



## Содержание

ВВЕДЕНИЕ.....	3
1 Характеристика объекта проектирования .....	4
1.1 Цели и задачи проектирования .....	5
2. Выбор основных элементов воздушной линии 35 кВ.....	5
2.1 Выбор сечений проводов .....	5
2.6.2 Выбор опор .....	8
2.3 Механический расчет воздушной линии.....	11
2.3.1 Расчет максимальной толщины стенки гололеда и максимального ветрового давления.....	11
2.3.2 Расчет удельных нагрузок на провод .....	11
3.3.3 Расчет удельных нагрузок на трос .....	11
2.3.3 Расчет пролетов воздушной линии .....	12

## **ВВЕДЕНИЕ**

Воздушные линии электропередач-конструкции для передачи электроэнергии на расстояние по проводам. Основными конструктивными элементами воздушных линий являются: провода, тросы, опоры, изоляторы и линейная арматура. Основными достоинствами воздушных линий является их оносительная дешевизна и ремонтпригодность.

К электроснабжению карьеров предъявляют особое требование обеспечить высокое качество электроэнергии (стабильность напряжения и частоты), потребное карьеру количество электроэнергии, надежность электроснабжения, экономичность и безопасность всех элементов системы электроснабжения. Эти требования к системе электроснабжения карьера в целом или отдельных его участков, экскаваторов, буровых станков, добычных и вскрышных комплексов могут быть обеспечены максимальным приближением более высокого напряжения к электропотребителям, рациональным построением схемы электроснабжения с применением электрооборудования, работающего надежно в специфических условиях открытых горных разработок, а также организацией высокого уровня эксплуатации.

В связи с этим задачи связанные с реконструкциями линий актуальные.

## 1 Характеристика объекта проектирования

Линия «Аршаново-Кирба» построена в 1976 году эксплуатируется с 01 декабря 1976 года, то есть ЛЭП эксплуатируется 46 лет. Реконструкция объекта ПАО «Россети Сибирь» ВЛ-35 «Аршаново-Кирба» выполняется для нужд Аршановского разреза и предназначена для выноса существующей ВЛ с территории отвала вскрытых пород разреза.

Начальной точкой проектируемой линии является опора №75\12 (87) ВЛ-35 кВ Т-58 «Райково-Аршаново». Конечной точкой трассы ВЛ является опора №32А ВЛ-35 кВ Т-57 «Аршаново-Кирба». Протяженность трассы реконструкции составляет 2785,76 м.

Питание ПС 35 кВ «Аршаново» и ПС 35 кВ «Кирба» в нормальном режиме осуществляется от ПС 110 кВ «Райково» по ВЛ 35 кВ «Райково-Аршаново» с отпайкой на ПС «Майрыхская» (Т-58) и ВЛ 35 кВ «Аршаново-Кирба» (Т-57).

ПС 35 кВ «Аршаново» запитана по ВЛ 35 кВ «Райково-Аршаново» с отпайкой на ПС «Майрыхская» (Т-58) от ПС 110 кВ «Райково». На ПС 35 кВ «Аршаново» в работе находятся два трансформатора мощностью 1,6 МВА каждый. С шин 35кВ в нормальном режиме включена ВЛ 35 кВ «Аршаново-Кирба» (Т-57) питающая ПС 35 кВ «Кирба». СВ-35кВ нормально включен, СВ10кВ нормально отключен. ПС 35 кВ «Кирба» запитана по ВЛ 35 кВ «Аршаново-Кирба» (Т-57), в работе находятся два трансформатора мощностью 6,3МВА каждый. СВ-35кВ и СВ-10кВ нормально отключены

В таблице 1 приведены данные по климатическим условиям района прохождения ВЛ.

Таблица 1-Районные климатические условия

- абсолютный минимум температуры	- 47°С;
- абсолютный максимум температуры	+ 39°С;
- среднегодовая температура	+ 1,5°С;
- район по ветровому давлению	III (650 Па);
- район по толщине стенки гололеда	III (20 мм);
- степень загрязнения атмосферы	3.

Длина реконструируемого участка ЛЭП 35 кВ от РП-35 до опоры №32А (Т-57) составляет 2786 м. Полная длина ЛЭП 35 кВ от РП-35 до ПС Кирба составляет 17,685 м. ЛЭП 35 кВ Т-57 выполнена проводом АС 95/16.

### **1.1 Цели и задачи проектирования**

Целью выпускной квалификационной работы является разработка проекта реконструкции ВЛ 35 кВ «Аршаново-Кирба» в связи с изменением расположения линии и повышение надёжности работы.

Для достижения цели поставлены и решались следующие задачи:

- замена изношенных деревянных опор на современные
- замена неизолированного провода на самонесущий изолированный (далее СИП),
- замена П-образных опор,
- механический расчёт воздушной линии

## **2. Выбор основных элементов воздушной линии 35 кВ**

### **2.1 Выбор сечений проводов**

Максимальная активная нагрузка, передаваемая по нашей ВЛ составила  $P = 0,66$  МВт, а реактивная нагрузка  $Q = 0,17$  МВАр.

Передаваемая по ВЛ полная мощность:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2}$$
$$S = \sqrt{0,66^2 + 0,17^2} = 0,682 \text{ МВА.}$$

Сечение проводов определяют, по допустимому нагреву, т. к. изменяются физические свойства проводника, повышается его сопротивление и увеличивается бесполезный расход электрической энергии.

