах линии 500 кВ в морозящий дождь



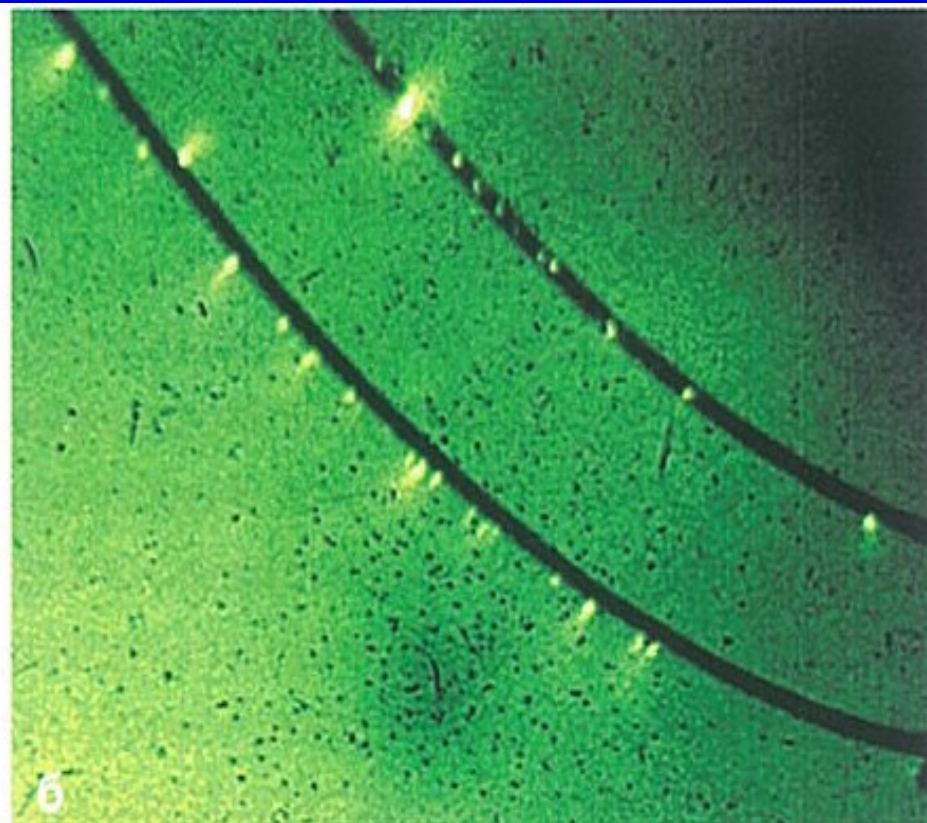
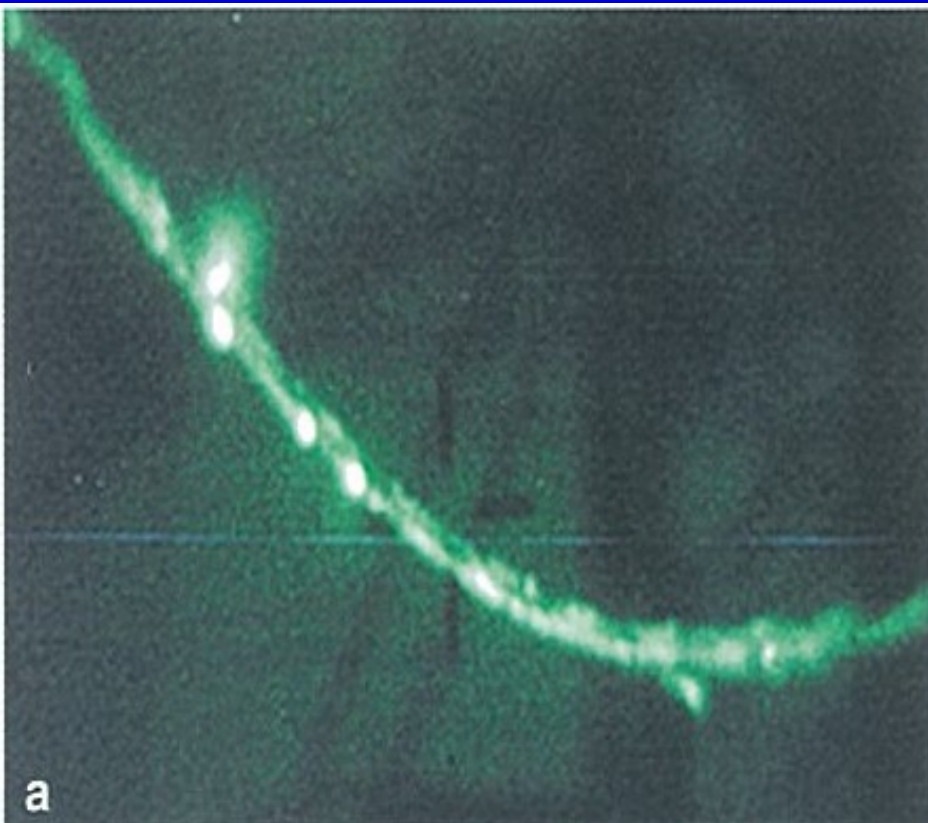
Внешний вид короны на распорке (а) и экранах (б) воздушной линии электропередачи 330 кВ



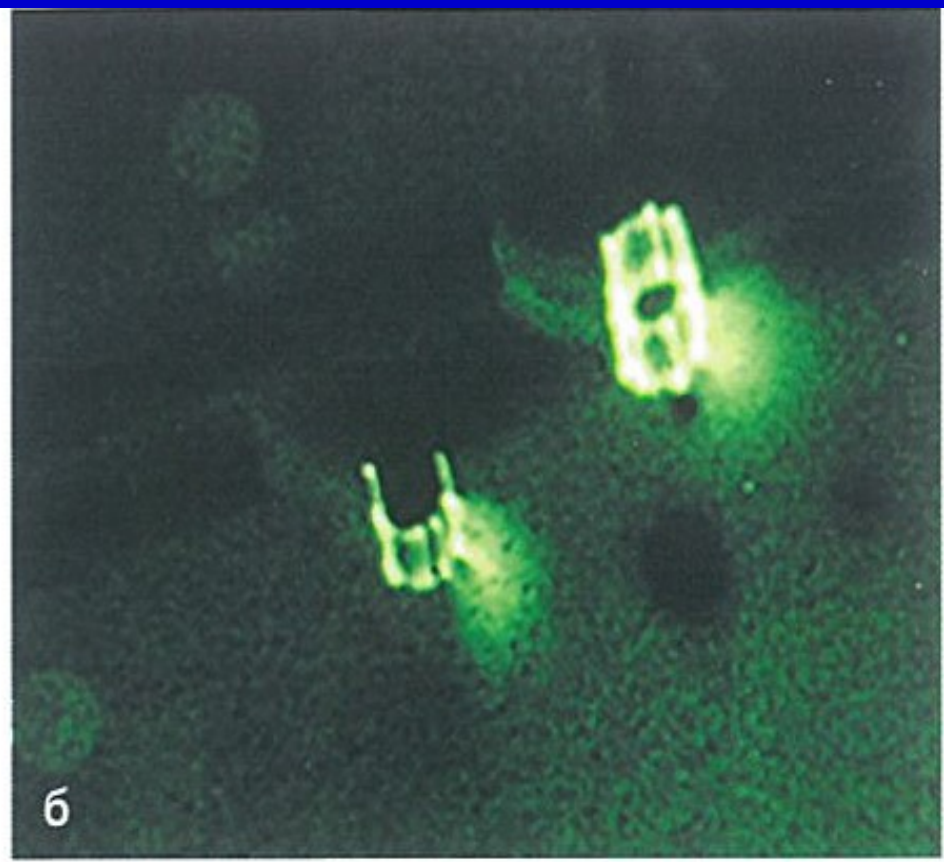
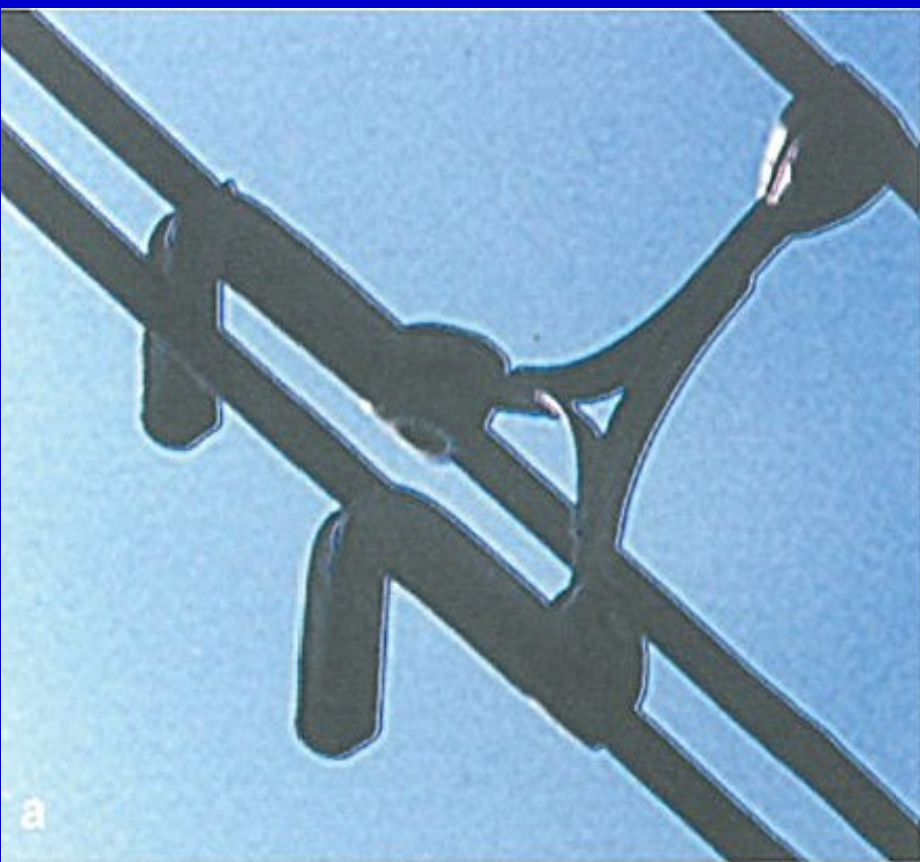
Корона на экранах натяжных гирлянд
изоляторов анкерно-угловых опор ВЛ 500 кВ



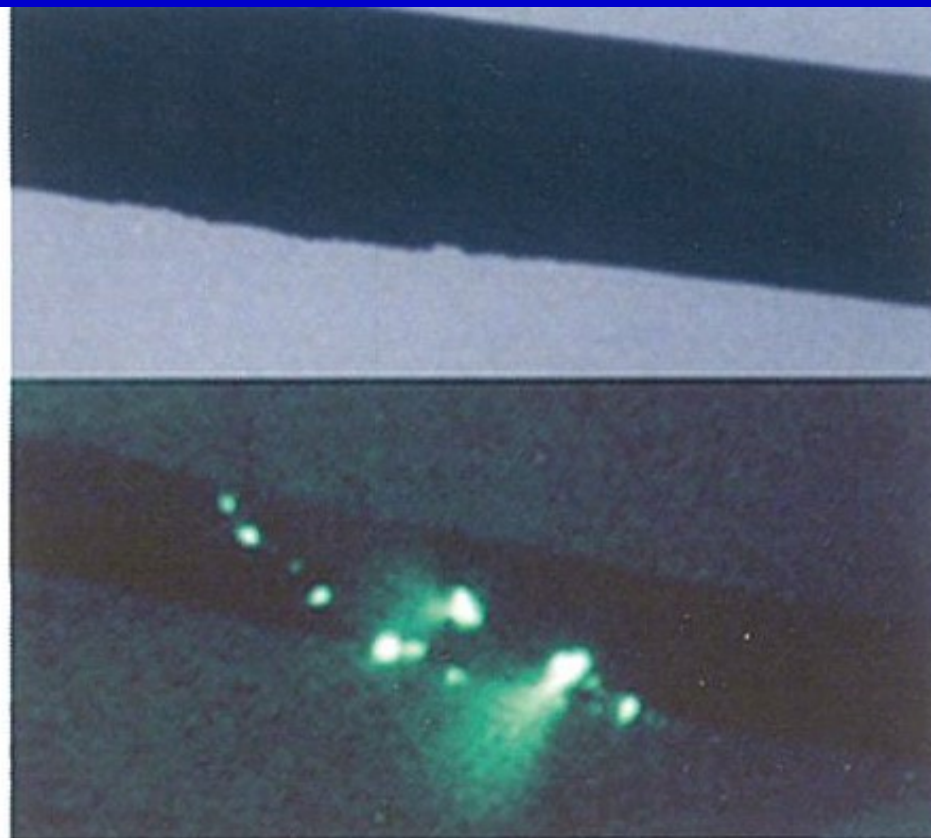
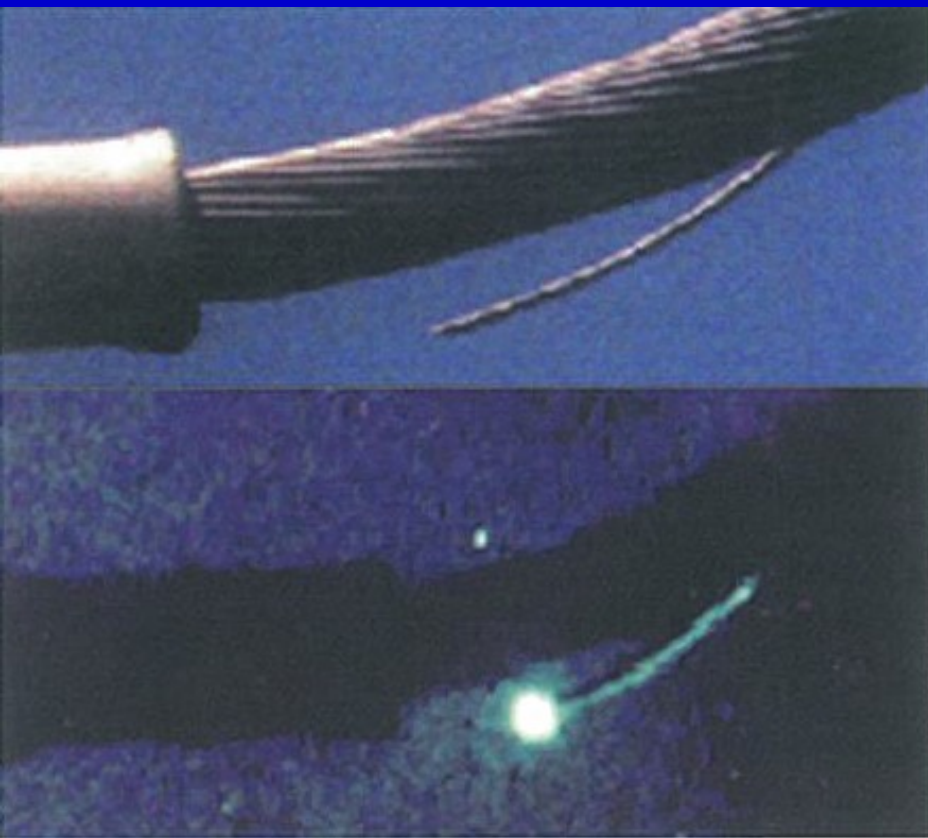
Корона на острых кромках и болтах конденсатора связи (а) и на такелажной проволоке верхнего модуля трансформатора напряжения 220 кВ (б)