Ток в ВЛ, соответствующий режиму максимальной нагрузки:

$$I_p = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}},$$

где:  $U_{ном}$  – номинальное напряжение ВЛ, кВ.

$$I_p = \frac{0,682 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 35} = 11,25 \text{ А.}$$

Сечение проводов ВЛ 35 кВ в сельской местности, питающих понижающие подстанции 35/10 кВ с трансформаторами с регулированием напряжения под нагрузкой, должно выбираться по экономической плотности тока.

Экономически целесообразное сечение определяется из соотношения:

$$S = \frac{I_p}{j_{эк}},$$

где  $j_{эк}$  – нормированное значение экономической плотности тока, А/мм, для заданных условий работы, выбираемое по таблице 1.

**Таблица 1.** – Экономическая плотность тока

Наименование проводника	Экономическая плотность тока А/мм <sup>2</sup>		
	1000 – 3000	3000 – 5000	Свыше 5000
Неизолированные провода и шины:			
Алюминиевые	1,3	1,1	1
Медные	2,5	2,1	1,8
Кабели с бумажной и провода с резиновой и поливинилхлоридной изоляцией с жилами:			
Алюминиевые	1,6	1,4	1,2
Медные	3	2,5	2
Кабели с резиновой и пластмассовой изоляцией с жилами:			
Алюминиевые	1,9	1,7	1,6
Медные	3,5	3,1	2,7

Из таблицы 1 экономическую плотность выбираем 1,1.

$$S = \frac{11,25}{1,3} = 8,654 \text{ мм}^2.$$

Сечение, полученное в результате указанного расчета, округляется до ближайшего минимального для ВЛ стандартного сечения, то есть 35 мм<sup>2</sup>, которое, согласно ПУЭ-7, является минимальным для линий 35 кВ.

Исходя из этого выбираем сталеалюминевый провод марки АС 35/6,2, характеристики которого показаны в таблице 5. Для неизолированного провода АС 35/6,2 допустимо длительный ток составляет 175 А, что не превышает расчетный ток нагрузки 11,25 А, рассчитанный по формуле.

Таблица 2 – Характеристика провода АС 70/11

Наименование характеристики	Единица измерения	Значение
ГОСТ	–	839 – 80
Код ОКП провода	–	351151
Рабочая температура эксплуатации	°С	– 60...+ 40
Расчетная масса провода	кг/км	274
Вес одного метра провода	кг/м	0,274
Наружный диаметр	мм	11,4
Площадь сечения провода по элементам	мм <sup>2</sup>	79,39
Площадь сечения алюминиевой части	мм <sup>2</sup>	68,04
Площадь сечения стальной части	мм <sup>2</sup>	11,35
Допустимо длительный ток	А	265
Срок службы, не менее	Лет	45
Механическое напряжение для наибольшей нагрузки	Н/мм <sup>2</sup>	120
Механическое напряжение для среднегодовой температуре	Н/мм <sup>2</sup>	90
Коэффициент температурного линейного расширения	1/°С·10 <sup>-6</sup>	19,2
Модуль упругости, Е	Н·10 <sup>4</sup> /мм <sup>2</sup>	8,25
Максимальная разрывная нагрузка	Н	12520,4
Длительная допустимая температура нагрева жил, не более	°С	+ 90
Электрическое сопротивление 1 км провода постоянному току при 20 °С, не более	Ом	0,4218

### **2.6.2 Выбор опор**

В строительстве и прокладки воздушной линии электропередач (ЛЭП) используют железобетонные опоры.

Преимущества железобетонных опор:

- Большой срок службы;
- Способность противостоять огню и разрушениям от грозových разрядов в опору;
- Высокая эксплуатационная надежность и простота обслуживания;
- Устойчивость к коррозии

Недостатками железобетонных опор являются:

- Значительный вес опоры
- Сложность доставки
- Вероятность возникновения трещин во время транспортировки и монтажа

Для реконструкции ВЛ будем использовать одноцепные промежуточные опоры 1,2 ПБ 35-3 и анкерно-угловые опоры 1,2 УБ 35-2.

Промежуточная опора 1,2 ПБ 35-3 имеет рядовое исполнение. Общая высота опоры составляет 19,6 м. Высота но нижней траверсы 13 м. Район по ветру (*III, V*) Район по гололеду (*I-IV*). На рисунке 2.1 изображена промежуточная опора 1,2 ПБ 35-3.