Коронирование шлейфов в ячейках
измерительных трансформаторов напряжения
220 кВ (а) и 500 кВ (б)

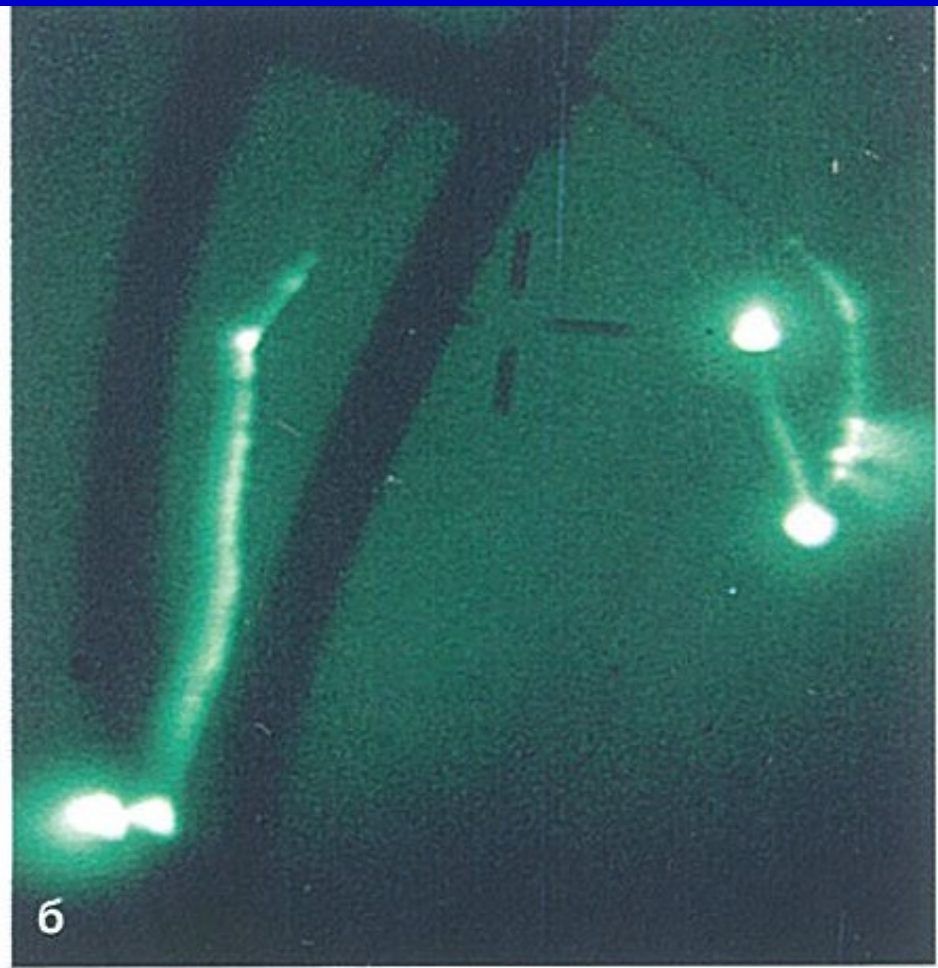
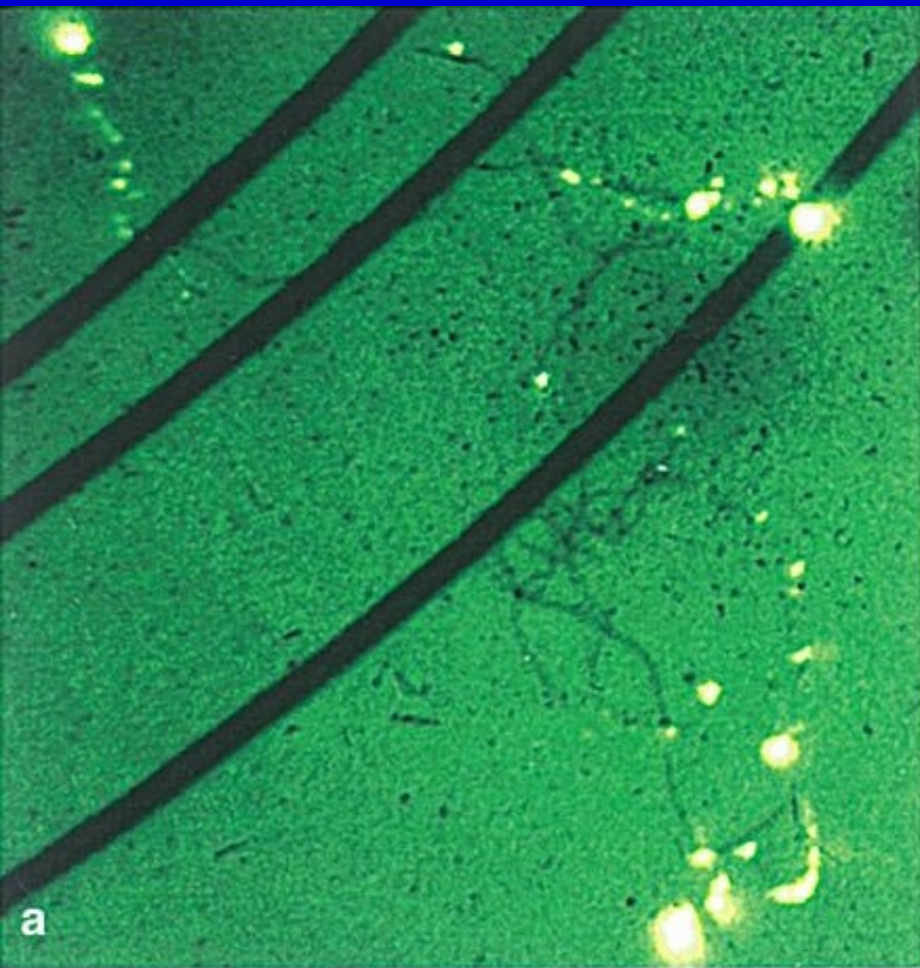


Ответвительные зажимы на шинах 500 кВ (а)
и корона на них (б)