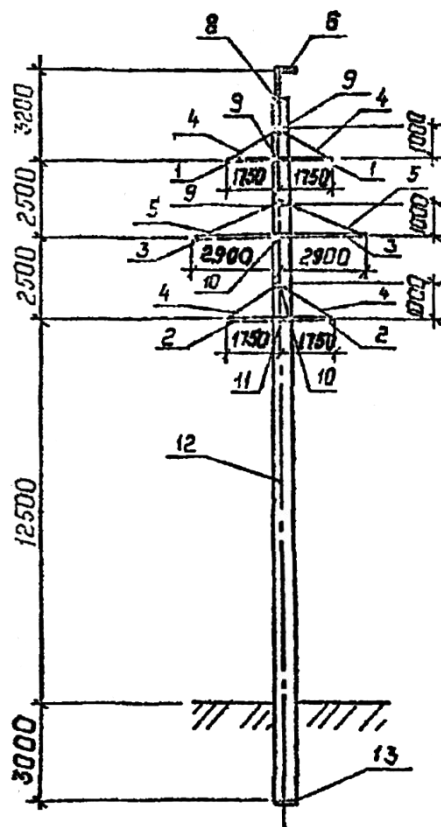


Рисунок 2.1 – Промежуточная опора 1,2 ПБ 35-3

Для углов (поворотов линии) будут использоваться одноцепные анкерно-угловые опоры 1,2 УБ 35-3. Общая высота опоры 19,3 м. Высота до нижней траверсы 10 м. Район по ветру (*III, V*) Район по гололеду (*I-IV*). На рисунке 2.2 изображена анкерно-угловая опора 1,2 УБ 35-3.

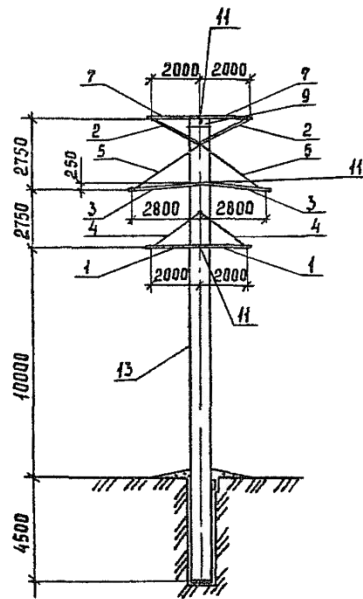


Рисунок 3.2 Анкерно-угловая опора 1.2 УБ 35-3

## 2.3 Механический расчет воздушной линии

### 2.3.1 Расчет максимальной толщины стенки гололеда и максимального ветрового давления

Условия механической прочности:

$$F_{\text{э}} < F_{\text{мех}}, \quad (1)$$

Согласно ПУЭ (таблица 2.5.5 [4]) минимальное сечение проводов с жилой из алюминиевого сплава для второго района по гололедообразованию  $F_{\text{мех}} = 50 \text{ мм}^2$ .

### 2.3.2 Расчет удельных нагрузок на провод

Проверка по нагреву в нормальном режиме:

$$I_{\text{доп}} > I_{\text{норм}}, \quad (2)$$

где  $I_{\text{доп}}$  – допустимый ток

### 2.3.3 Расчет удельных нагрузок на трос

Расчет и проверка сечения для ВЛЗ 35кВ «Аршаново-Кирба»:

Экономическое сечение проводника:

$$F_{\text{э}} = \frac{26,4}{1,7} = 16 \text{ мм}^2$$

По факту полученного результата выбирается ближайшее большее сечение провода  $35 \text{ мм}^2$ , но исходя из местных условий по механической прочности  $F_{\text{э}} = 35 \text{ мм}^2 < F_{\text{мех}} = 50 \text{ мм}^2$ , то оставляем  $F = 50 \text{ мм}^2$ .

Принимаем для «Аршаново-Кирба» провод типа АС 70/11.

Проверка по нагреву в нормальном режиме.

Для АС 70/11. При использовании его на ВЛ-35кВ  $I_{\text{доп}} = 265 \text{ А}$ .

$I_{\text{доп}} = 265 \text{ А} > I_{\text{норм}} = 26,4 \text{ А}$ , условие выполнено

Окончательно для «Аршаново-Кирба» принимаем одно-цепную воздушную линию, выполненную тремя проводами АС 70/11, (см. таблицу 2.)

Таблица 2.1 - выбор и проверка сечения провода АС 70/11

Наименование	$U_{\text{ном}}$	$I_{\text{раб}}$ , А	$F_{\text{э}}$	$F$	$F_{\text{мех}}$	$I_{\text{доп}}$ , А	проверка
--------------	------------------	----------------------	----------------	-----	------------------	----------------------	----------

линии	кВ		мм <sup>2</sup>	мм <sup>2</sup>	мм <sup>2</sup>		условий
АРШАНОВО-КИРБА	35	26,4	12	35	50	265	выполнены

В таблицу 2.3 – занесен выбранные провод и протяженность линии.

Таблиц 2.4- марка провода и протяженность воздушной линии

Наименование линии	U <sub>ном</sub> , кВ	марка провода	протяженность, км
АРШАНОВО-КИРБА	35	АС 70/11	2,8

В таблице 2 указаны технические характеристики провода марки АС 70/11, согласно заводу изготовителю. (ссылка на официальный сайт представлена выше по тексту).

### 2.3.4 Расчет пролетов воздушной линии

Исходя из климатических условий на выбираем максимальную длину пролетов 75 метров, минимальную 65 метров, из-за механической прочности **деревянных опор** при использовании их на Вл-35кВ при расчете использовано среднестатистическое значение равное 70 метрам. (расчет максимально длины пролетов компании Ensto).

Известно, что длина линии 2785,76 метров то, тогда получаем общее количество опор 40 шт., из них 15 анкерных, 25 промежуточных. Сейчас воздушная линия имеет 10 АП-обр. угловых анкерных и 30 П-обр. промежуточных опор.