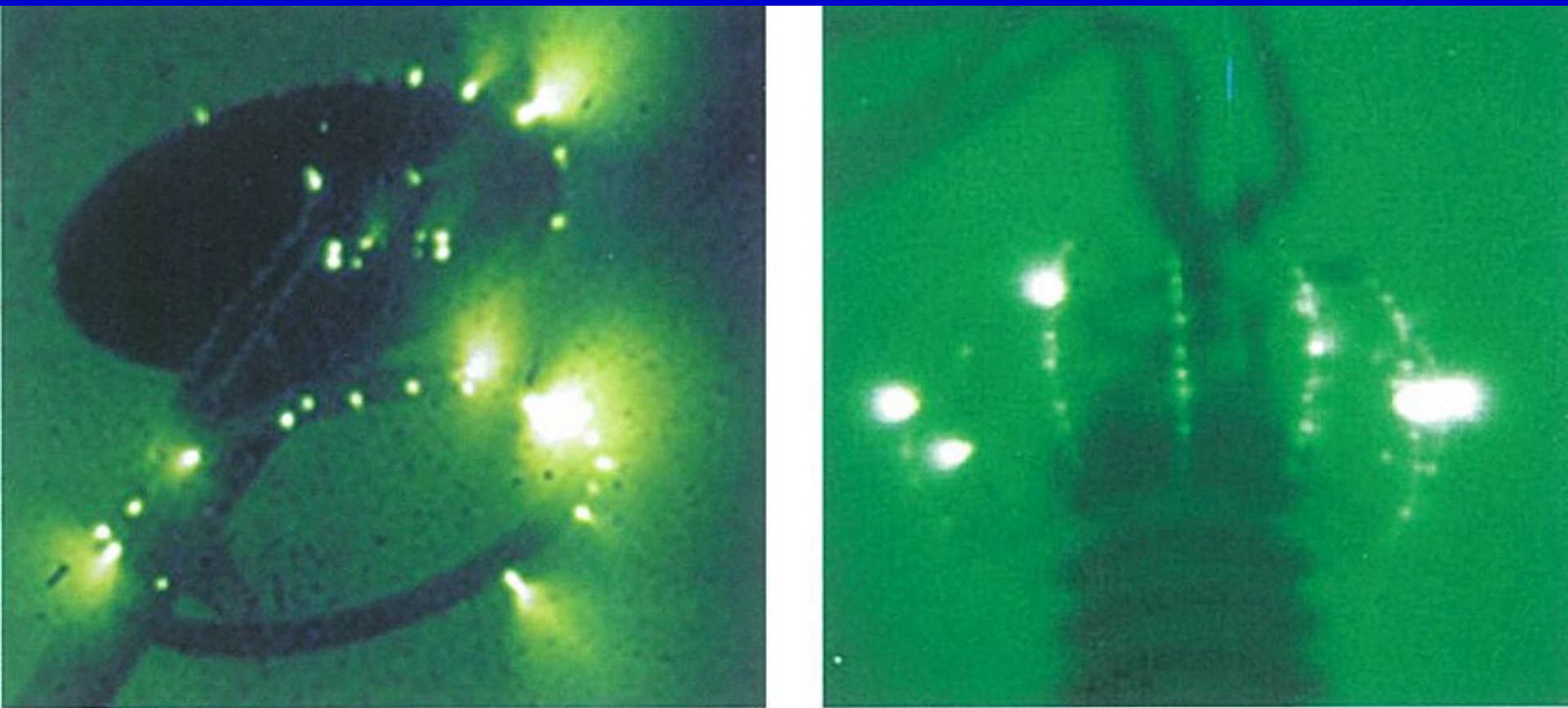


Шины с повреждением верхнего повива и корона на них

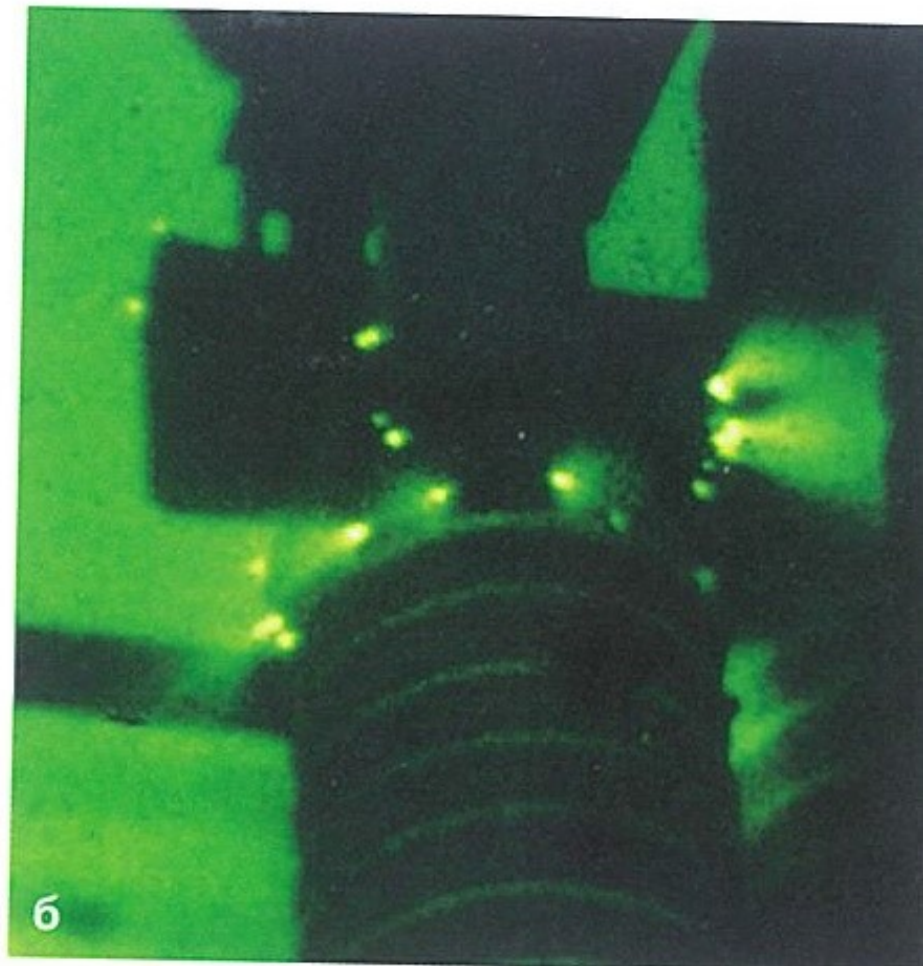
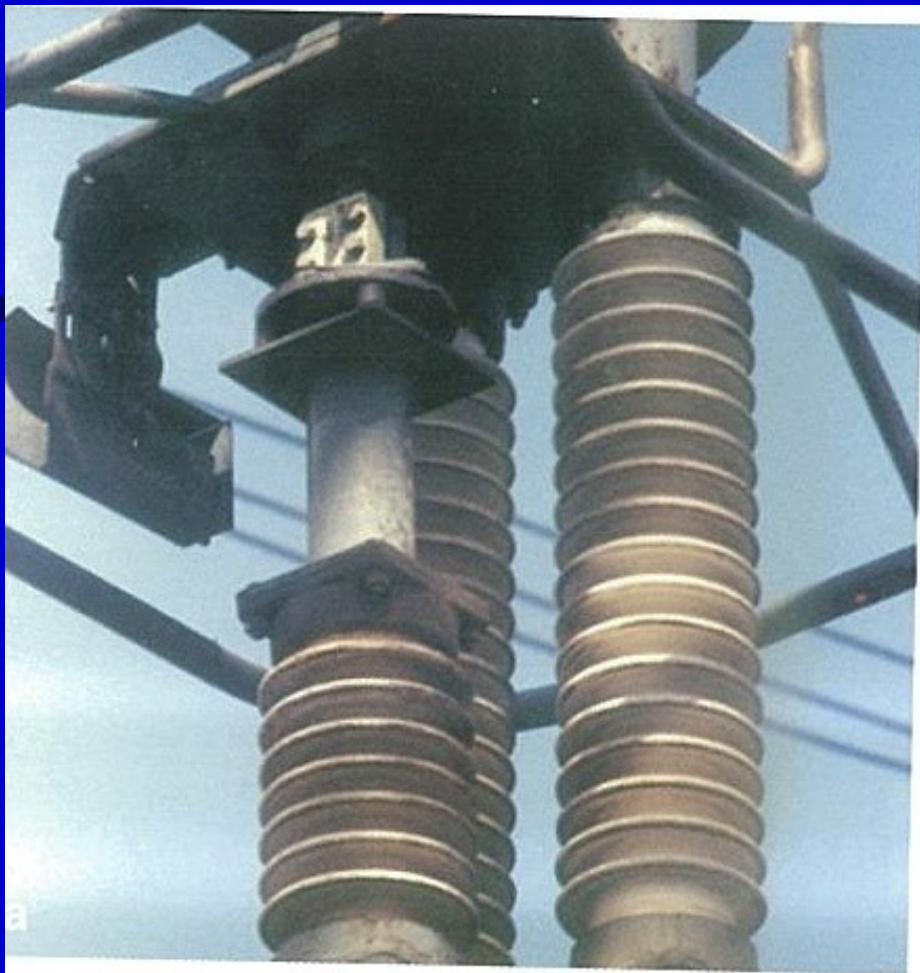
Эти дефекты не несут каких-либо угроз для эксплуатации оборудования, но вносят свою лепту в уровень радиопомех и потерь электроэнергии.



Коронирующие набросы проволоки на шины



Мощная корона на разомкнутых ножах
разъединителя 500 кВ и на экране
трансформаторного ввода 500 кВ



Внешний вид поворотной колонки
разъединителя 500 кВ (а) и корона на фланце
опорного изолятора в ней (б)

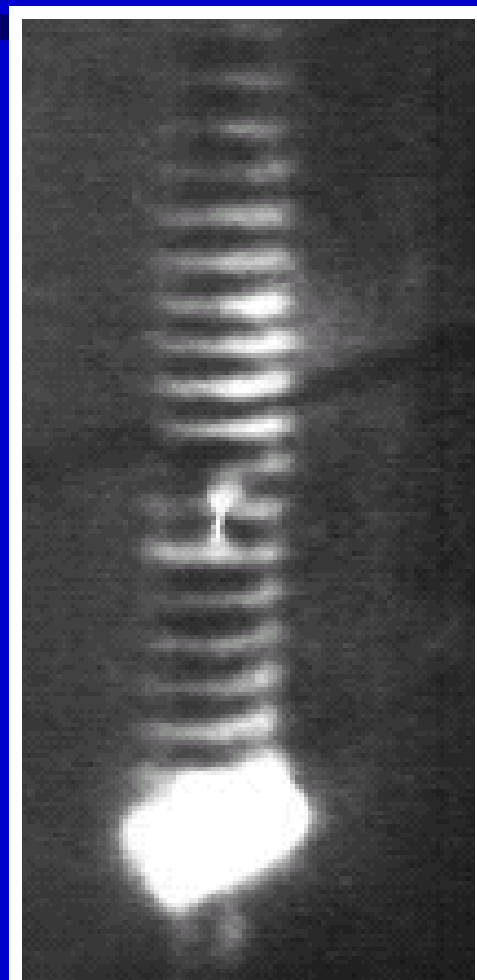
Оценка степени загрязнения. Изображение разряда получаемого с помощью фильтра спектродиспергатора позволяет определить степень загрязнения (в микросименсах).

Изображение излучения ПЧР на загрязненном и увлажненном изоляторе. Правое изображение соответствует красному диапазону, а левое - голубому участку спектра излучения.



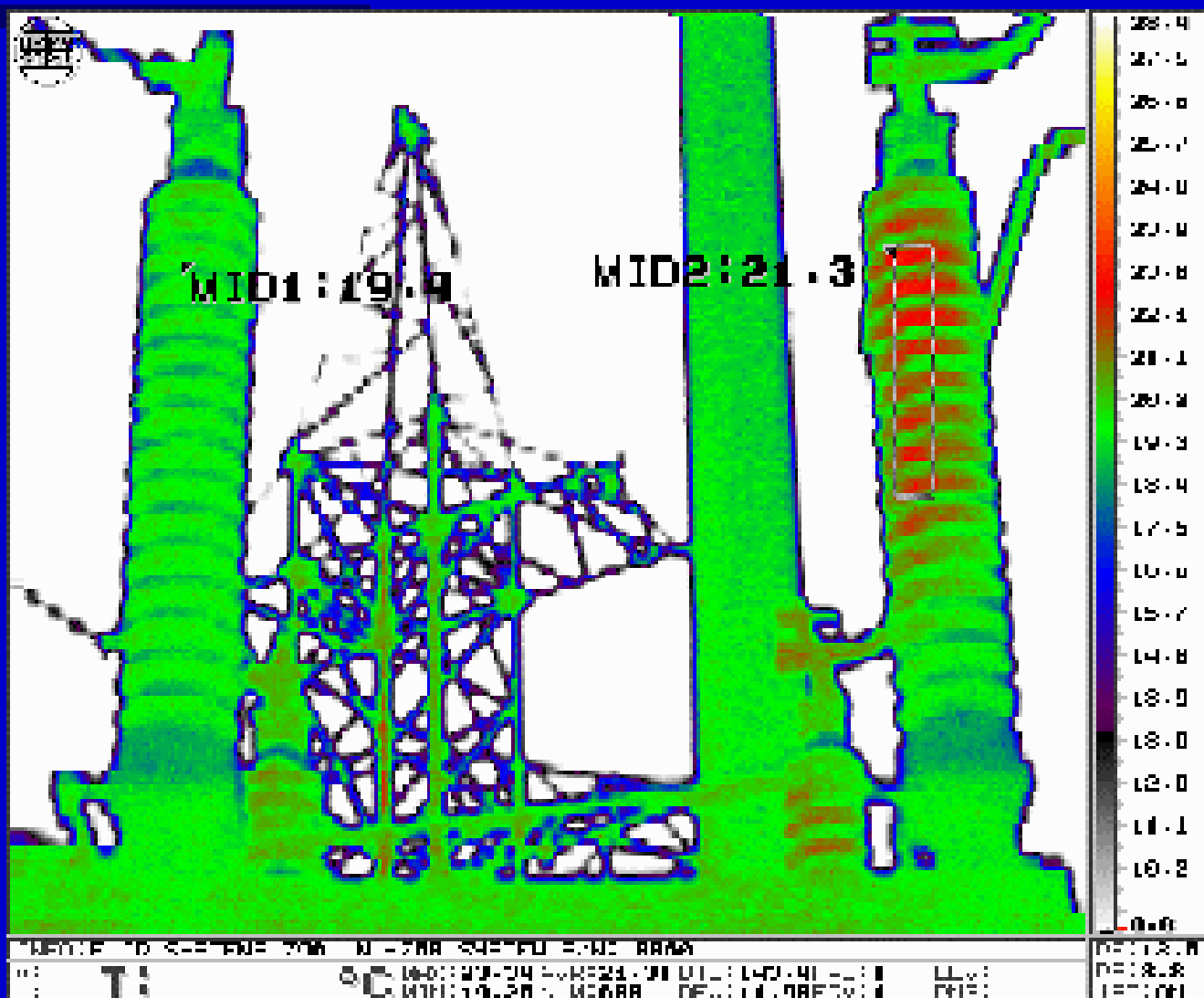
Новосибирская СПБ «Электросетьсервис»

Контроль полимерных композиционных изоляторов



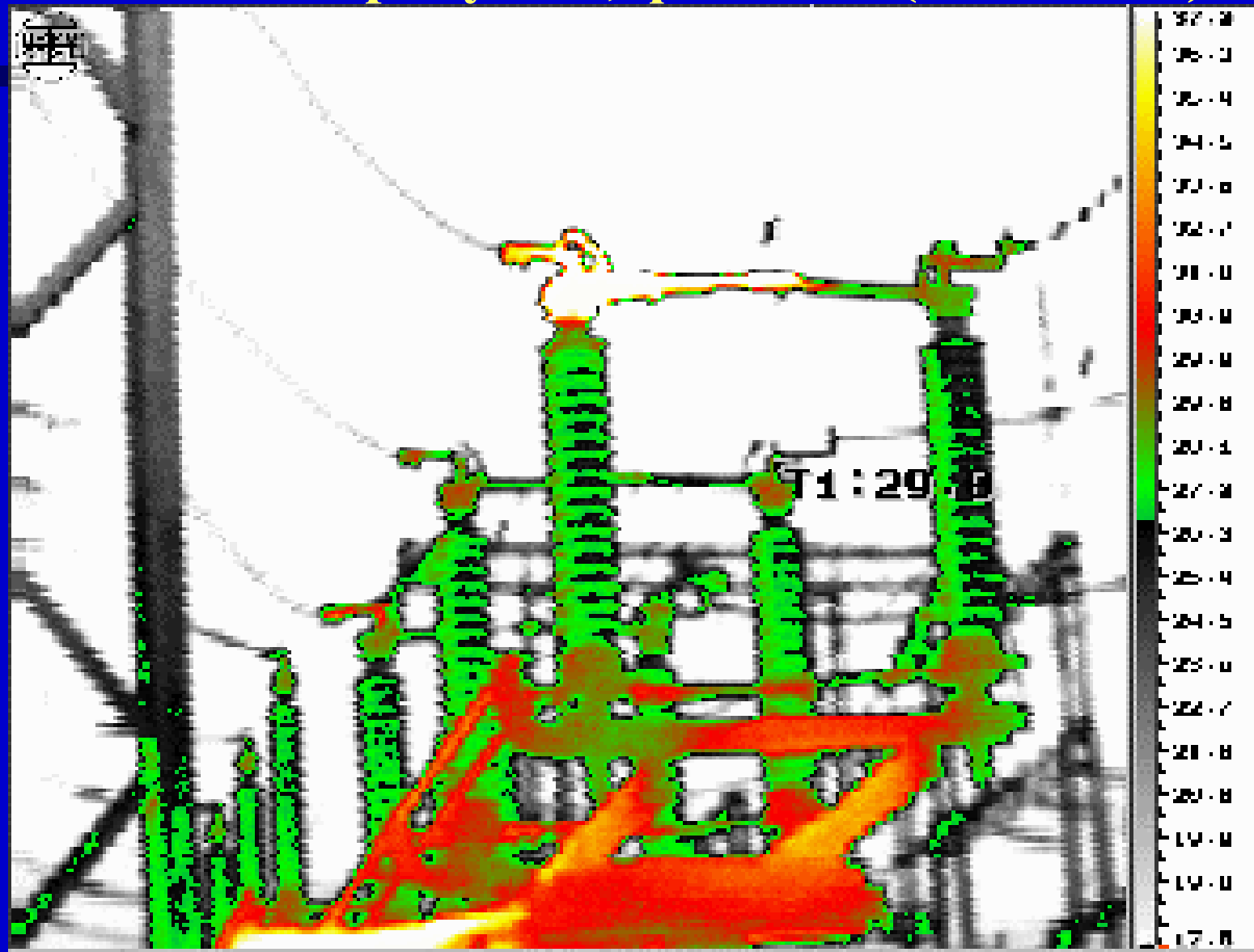
Новосибирская СПБ «Электросетьсервис»

ШР-110кВ подстанции «Новоспасская». Опорный изолятор разъединителя в сторону ЛР. Фаза «А».
Увлажнение внутренней поверхности фарфора, увеличение тока утечки по внутренней поверхности.