### 2.3.5 Выбор линейной арматуры

Крепление провода осуществляется с помощью анкерного зажима РА-4595Р. Марка применяемой арматуры ВЛЗ производства фирмы SICAME, а также имеются аналоги от компании Ensto.

Аналог композитного изолятора для натяжного крепежа от Ensto-SDI.90, применяются с анкерным зажимом SO 256, SO 255(момент затяжки 40кН, разрушающая нагрузка 20кН).

Благодаря клиновому зажиму, нагрузка от провода не воспринимается в какой-то одной точке, что было бы критично для изоляции. Она распределяется по всей длине провода в зажиме.

### **3 Расчет токов короткого замыкания и выбор коммутационно-защитного оборудования**

#### **3.1 Расчет токов короткого замыкания**

Система электроэнергетики функционирует в различных режимах, таких как нормальный, аварийный, послеаварийный и ремонтный. Аварийный режим является кратковременным, в то время как остальные режимы являются продолжительными. Одной из основных причин перехода энергосистемы из нормального состояния в аварийное является короткое замыкание (КЗ). Короткие замыкания могут быть однофазными, двухфазными, однофазными на землю и трехфазными, при этом наиболее распространенным видом является однофазное короткое замыкание.

Существует несколько причин возникновения короткого замыкания, включая грозовые разряды, нарушение изоляции электрооборудования из-за старения, загрязнения или механических повреждений, преднамеренные короткие замыкания, падение деревьев на линии электропередачи, ошибки персонала при выполнении переключений и другие.

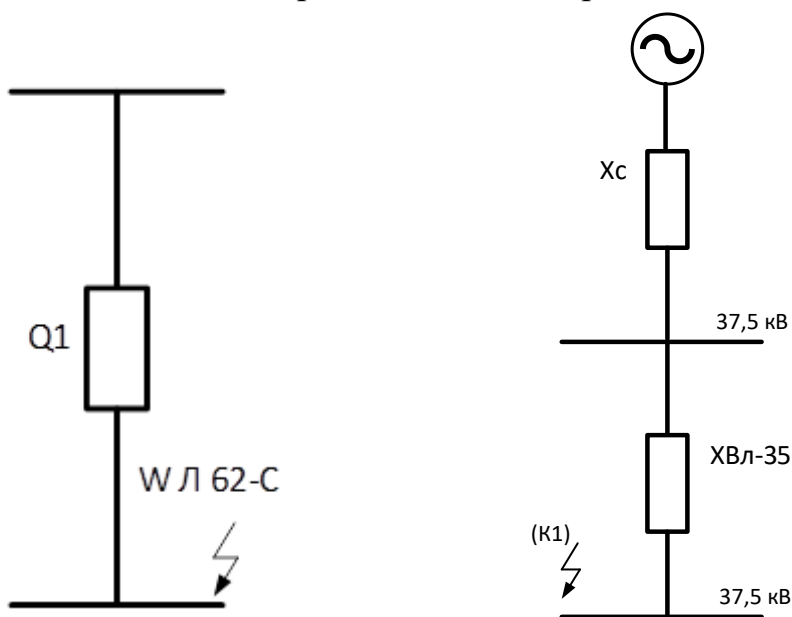
Короткие замыкания могут иметь несколько последствий, включая системные аварии, термические и механические повреждения электрооборудования, ухудшение условий работы потребителей, наведение токов на соседние линии связи и сигнализации, а также опасность для обслуживающего персонала.

В практике проектирования и эксплуатации электроэнергетических систем производится расчет токов короткого замыкания для различных целей, таких как проектирование защитных устройств, выбор коммутационных аппаратов и проводников, разработка мер по ограничению токов КЗ,

определение числа заземленных нейтралей и их размещение, выбор схемы электрических соединений и оценка влияния линий электропередачи на линии связи.

Для расчета токов короткого замыкания можно использовать метод относительных базисных величин. В данном случае будет использоваться упрощенная схема электроснабжения под названием "система-линия-шины ПС-35кВ".

Рисунок 3 – схема для расчетов токов короткого замыкания:



а) расчетная схема.

б) схема замещения.

Рисунок 4.1 – Схема

Известно значение тока короткого замыкания на шинах 35кВ питающей подстанции:  $I_{кзmax\text{ пс-35кВ}} = 480\text{ А} = 0,480\text{ кА}$ .

$$I_{кзmin\text{ пс-35кВ}} = 421\text{ А} = 0,421\text{ кА}.$$

Определим, мощность короткого замыкания на шинах 35кВ питающей подстанции по формуле:

$$S_{кз} = \sqrt{3} \cdot I_{кз} \cdot U_{\phi} \text{ МВ} \cdot \text{А} \quad (6)$$

$$S_{кзmax} = \sqrt{3} \cdot 0,480 \cdot 37 = 30,72 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{кзmin} = \sqrt{3} \cdot 0,421 \cdot 37 = 26,95 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

За базисное напряжение линии 35кВ принимаем:

$$U_6 = 37 \text{ кВ.}$$

Определим сопротивление элементов схемы замещения:

индуктивное сопротивление системы:

$$x_c = \frac{S_{кз}}{S_6} = 1, \text{ о. е.} \quad (7)$$

Активное сопротивление системы определяется из эмпирического соотношения  $r_c = x_c/50$ . Таким образом,  $r_c = 1/50 = 0,02$  о. е.