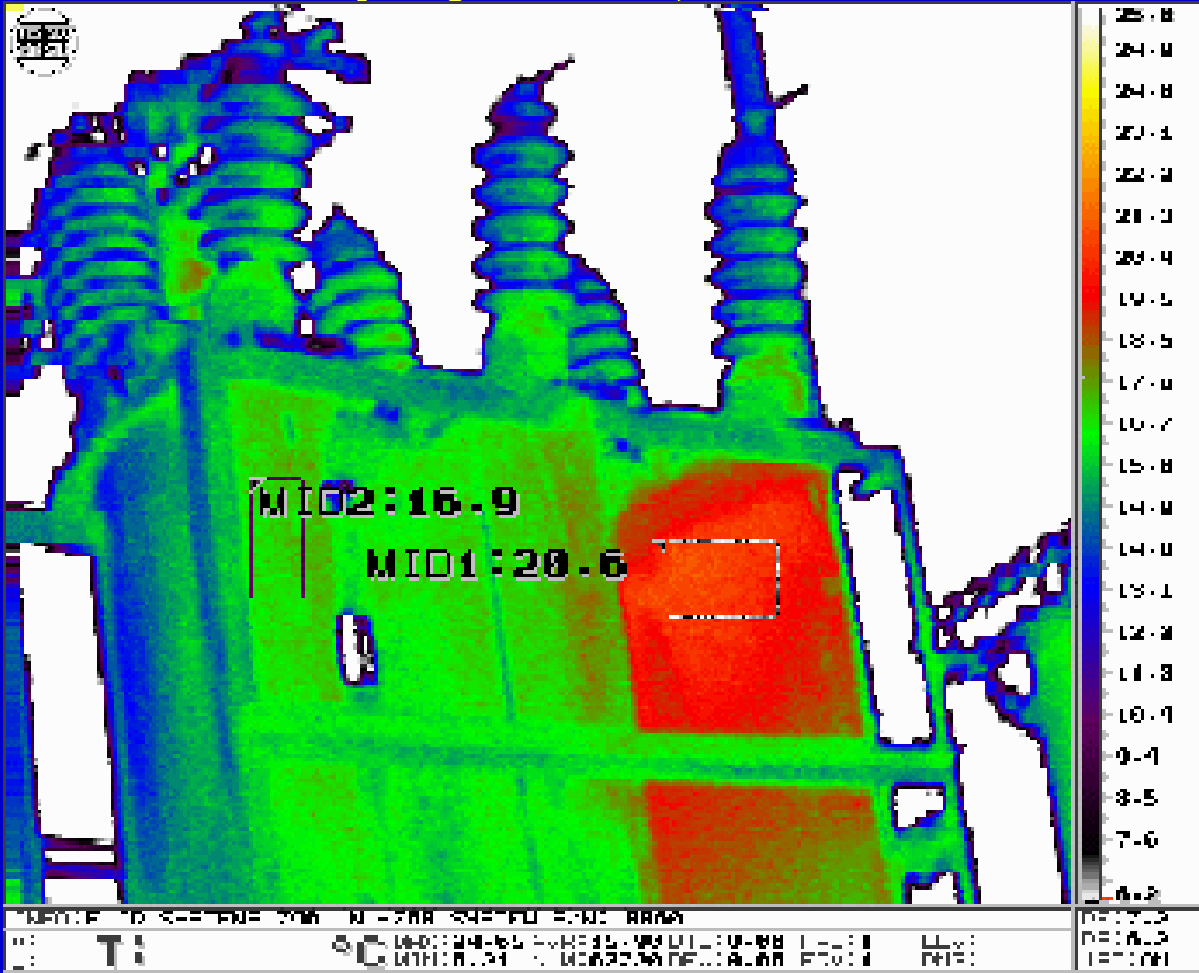


**ЛР-220кВ линии «Просвет-2» подстанция
«Томыловская». Нагрев болтового соединения
аппаратного зажима разъединителя в сторону ЛЭП.
Губки ножа разъединителя, фаза «В» ($\Delta T=48^{\circ}\text{C}$)**

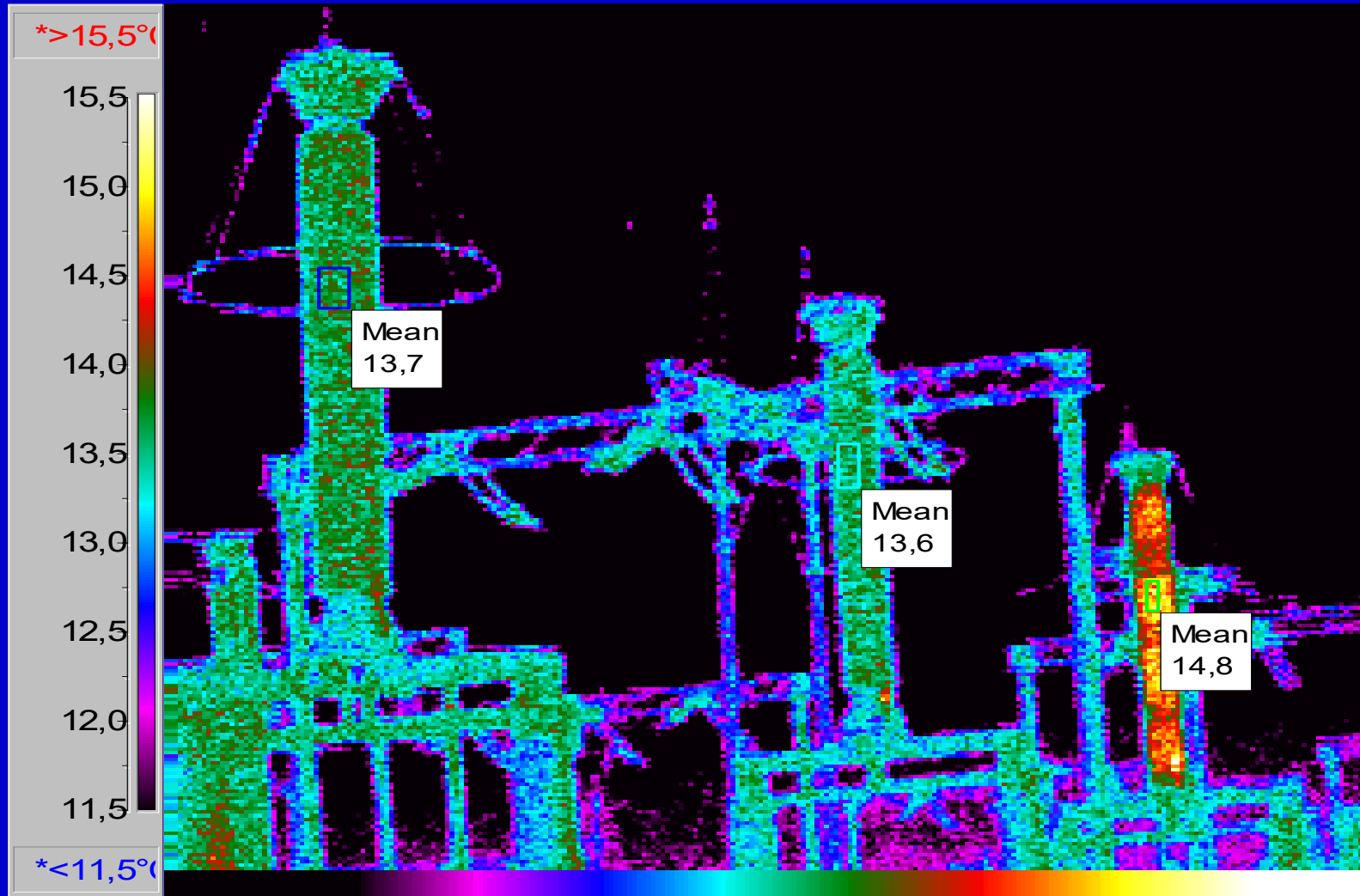
**ШР-1-110кВ линии «Гражданская» подстанции
«Чапаевская». Нагрев болтового соединения гибкой
связи в сторону МВ, фаза «С» ($\Delta T=116^{\circ}\text{C}$).**



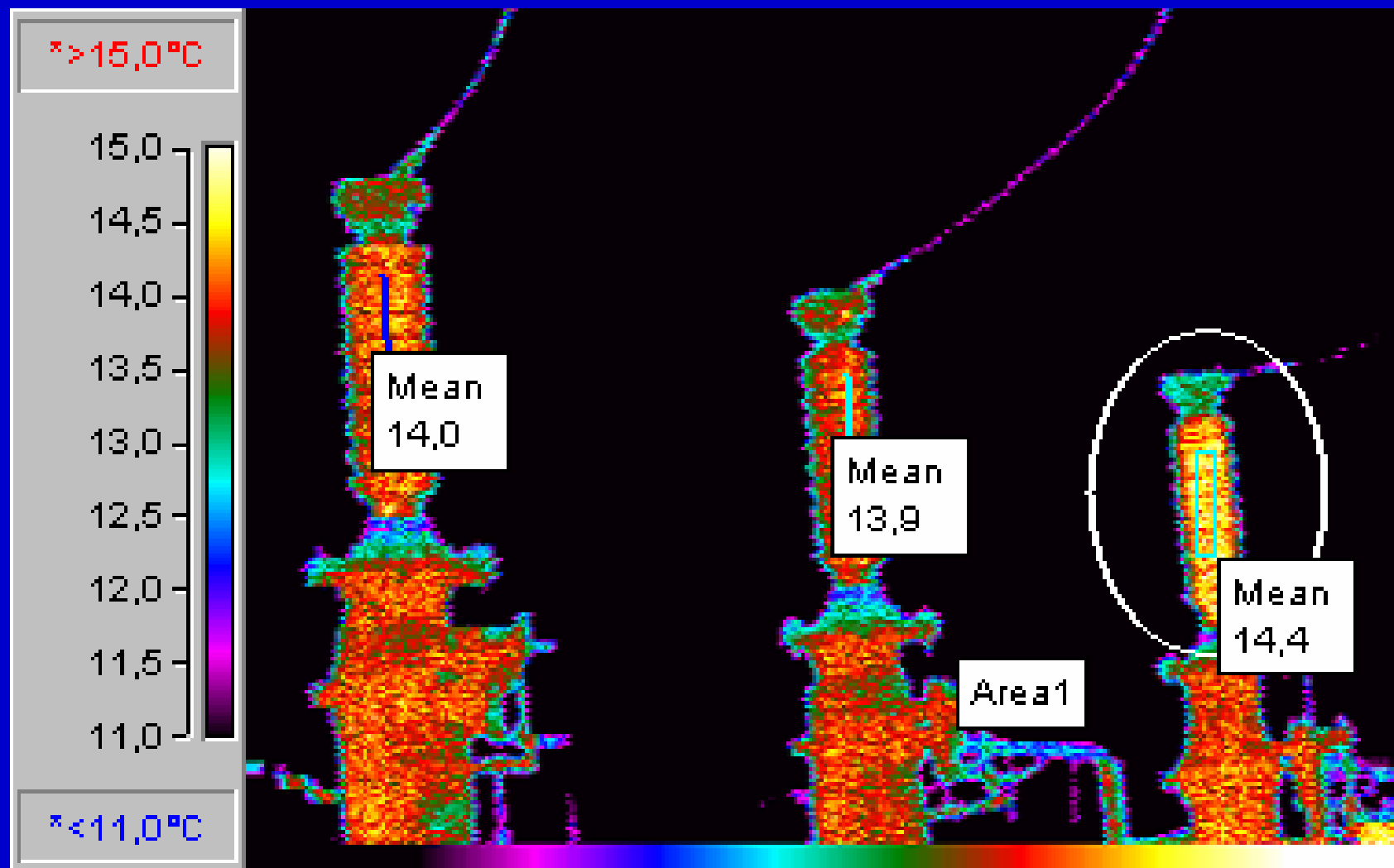
Thermal image of a high-voltage electrical switchgear. The image shows a color-coded temperature distribution. A color scale on the right ranges from 6.2 to 25.8. Two specific points are labeled: MID2: 16.9 and MID1: 20.6. A white dashed rectangle highlights a hot spot on the right side of the main body. The top left corner has a small logo.