Сопротивление линий определяется по формулам:

$$x_l = x_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_6^2}, \text{ о. е.} \quad (8)$$

$$r_l = r_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_6^2}, \text{ о. е.} \quad (9)$$

где  $x_{уд}$ - удельное индуктивное сопротивление СИП-3, Ом/км;

$r_{уд}$ - удельное активное сопротивление СИП-3, Ом/км;

$l$ - длина линии, км.

Пример расчета для воздушной линии АРШАНОВО-КИРБА.

Расстояние от системы до секции шин 35кВ ПС-35кВ составляет 32,833 км.

Удельное сопротивление СИП-3 1×50 указаны в таблице 5.

$$x_l = 0,72 \cdot 20,5 \cdot \frac{12,38}{37^2} = 0,21 \text{ о. е.}$$

$$r_l = 0,92 \cdot 20,5 \cdot \frac{12,38}{37^2} = 0,27 \text{ о. е.}$$

Сопротивление участка схемы до точки короткого замыкания К1:

$$x_{K1} = x_c + x_L = 1 + 0,21 = 1,21 \text{ о. е.},$$

$$r_{K1} = r_c + r_L = 0,02 + 0,26 = 0,28 \text{ о. е.},$$

Для высоковольтных линий обычно учитываются только индуктивные сопротивления. При значительной протяженности сети учитывается также их активные сопротивления. Считается, что целесообразно учитывать активное сопротивление, если  $r_{\Sigma} > \frac{x_{\Sigma}}{3}$ , где  $r_{\Sigma}$  и  $x_{\Sigma}$ -суммарные активные и индуктивные(реактивные) сопротивления до места КЗ.

Из выше указанного следует что, для точки К1  $x/3=1,21/3=0,4$ , получается  $r_{\Sigma}<0,4$ , то активное сопротивление при расчетов токов КЗ в точки К1 можно не учитывать  $Z_{\Sigma} = x_{\Sigma}$ .

Периодическая составляющая тока КЗ максимальна в момент времени  $t_{п.о.} = 0$ , ее определяют по формуле:

$$I_{K1} = \frac{I_6}{z_6}, \text{ кА} \quad (10)$$

При расчетах в относительных единицах, если источником питания является энергосистема, ЭДС системы и напряжение на ее шинах равны  $E_c = U_c = 1$ . Для точки К1:

$$I_{K1max} = \frac{0,480}{1,21} = 0,4 \text{ кА} = 400 \text{ А},$$
$$I_{K1min} = \frac{0,421}{1,21} = 0,35 \text{ кА} = 350 \text{ А},$$

Расчет величины ударного тока короткого замыкания производится по формуле, кА:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I^{(3)} \cdot K_y \quad (11)$$

где  $K_y$  – ударный коэффициент,



$$K_y = \left(1 + e^{-t/T_a}\right) \quad (12)$$

Ударный ток соответствует моменту времени  $t=0,01$  сек., то есть имеет место через полпериода после возникновения КЗ.

$T_a$ -постоянная времени затухания апериодической составляющей, с:

$$T_a = \frac{X_k}{2\pi \cdot f \cdot r_k} \quad (13)$$

Для точки К1:

$$T_{a1} = \frac{X_{k1}}{2\pi \cdot f \cdot r_{k1}} = \frac{1,21}{2 \cdot 3,14 \cdot 50 \cdot 0,28} = 0,014 \text{ с};$$

$$K_{y1} = \left(1 + e^{-t/T_{a1}}\right) = \left(1 + e^{-0,01/0,014}\right) = 1,99 \text{ с};$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{K1}^{(3)} \cdot K_y = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 1,99 = 1,1 \text{ кА};$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{K1}^{(2)} \cdot K_y = \sqrt{2} \cdot 0,35 \cdot 1,99 = 0,98 \text{ кА};$$

Расчет для точки К1 занесен в таблицу 4.1.

Таблица 4.1 – расчет тока КЗ для точки К1.

Наименование параметров	К1
Протяженность линии до точки КЗ	20,5
Сопrotивление реактивное $x_k$ , о. е.	1,21
активное $r_k$ , о. е.	0,28
полное $z_k$ , о. е.	1,21
Периодическая составляющая $I_{пmax}/I_{пmin}$ , кА	0,4/0,35
Постоянная времени $T_a$ , с	0,014
Ударный коэффициент $K_y$	1,99
Динамический ток $i_{динmax}/$ $i_{динmin}$ , кА	1,1/0,98

## 4.2 Выбор коммутационно-защитного оборудования

### 3.2.1 Выбор разъединителей

Принимаем разъединители наружной установки, с заземляющими ножами РНДЗ - 35 - 1000 - У1. Расчетные данные установки и каталожные данные разъединителя приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Выбор разъединителей

Расчетные данные	РНДЗ - 2 - 35 - 1000 - У1
	Каталожные данные
$U_c = 35$ кВ	$U_H = 35$ кВ
$I_{MAX} = 349,53$ А	$I_H = 1000$ А
$i_{уд} = 25,05$ кА	$i_{ПР. СКВ} = 63$ кА
$В_K = 14,85$ кА <sup>2</sup> ·с	$I_{терм.н}^2 \cdot t_{терм.н} = 2500$ кА <sup>2</sup> ·с