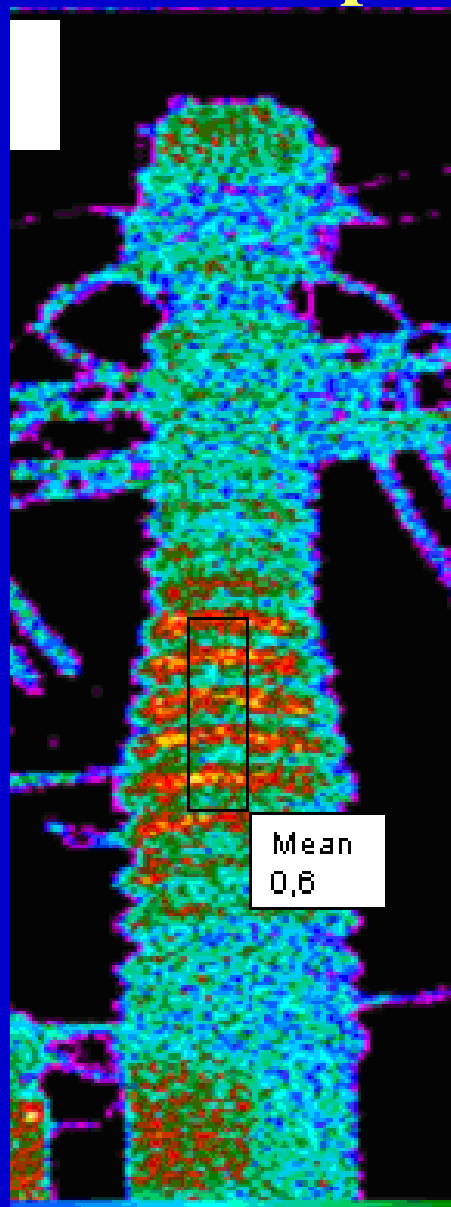
Уменьшение сопротивления изоляции ОПН-330 кВ до 300 МОм, увлажнение и попадание влаги внутрь ОПН, перегрев $\Delta T = 1,2^\circ\text{C}$.



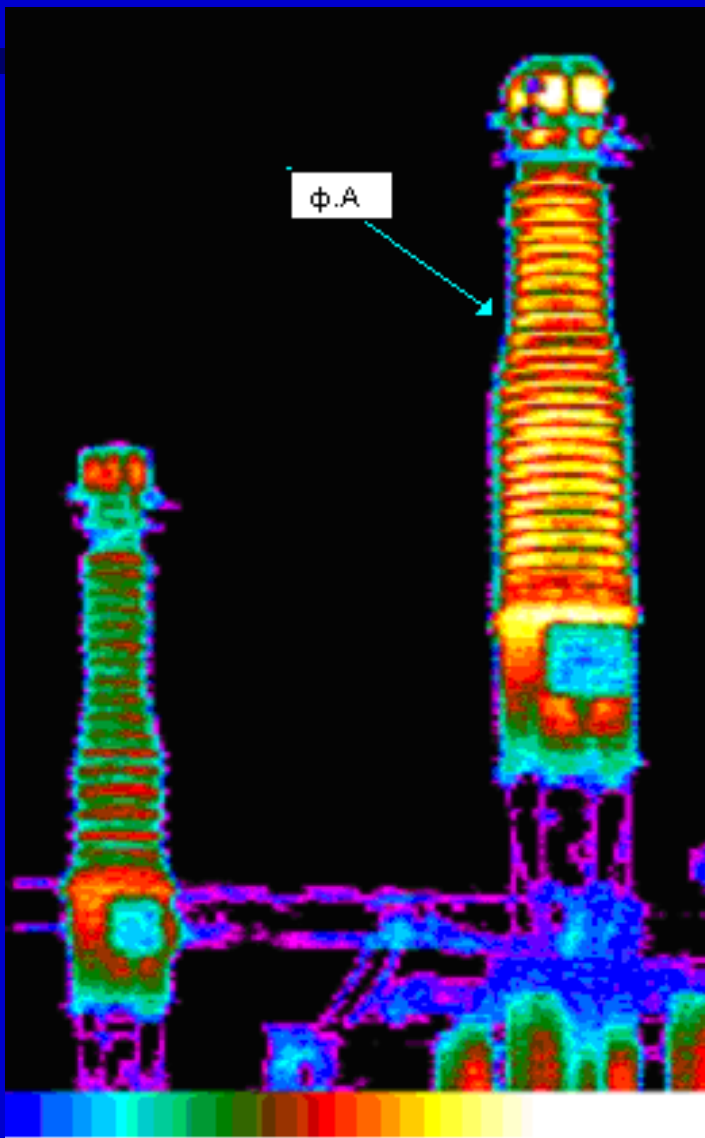
Уменьшение сопротивления изоляции ОПН-110
до 300 МОм, увлажнение и попадание влаги
внутри ОПН, перегрев $\Delta T = 0,5^\circ\text{C}$.



ТТ-330 с $\text{tgб} = 1,0\%$ (норма по tgб для ТТ-330 - 1.0 %), ТТ-330 демонтирован и заменен.



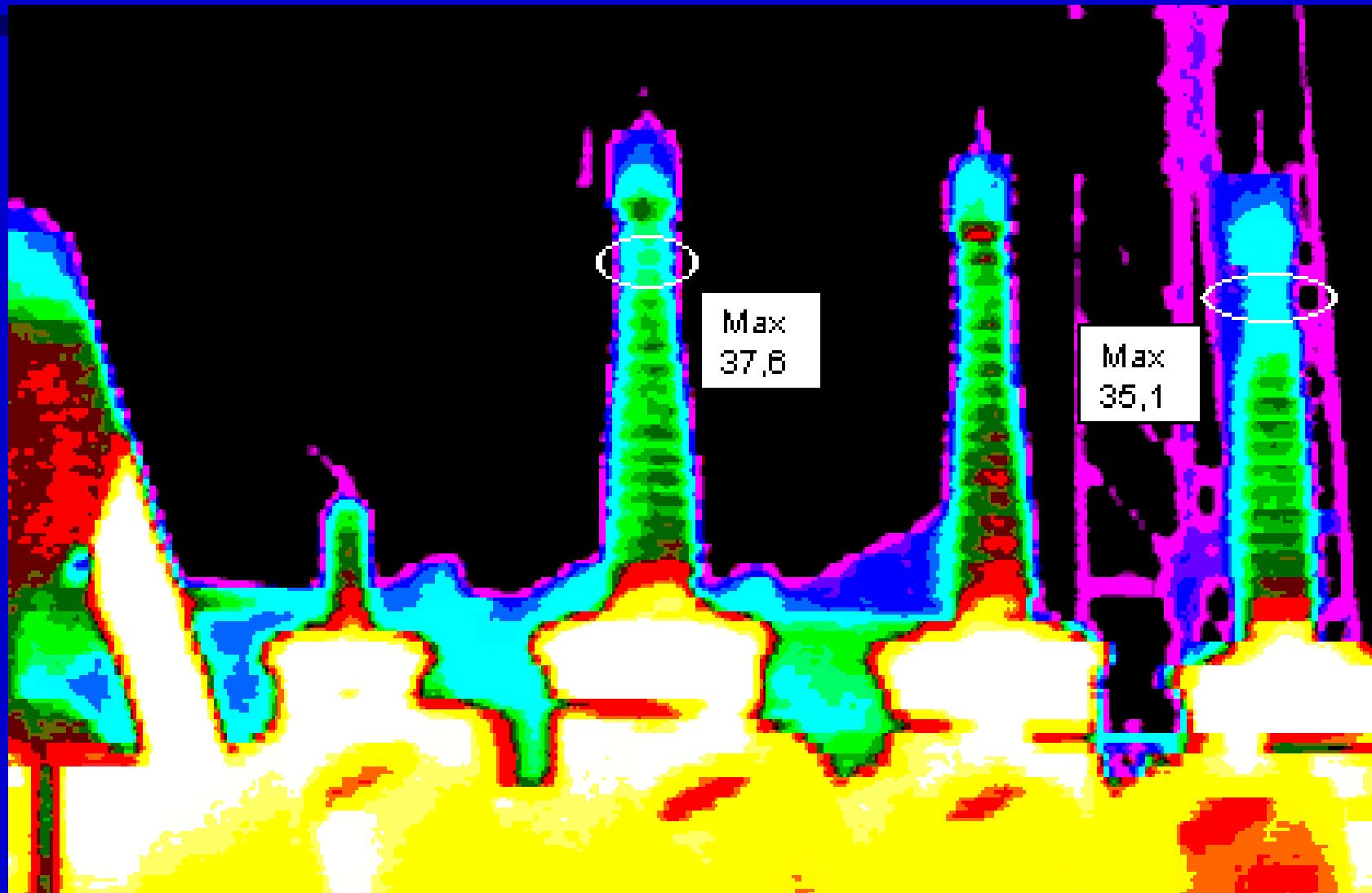
ТТ-330 с $\Delta T=2,2^{\circ}\text{C}$ с $\text{tg}\delta_{\text{расч.}} = 2,6\%$, по совокупным результатам диагностических измерений ТТ 330 кВ демонтирован и заменен.



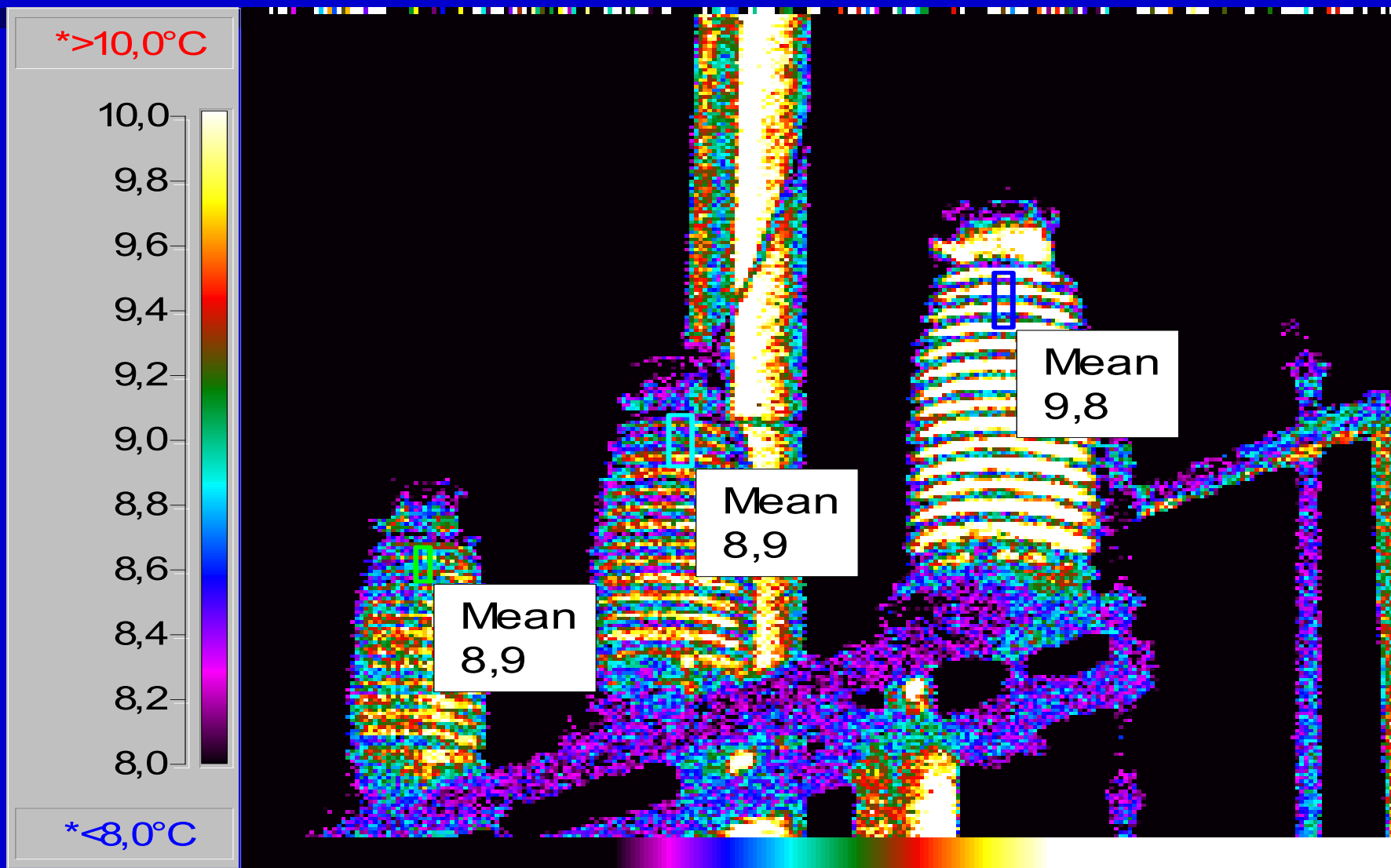
Поврежденный ТТ-110 кВ с обнаруженным за 6 месяцев до взрыва перегревом величиной $\Delta T = 0,8^{\circ}\text{C}$.