### 3.2.2 Выбор выключателя

Выбор коммутационной аппаратуры в начале отходящих линий от подстанции энергосистемы: устанавливаем выключатель ВГБЭ - 35 - 630

Все каталожные и расчетные данные сводим в таблицу 4.3

Таблица 4.3 – Выбор выключателей

Расчетные данные	ВГБЭ - 35 - 630
	Каталожные данные
$U_c = 35$ кВ	$U_H = 35$ кВ
$I_{MAX} = 349,53$ А	$I_H = 630$ А
$I_{п0} = I_{П,τ} = 10,3$ кА	$I_{ОТК. Н} = 12,5$ кА
$i_{a,τ} = 2,41$ кА	$i_{a, Н} = 20,33$ кА
$i_{уд} = 25,05$ кА	$i_{ПР. СКВ} = 138$ кА
$В_K = 14,85$ кА <sup>2</sup> ·с	$I_{терм.н}^2 \cdot t_{терм.н} = 625$ кА <sup>2</sup> ·с

## 4 Грозозащита воздушной линии

Перенапряжение на воздушной линии возникает при воздействии молнии, которая может ударить в саму линию или ее близкое окружение. Величина перенапряжения практически одинакова во всех фазах и может достигать значений в несколько сотен киловольт между фазой и землей. Это перенапряжение распространяется вдоль линии до ближайшей опоры, где

возникает пробой воздушного промежутка между траверсой и проводом. В результате образуется силовая электрическая дуга между проводом и траверсой, по которой начинает протекать ток однофазного короткого замыкания. Величина этого тока зависит от места возникновения дуги и мощности питающей подстанции, обычно составляя несколько килоампер. Если провода не защищены, один конец дуги будет свободно перемещаться по проводу в направлении нагрузки. В случае защищенных проводов такого явления не происходит. При возникновении дуги она прожигает небольшое отверстие в оболочке провода и продолжает гореть в этом месте до полного перегорания провода. Система защиты линии не может быстро реагировать на такие события. Для предотвращения разрушения провода необходимо установить устройства защиты от грозových перенапряжений в соответствующих местах. Это обеспечит безопасный путь разряда для силовой дуги и защитит провод от повреждений. Устройства защиты от грозových перенапряжений применяются для защиты не только проводов, но и других компонентов электрической сети. Устройства защиты от дуги должны быть установлены в местах, где существует вероятность возникновения грозových перенапряжений, например, на открытых территориях.

Ограничитель перенапряжений выполняет функцию защиты не только провода, но и других элементов сети от воздействия перенапряжений. При срабатывании ограничителя не происходит значительных прерываний в электроснабжении, однако его использование существенно увеличивает стоимость строительства сетей. Обычно ограничители применяются только на опорах с установленными на них трансформаторами и на конечных опорах при переходе линий электропередачи в подземные кабельные системы.

Применение ограничителей перенапряжений с искровым промежутком (как показано на рисунке 4.1) является более эффективным способом защиты провода, чем использование только одного ограничителя.

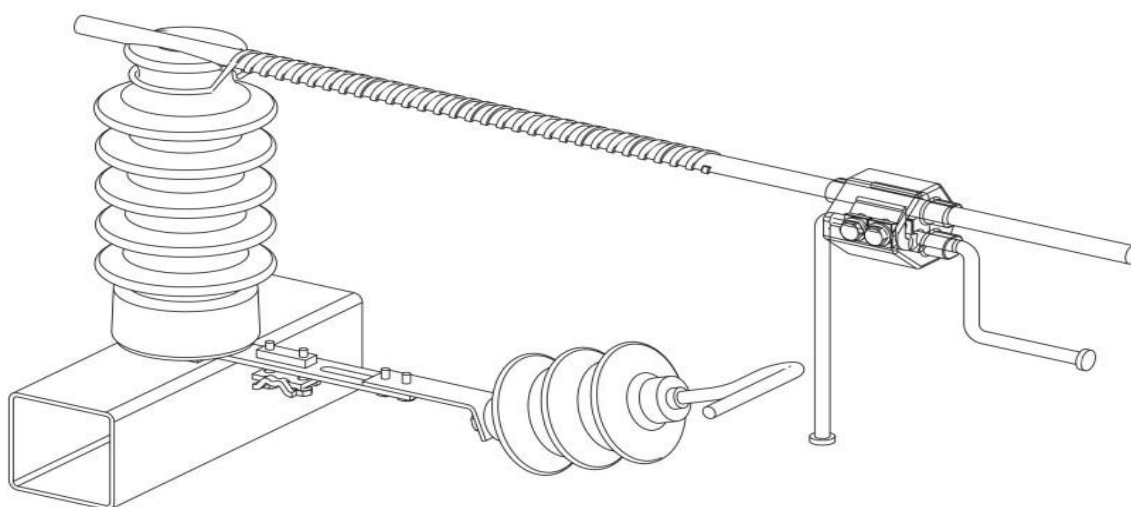


Рисунок 4.1 – Схема установки ОПН с искровым промежутком

Преимущество защиты от грозовых перенапряжений посредством ОПН с искровым промежутком состоит в бесперебойном снабжении электроэнергией потребителей. Действия этой защиты не вызывает срабатывание релейной защиты и отключение линии. Разряд молнии, попавший в линию с защищенными проводами, происходит через металл-оксидный ограничитель перенапряжения и искровой промежуток за изолятором. Ограничитель срабатывает при более низком уровне напряжения, чем пробивное напряжение изолятора, вследствие чего разряд происходит через защитное устройство. Птицы или ветки, попадающие в зону искрового промежутка, не приводят в действия защиту. Траверса подлежит обязательному заземлению. При установке используется изделие серии SDI46.X, ограничитель перенапряжений крепится на регулируемый монтажный кронштейн из комплекта далее к траверсе. Рог разрядника устанавливается на проводе посредством закрепления

в прокалывающем зажиме. Прокалывающий зажим закрывается защитным кожухом.

Для ВЛ-10-35кВ фирма ensto предлагает устройство защиты от дуги SDI27

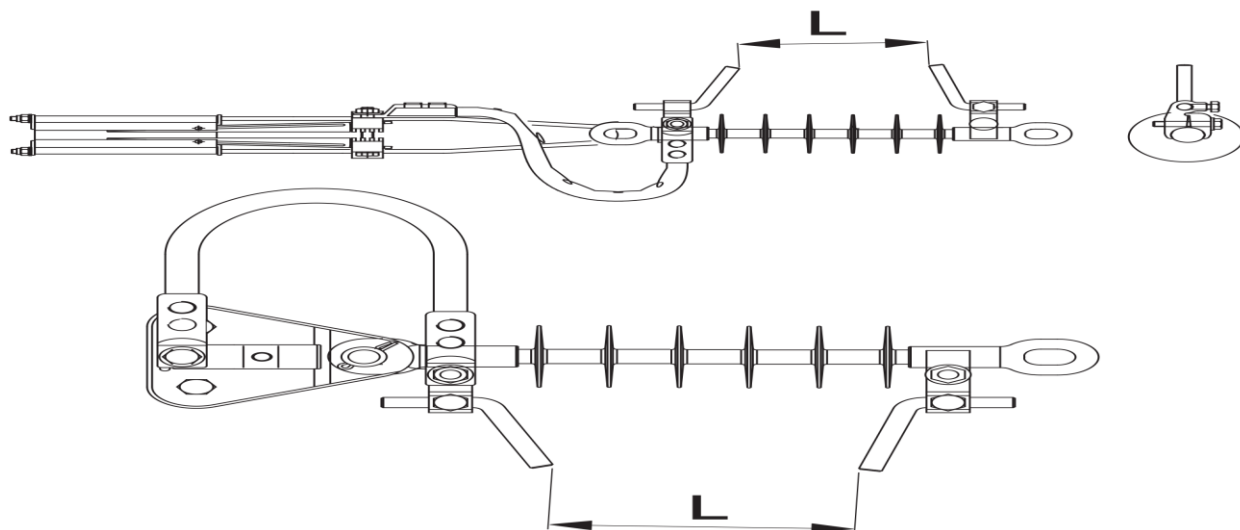


Рисунок 4.2 – Схема установки SDI27

## 5.1. Микропроцессорные защиты SEPAM как современное решение.

### 5.1.1 Основные требования к защите

Компания «Schneider-electric» для защиты электрооборудования электрических сетей выпускает микропроцессорные устройства релейной защиты и автоматики Sepam серий 20, 40, 80.

Микропроцессорные устройства релейной защиты и автоматики Sepam торговой марки Merlin Gerin используются для защиты электрооборудования электрических сетей напряжением 6 - 35 кВ и силовых двухобмоточных и трехобмоточных трансформаторов напряжением 6-220 кВ от коротких замыканий и ненормальных режимов работы.

Микропроцессорные устройства релейной защиты и автоматики Sepam выполняют также следующие дополнительные функции:

- технический учет электроэнергии;
- осциллографирование аварийных процессов;
- функции автоматики;

- управление электрооборудованием;
- самодиагностика;

- отображение мнемосхем первичной сети (Sepam 80) Устройства Sepam серии 80 - используются для защиты силовых трансформаторов 35-220 кВ и трансформаторных вводов напряжением 6, 10 кВ [32]. Устройства Sepam серии 80 имеют все необходимые защиты, могут обладать большим числом дискретных входов и выходных реле (в максимальном варианте - до 42 входов и 23 выходов), расширенный редактор уравнений, что позволяет создать автоматику любой сложности.

Программное обеспечение, определяющее, для какого применения используется базовый блок серии 80, загружается в сменный картридж, в котором также хранится специальная автоматика, настройки и регулировки, выполненные пользователем. Применение сменного картриджа позволяет простой его заменой изменить тип устройства, а при неисправности базового блока быстро заменить его на любой другой.

Направленная защита от однофазных замыканий на землю предназначена для селективного отключения линий при однофазных замыканиях на землю и может применяться в сетях с суммарным емкостным током не менее 0,2 А. Однако в связи с большой вероятностью возникновения однофазных замыканий на землю на ВЛ через переходные сопротивления и с учетом некоторого запаса по чувствительности применение этой направленной защиты целесообразно в тех сетях, например 10 кВ, где минимальное значение суммарного емкостного тока по крайней мере в  $2,5 \div 3$  раза выше, т.е.  $0,5 \div 0,6$  А (первичных).