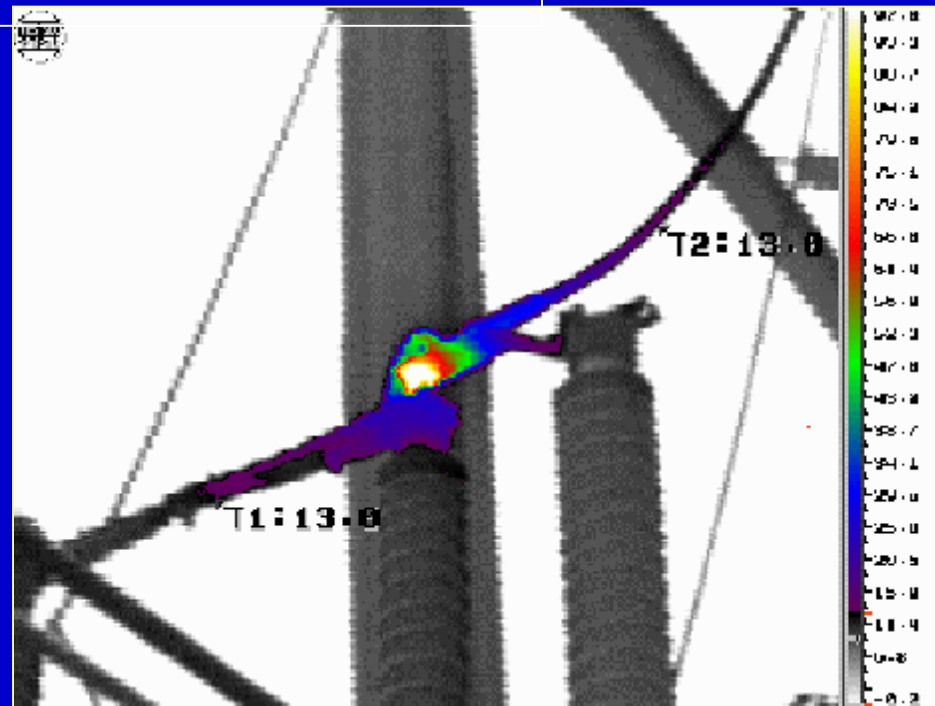
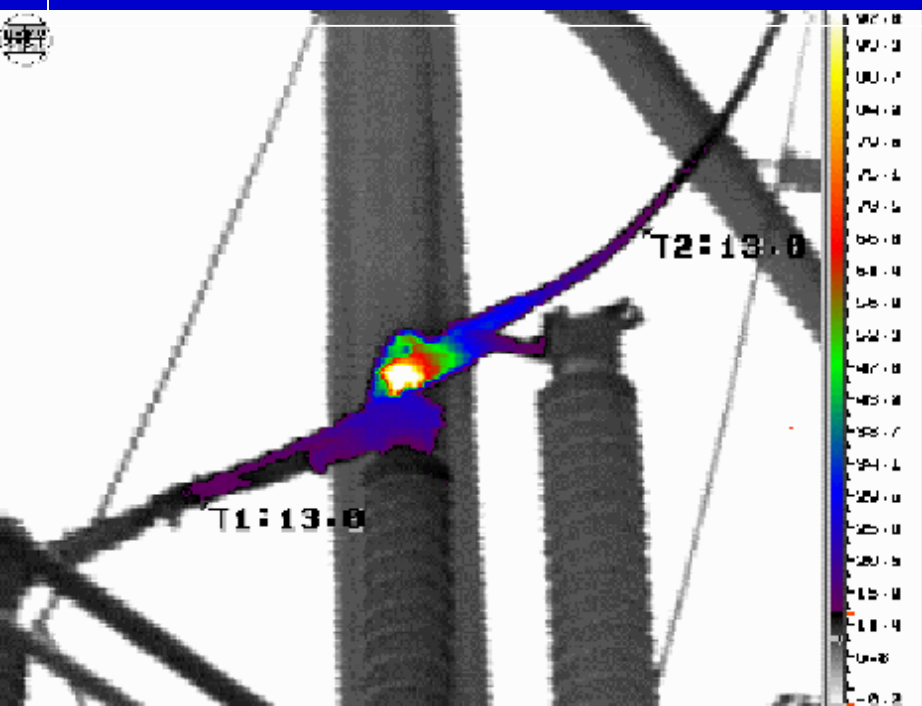
Трансформатор типа ТДН-40000/110 с дефектным вводом типа БМТ-110/600, отсутствие масла в верхней части ввода, эта часть холоднее аналогичной части других вводов на термограмме, $\Delta T = 2,5^{\circ}\text{C}$.



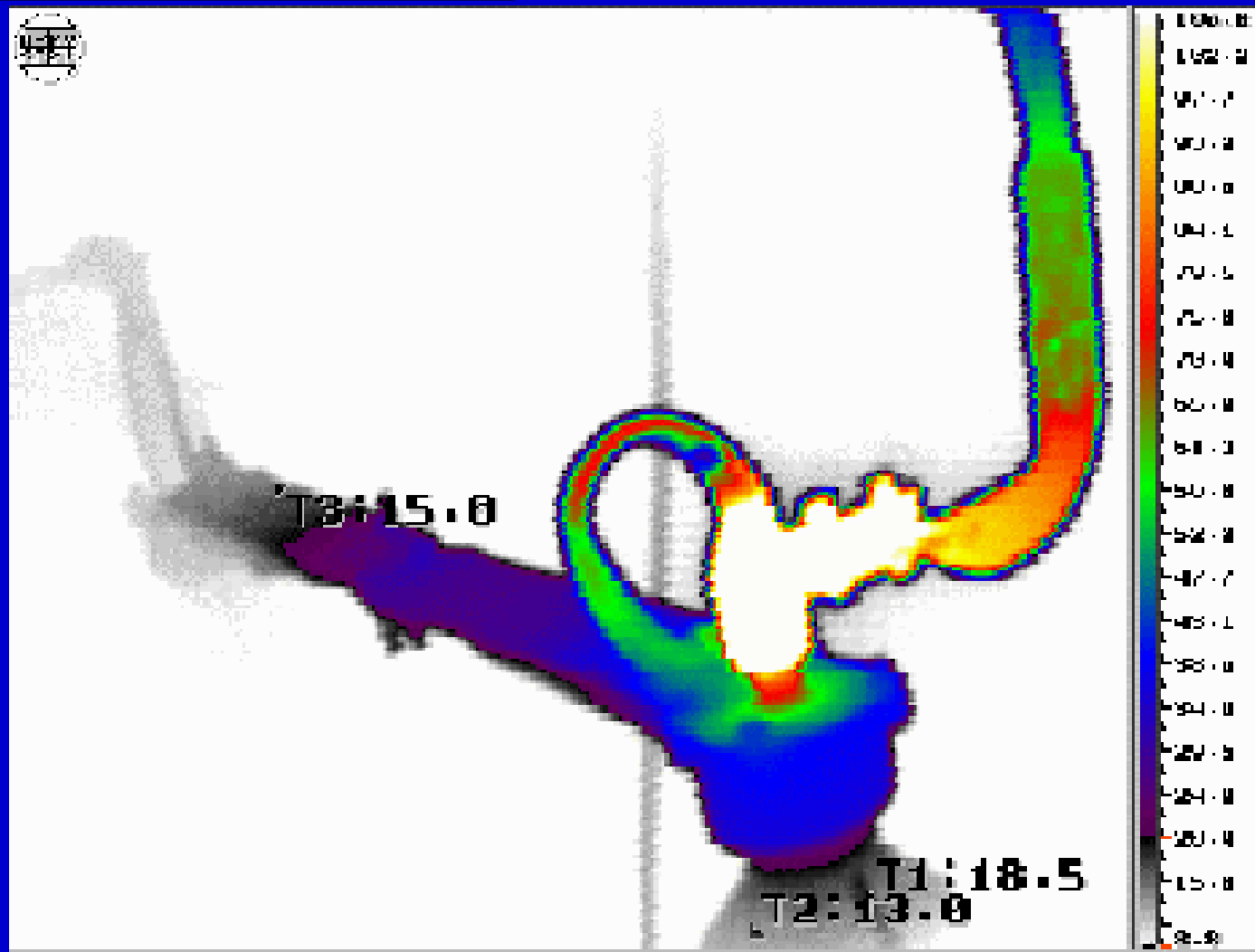
Дефектный ТТ 110 кВ с избыточной температурой по сравнению с другими фазами $\Delta T = 0,8^\circ\text{C}$ (дефект фазы С - разомкнута вторичная обмотка).



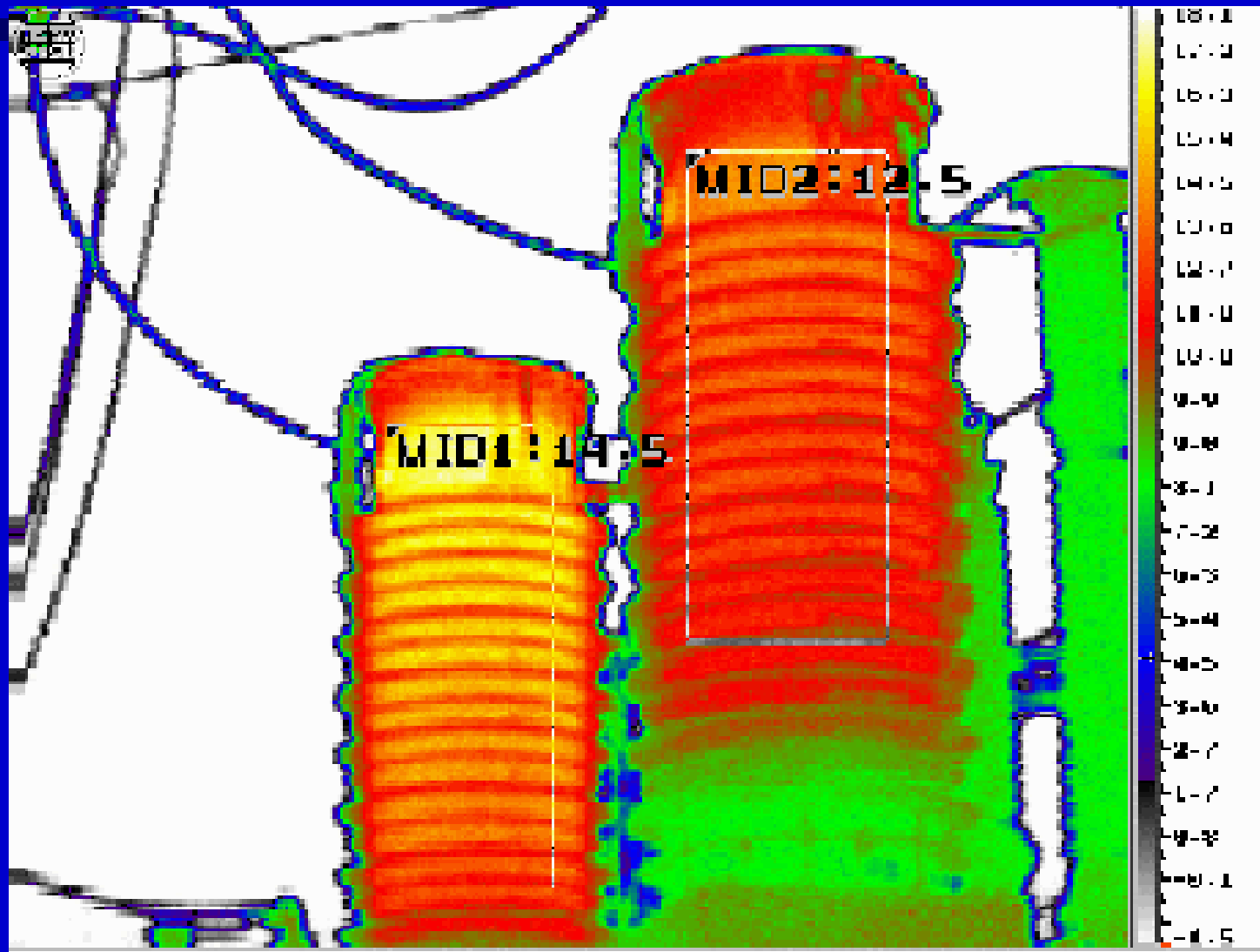
Линия “ВАЗ-42”. ЛР, болтовое соединение
шлейфа в сторону ТТ фаза “В”
Линия “ПКЗ-2”. ШР-2, болтовое соединение
аппаратного зажима в сторону СШ фаза “А”



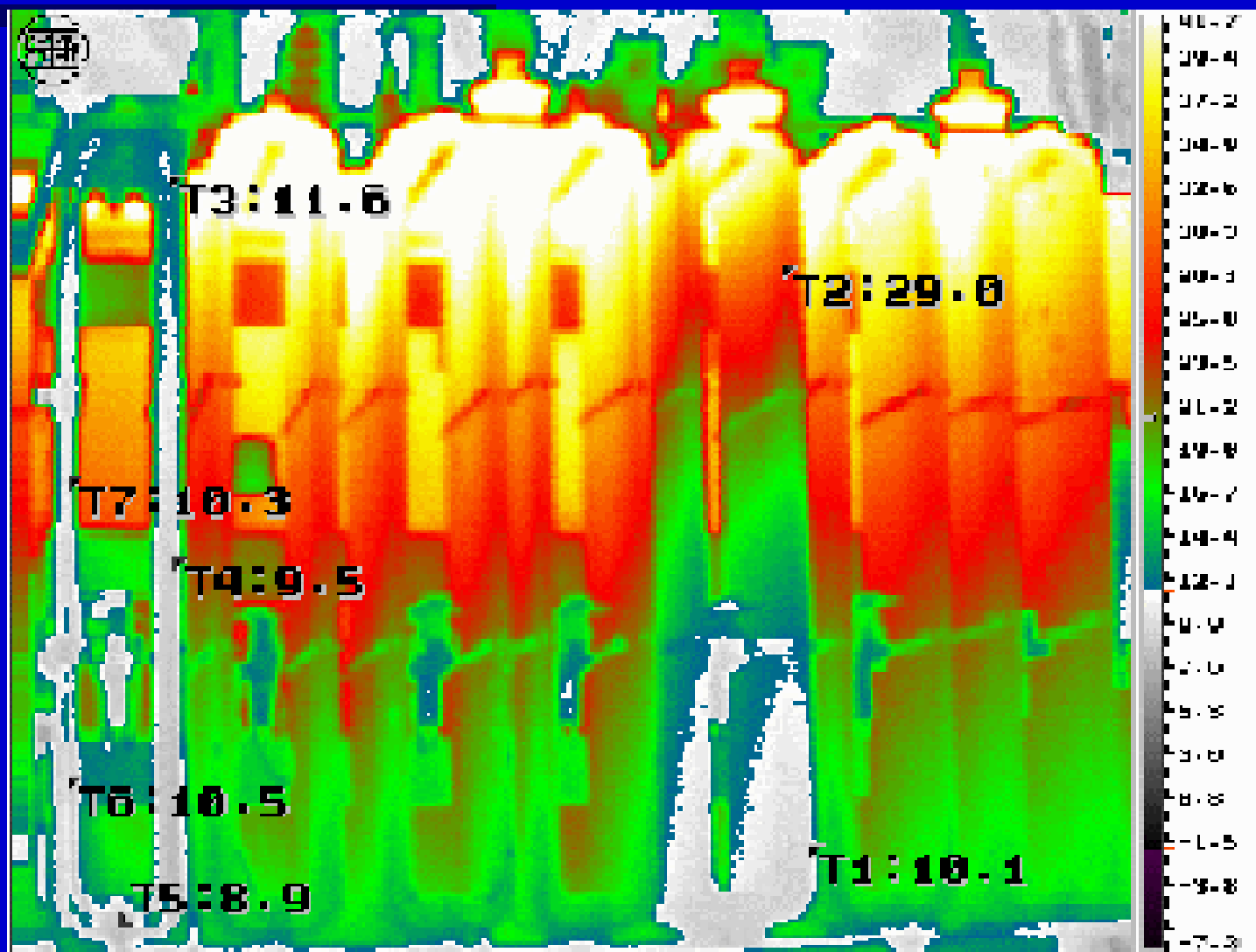
**Трансформатор “7ГТ” ШР-3, болтовое соединение
аппаратного зажима в сторону СШ фаза “С” продольная
трещина в фарфоре вблизи цементной заделки**



ТН-110кВ “СТ-1” фазы “В” и “А”



Трансформатор “С1Т” Тольяттинской ТЭЦ, охладители №4 и №8



УДК 621.314.21.004 (044)

ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЙ ЦИРКУЛЯР

№ Ц-02-88 (3)

г. Москва

28 декабря 1987 г.

ОБ ИЗМЕРЕНИЯХ СОПРОТИВЛЕНИЯ КЗ ТРАНСФОРМАТОРОВ

При протекании токов КЗ вследствие воздействия электродинамических сил первоначально могут происходить незначительные смещения отдельных катушек внутренних обмоток трансформаторов, которые невозможно выявить испытаниями, предусмотренными "Нормами испытаний электрооборудования" (М.: Атомиздат, 1978). В то же время важно своевременно установить именно начальные деформации обмоток, чтобы своевременно предотвратить аварийный выход трансформатора из строя с разрушениями, значительно удорожающими ремонт и затрудняющими определение причины аварии.

Основным параметром, характеризующим деформацию обмоток, является сопротивление КЗ трансформатора Z_K . По изменению Z_K можно определить степень деформации обмоток. Допустимое изменение Z_K зависит от конструкции и технологии изготовления обмоток. Периодическое измерение позволит своевременно выявить повреждение трансформатора и вывести его в ремонт.

Главтехуправление предлагает:

1. Выполнять измерения Z_K на всех трансформаторах и автотрансформаторах мощностью 63 МВ·А и более, класса напряжения 110 кВ и выше:

- перед вводом в эксплуатацию;
- при капитальных ремонтах;
- после протекания через трансформатор токов 0,7 и более расчетного тока КЗ трансформатора.

2. Сравнивать измеренные значения Z_K с базовыми.

В качестве базового значения Z_K следует принимать значение, измеренное на местах установки при вводе трансформаторов эксплуатации, а при его отсутствии - значение Z_K , вычисленное по паспортным значениям напряжения КЗ (U_K), %.

При отклонении значения Z_K от базового на 3% или от вычисленного по паспорту на 5% трансформатор необходимо выводить в ремонт.

3. Измерения Z_K трансформаторов необходимо производить по методике, разработанной НИИ НВА и ЦО "Запорожтрансформатор" и приведенной в приложении.

Заместитель начальника
Главтехуправления

К.М.Антипов

Приложение

МЕТОДИКА ИЗМЕРЕНИЯ СОПРОТИВЛЕНИЯ КЗ
СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

1. Измерение Z_K производить с использованием амперметров и вольтметров, включенных в измерительную схему, на отключенном и полностью расключенном трансформаторе. Напряжение питающей сети 380 В, класс точности применяемых приборов - не ниже 0,5. Можно использовать при проведении измерений комплект приборов К505 или К50.

В случае отсутствия измерительных комплектов К505 или К50 измерения можно производить, имея один амперметр и один вольтметр, путем поочередного подключения их к фазам (после отключения напряжения питания).

2. Измерения Z_K трехфазных трансформаторов необходимо производить со стороны обмотки, соединенной в "звезду" и имеющей нулевой провод.

3. При измерениях напряжение следует подать на все три фазы, измерения тока и напряжения производить пофазно с обязательным использованием нулевого провода. При всех измерениях сопротивление КЗ "треугольника" на обмотках ВН должен быть собран.

4. На рис. 1-3 приведены схемы измерений Z_K автотрансформаторов для трех пар обмоток. На рис. 4 приведена схема измерений Z_K трансформатора, имеющего расцепленную обмотку НН. В таком случае следует производить два измерения при поочередном закорачивании частей обмотки НН. На схемах не показаны регулировочные обмотки, так как их наличие не меняет принципиальных схем измерений, а учитывается положением РПН. Схемы измерений приведены с включением приборов в фазу А. Измерения в фазах В и С выполняются аналогично.

5. Необходимое значение тока для проведения измерений следует определять, исходя из обеспечения нормального отсчета показаний по приборам (амперметру и вольтметру), стрелка приборов должна быть на второй половине шкалы.

6. Сечение закоротки, устанавливаемой на выводах, должно составлять не менее 30% сечения проводов обмотки трансформатора. Сечение проводов обмотки следует определять по значению ее номинального тока, исходя из средней плотности тока в обмотке, равной 3 А/мм^2 .

Все присоединения питающих проводов и закоротки должны быть выполнены "под болт". При использовании в качестве закоротки алюминиевых проводов (шин) их сечение должно быть увеличено по сравнению с медными на 30%. Длина закоротки должна быть мини-

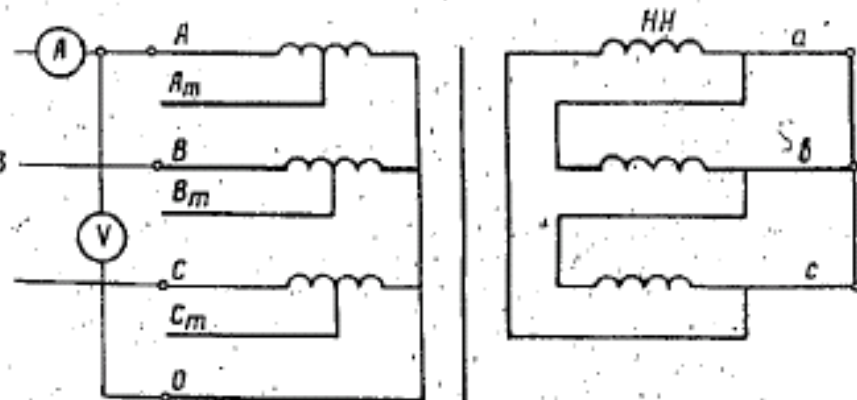


Рис. 1. Схема измерений Z_K автотрансформатора для пары обмоток ВН-НН

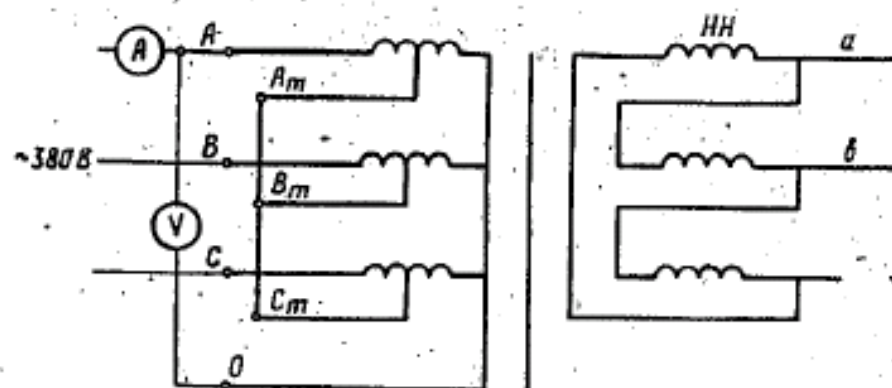


Рис. 2. Схема измерений Z_K автотрансформатора для пары обмоток НН-СН

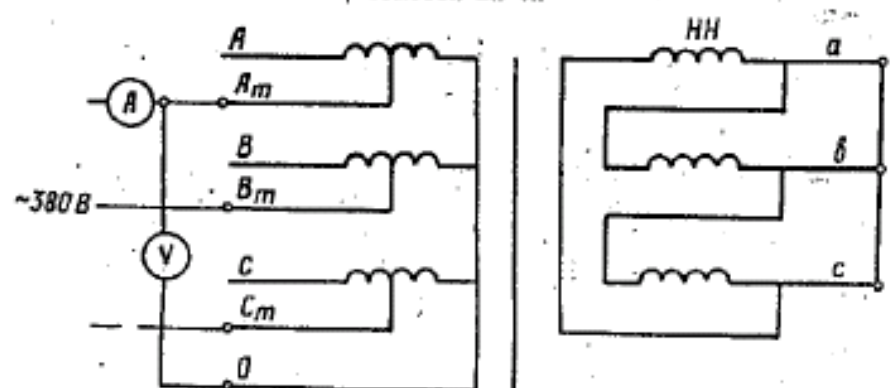


Рис. 3. Схема измерений Z_K автотрансформатора для пары обмоток СН-НН

мальной. Контактные места установки закоротки должны быть тщательно зачищены до металлического блеска.

7. На блочных трансформаторах измерения производить без расцепки стороны НН с установкой закоротки на выводах НН трансформатора.

8. Предварительно для определения значения тока, напряжения и пределов приборов при измерениях по паспортным данным трансформатора следует определить Z_K (Ом):

$$Z_K = \frac{U_{ном} U_K}{100 I_{ном}}$$

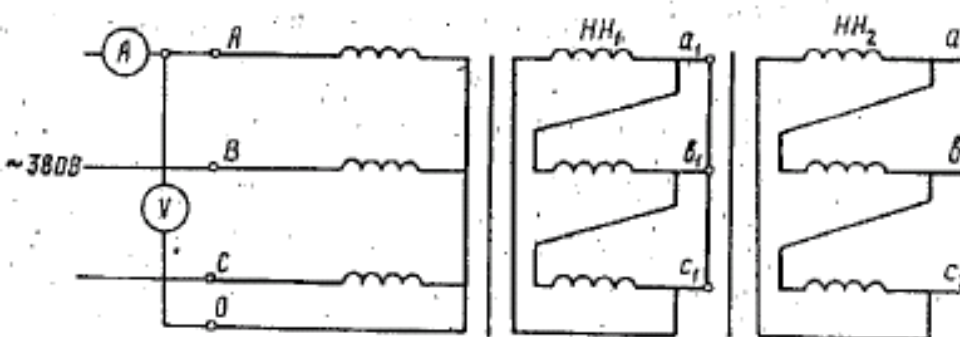


Рис. 4. Схема измерений Z_K трансформатора с расщепленной обмоткой НН (ВН-НН₁)

где $U_{ном}$ — номинальное фазное напряжение питаемой обмотки, В;
 U_K — напряжение КЗ для рассматриваемой пары обмоток, указанное в паспорте, %;
 $I_{ном}$ — номинальный фазный ток питаемой обмотки, А.

9. В целях более полного контроля состояния трансформатора измерения Z_K следует производить на трех ступенях регулирования напряжения: номинальной и двух крайних.

Номинальный ток ответвления обмотки ($I'_{ном}$) при необходимости определяется по формуле

$$I'_{ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} U_{ном}},$$

где $S_{ном}$ — номинальная мощность трансформатора, кВ·А;
 $U_{ном}$ — номинальное линейное напряжение ответвления обмотки, кВ.

10. При измерениях необходимо фиксировать частоту питающей сети.

Если при измерениях частота сети (f') отличалась от номинальной (50 Гц), измеренные значения Z'_K необходимо привести к номинальной частоте по формуле

$$Z_K = \frac{50}{f'} Z'_K.$$

11. В табл. I приведены данные по схемам расположения обмоток на стержнях различных типов трансформаторов и автотрансформаторов, способы регулирования напряжения и рекомендуемые пары обмоток при проведении измерений. При выборе обмоток следует помнить о том, что максимальная чувствительность при измерениях Z_K будет иметь место в опыте КЗ для пары обмоток, расположенных рядом. Например, при измерениях на трехобмоточном трансформаторе и наличии деформации обмотки НН значение изменения сопротивления КЗ (ΔZ_K , %) пары НН-ОН больше, чем пары НН-ВН.

12. Оценку состояния обмоток трансформатора производить путем сравнения значений Z_K по фазам с данными произведенных ранее на месте измерений или при их отсутствии с паспортными данными. Изменение Z_K подсчитывается по формуле

$$\Delta Z_K = \frac{Z_K - Z_{КБ}}{Z_{КБ}} 100\%,$$

где $Z_{КБ}$ — базовое значение сопротивления КЗ, по отклонению к которому определяется отклонение Z_K .

Значение $\Delta Z_K \geq 3\%$ указывает на наличие в обмотках недопустимых деформаций. При сравнении с паспортными данными за начальное значение ΔZ_K , указывающее на деформацию обмоток, необходимо принимать 5%, так как по данным заводских измерений сопротивления отдельных фаз трансформаторов могут отличаться на значение до 2%.

Для трехобмоточных трансформаторов при деформации средней по расположению обмотки знак ΔZ_K положительный при измерениях Z_K пары, где средняя обмотка является внутренней, и отрицательный при измерениях Z_K пар, где средняя обмотка является наружной.

13. Для достижения полной идентичности измерений в энергосистемах и в целях накопления данных для их обобщения необходимо результаты измерений оформлять по прилагаемой форме (табл. 2).

Таблица I

№ п/п.	Тип транс- форматора, автотранс- форматора	Мощность МВ·А (год разработки трансформатора)	Класс напря- жения, кВ	Регулирова- ние напря- жения	Расположение обмоток на стержнях	Рекомендуемые пары обмоток при проведе- нии измерений
1	АТДЦН	63, 125 (1968, 1980); 200, 250	220	РПН в линии СН	НН-СН-ВН-РО	ВН-СН _{ном} , СН _{ном} -НН
2	АТДЦН	125 (1977); 200 (1975, 1984); 250 (1980)	330	То же	НН-РО-СН-ВН	ВН-СН _{ном} , ВН-СН _{макс} , СН _{ном} -НН, СН _{макс} -НН
3	АТДЦН	125 (1963)	220	"	НН-РО-СН-ВН	ВН-СН _{ном} , СН _{мин} -НН, СН _{ном} -НН
4	АТДЦН	125 (1963); 200 (1962, 1972)	330	"	НН-РО-СН-ВН	ВН-СН _{ном} , СН _{мин} -НН, СН _{ном} -НН
5	АТДЦН	250, 500	500	РПН в нейтрали ВН	НН-РО-СН-ВН	ВН-СН _{ном} , ВН-СН _{макс} , СН _{ном} -НН, СН _{макс} -НН
6	АТДЦН	400	330	То же	РО-НН-ВН	ВН _{ном} -НН, ВН _{макс} -НН, ВН _{мин} -НН
7	ТРДЦН	63	330	РПН в нейтрали ВН	РО-НН _I (НН ₂)-ВН	ВН _{ном} -НН _I (НН ₂), ВН _{макс} -НН _I (НН ₂)
8	ТРДЦН	63, 80, 125	110	То же	НН-ВН-РО	ВН _{ном} -НН _I , ВН _{ном} -НН ₂
9	ТРДЦН	63	150	"	НН-ВН-РО	ВН _{ном} -НН _I , ВН _{ном} -НН ₂

Окончание таблицы I

№ п/п.	Тип трансформатора, автотрансформатора	Мощность МВ·А (год разработки трансформатора)	Класс напряжения, кВ	Регулирование напряжения	Расположение обмоток на стержнях	Рекомендуемые пары обмоток при проведении измерений
10	ТРИДН	63, 100, 160	220	—	НН-ВН-РО	$ВН_{ном}-НН_I, ВН_{ном}-НН_2$
11	АОДПН	167, 267	500	РПН в линии СН	НН-СН-ВН; РО-КО	$СН_{мин}-НН, ВН-СН_{ном},$ $СН_{ном}-НН$
12	АОДПН	333, 417	750	РПН в нейтрали ВН	НН-СН-ВН; РО-КО	$ВН-СН_{ном}, СН_{ном}-НН$
13	Автотрансформаторы без РПН	—	—	Без РПН (с ЦБВ и без него)	НН-СН-ВН	$ВН_{ном}-НН, СН_{ном}-НН$
14	Блочные трансформаторы	—	—	Без РПН (с ЦБВ и без него)	НН-ВН	$ВН_{ном}-НН$
15	Блочные трансформаторы	—	—	Без РПН (с ЦБВ и без него)	$ВН_2 - НН-ВН_I$	$ВН_{ном}-НН$
16	ТДН	63, 80	110, 150	РПН в нейтрали ВН, ЦБВ в СН	НН-СН-ВН-РО	$ВН_{ном}-СН_{ном}, СН_{ном}-НН$

Примечания: 1. Приведены сведения по сетевым трансформаторам общего назначения основных типов, находящихся в эксплуатации.

2. При всех измерениях предусматривается подача напряжения на обмотку, указанную первой, и установка закоротки на обмотку, указанную второй.

3. В автотрансформаторах по пп. 1, 2 обмотка РО подключена в точке соединения последовательной и общей обмоток, по пп. 3, 4, II обмотка РО включена между последовательной и общей обмотками.

ЛИТЕРАТУРА

1. Львов М.Ю., Сурба А.С. Вопросы эксплуатации и диагностики силовых трансформаторов// Сборник докладов 3-го науч.-техн. Семинара “Современные методы и средства оценки технического состояния и продления сроков эксплуатации высоковольтного оборудования энергосистем”. ВНИИЭ, Москва- 20-24 октября 2003 г.
2. Дробышевский А.А., Левицкая Е.И. Количественная оценка результатов импульсного дефектографирования обмоток силовых трансформаторов //Электротехника, 1990, N 5.
- 3.Короленко В.В., Конов Ю.С., Федорова В.П. Обнаружение повреждений трансформаторов при коротких замыканиях//Электрические станции.- 1980.- N 7.
4. Хренников А.Ю., Шлегель О.А., Запорожец М.И. Диагностика повреждений силовых трансформаторов, находящихся в эксплуатации на ТЭЦ Волжского Автозавода в г.Тольятти// Электрические станции.- 1994.- N 2.- с.43.
5. Хренников А.Ю., Еганов А.Ф., Смолин А.Ю., Щербаков В.В., Языков С.А. Тепловизионный контроль генераторов и импульсное дефектографирование силовых трансформаторов//Электрические станции.- N 8.- 2001.
6. Хренников А.Ю. Опыт обнаружения остаточных деформаций обмоток силовых трансформаторов//Энергетик.- N 7.- 2003.
7. Хренников А.Ю., Передельский В.А., Сафонов А.А., Якимов В.А. Опыт диагностики дефектов и повреждений силовых трансформаторов, накопленный в ЗАО “ДИАРОСТ”// Сборник докладов Регионального Совета по диагностике электрооборудования при Уралэнерго. Екатеринбург, 16-17 сентября 2003. – бюл.19.
- 8.Хренников А.Ю., Киков О.М. Диагностика силовых трансформаторов в Самараэнерго методом низковольтных импульсов//Электрические станции.- N 11.- 2003.
9. Хренников А.Ю., Шлегель О.А. Контроль изменения индуктивного сопротивления трансформатора для определения повреждений в обмотках //Энергетик.- N 2.- 2004.
- 10 . Хренников А.Ю., Петров А.С., Цыгикало Г.В., Щербаков В.В., Языков С.А. Системы мониторинга и опыт диагностики состояния электротехнического оборудования в ОАО “САМАРАЭНЕРГО”//ЭЛЕКТРО- N 2.- 2004.
11. Хренников А.Ю., Рубцов А.В., Передельский В.А., Сафонов А.А., Якимов В.А. О повреждениях обмоток силовых трансформаторов и диагностике их геометрии методом низковольтных импульсов//ЭЛЕКТРО- N 5.- 2004.

ЛИТЕРАТУРА

12. Lech, W. and Tyminski, L. Detecting transformer winding damage by the Low Voltage Impulse method. Electrical Review, No. 21, Vol 179, November 1966, pp 768-772, (ERA Translation).
13. Lapworth, J. A. and McGrail, A. J. Transformer Winding Movement Detection by Frequency Response Analysis (FRA). Sixty-Sixth Annual International Conference of Doble Clients, April 1999.
14. Дементьев Ю.А., Мисриханов М.Ш., Столяров Е.И., Абдурахманов А.М., Федоров В.Е., Шунтов А.В. О надежности ячеек элегазовых выключателей 110-750 кВ подстанций //Электрические станции.- № 1.- 2011.
15. Хренников А.Ю. , Гольдштейн В.Г., Назарычев А.Н. Диагностические модели для оценки технического состояния электрооборудования электростанций и подстанций//Промышленная энергетика, 2010, №10.
16. Патент РФ № 2136099. Устройство контроля и защиты обмоток трансформаторов от деформации при коротких замыканиях/ Хренников А.Ю., 1999, Бюл. №24, 10 с., ил.
17. Хренников А.Ю. Электродинамическая стойкость силовых трансформаторов – условие безаварийной работы//Энергетик. - №5 – 2009, с.31-32.
18. Хренников А.Ю. Метод оценки состояния обмоток силовых трансформаторов по значению сопротивления КЗ// Промышленная энергетика, 2010, № 2. -с.16-21.
19. Хренников А.Ю., Таджибаев А.И. Методы оценки состояния силовых маслонаполненных трансформаторов на основе контроля геометрии обмоток // Монография, ПЭИПК, С.-Петербург, 2005, 50 с.
20. Хренников А.Ю. Комплексное диагностическое моделирование параметров технического состояния силового трансформаторно-реакторного электрооборудования// Дис. на соиск. учен. степ. докт. техн. наук. Самар. гос. тех. унт.— Самара, 2009 г.
21. Хренников А.Ю., Гольдштейн В.Г. Техническая диагностика, повреждаемость и ресурсы силовых и измерительных трансформаторов и реакторов. — М.: Энергоатомиздат -2007., 286 с.
22. Хренников А.Ю. Основные причины повреждения обмоток силовых трансформаторов при коротких замыканиях//Электричество, 2006, № 7.
23. Хренников А.Ю. Проблема электродинамической стойкости силовых трансформаторов//Промышленная энергетика, 2008, № 9.
24. Хренников А.Ю. Разработка математических моделей внешнего диагностического воздействия импульса на схему замещения обмоток высоковольтных электрических аппаратов //ЭЛЕКТРО-№ 2.- 2008
25. Хренников А.Ю., Гольдштейн В.Г., Складчиков А.А. Анализ состояния воздушных линий электропередачи 6 – 500 кВ Самарского региона //Электрические станции. 2010. – №5. –С. 42-48.
26. Хренников А.Ю., Гольдштейн В.Г. Основные дефекты и повреждения трансформаторов (реакторов) и классификация видов воздействий, ведущих к их появлению// Промышленная энергетика, 2008, № 11. -с.17-21.
27. Хренников А.Ю. Диагностические модели для контроля механического состояния обмоток силовых трансформаторов на основе методов низковольтных импульсов и частотного анализа // ЭнергоЭксперт, 2010, № 6.

*СПАСИБО
ЗА
ВНИМАНИЕ*