Токовые цепи реле SEPAM подключаются к кабельному трансформатору тока нулевой последовательности ТТНП типа CSH 120 или CSH 200 (рис.4.2 f), в связи с чем защищаемая воздушная линия должна иметь кабельную вставку (ввод).

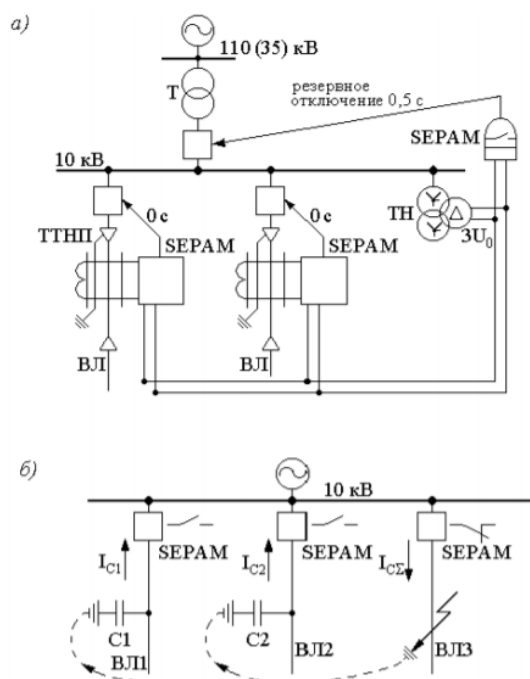


Рисунок 5.1 – Принципиальная схема включения направленной защиты от ОЗЗ типа SEPAM (а) и пояснение принципа ее действия при ОЗЗ на одной из ВЛ сети (б)

Цепи напряжения реле SEPAM активируются при наличии напряжения нулевой последовательности  $3U_0$ , которое получается от обмотки трансформатора напряжения ТН, соединенной в разомкнутый треугольник (см. рис. 5.1, а). При однофазном замыкании на землю, например, на воздушной линии 10 кВ ВЛ3 (см. рис. 5.1 б), токи  $I_{C1}$ ,  $I_{C2}$ , определяемые емкостью фаз неповрежденных линий ВЛ1 и ВЛ2 относительно земли, имеют условное направление к месту повреждения на линии ВЛ3 и различное направление на поврежденных и неповрежденных линиях. Реле SEPAM не срабатывает на неповрежденных линиях, когда токи  $I_C$  направлены к шинам 10 кВ питающей подстанции. На поврежденной линии (при направлении суммарного емкостного тока  $I_{C\Sigma}$  от шин подстанции к месту повреждения) реле SEPAM срабатывает, если значение этого суммарного тока превышает его установленный ток срабатывания (чувствительность).

Для надежного срабатывания защиты SEPAM при минимальной уставке 0,2 А (первичных) необходимо, чтобы общая протяженность всех неповрежденных линий 10 кВ в сети составляла не менее 20-25 км, и, соответственно, суммарный емкостный ток  $I_{C\Sigma}$  был равен или превышал 0,5-0,6 А, учитывая, что среднее значение удельного емкостного тока для воздушных сетей 10 кВ составляет примерно 0,028 А на 1 км. Однако, если это условие не выполняется, например, при отключении для ремонта одной или

двух линий 6 (10) кВ, то направленная защита не сможет сработать из-за недостаточных значений суммарного емкостного тока. В таком случае, на подстанции помимо линейных защит SEPAM необходимо установить резервную неселективную максимальную защиту напряжения нулевой последовательности (на терминале SEPAM, см. рис. 5.1, а), которая срабатывает с задержкой времени 0,5 с и отключает питающий трансформатор (при этом автоматика включения, такая как АВР и АПВ, должна быть запрещена). При низких значениях емкостных токов такое неселективное действие считается правильным, поскольку защита выполняет требования безопасности и предотвращает возникновение несчастных случаев. В России (и странах СНГ) широко используется режим заземления нейтрали №2 (рис. 2.2), при котором может полностью компенсироваться ток 3I<sub>0</sub> промышленной частоты. Для таких сетей были разработаны оригинальные защиты от ОЗЗ, основанные на измерении высших гармонических составляющих в токе ОЗЗ, получившие наименование УСЗ.

Основные требования к защите:

Защита от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ) в сети 6,3 (6) кВ. Выполнение этой защиты зависит от режима работы нейтрали. Она выполняется, как и аналогичные защиты от однофазных замыканий на землю других присоединений сети 6,3 (6) кВ. Для выполнения защит от ОЗЗ с применением терминалов SEPAM компания Schneider Electric выпускает трансформаторы тока нулевой последовательности ТТНП1 типов CSH 120 и CSH 200. Защита относится к основным защита трансформатора и действует на отключение или на «сигнал». При возникновении ОЗЗ в сети с изолированной нейтралью (в соответствии с ПТЭ) допускается работа сети не более 2 часов. Защита от ОЗЗ в сети с изолированной нейтралью или в сети с заземлением нейтрали через высокоомный резистор может работать на сигнал или на отключение.

### **5.1.2. Выбор серии Sepam**

Серия устройств защиты и измерения Sepam серии 20 и Sepam серии 40 предназначена для защиты электрических аппаратов подстанций и распределительных пунктов всех уровней напряжения.

В этой серии воплощены наиболее полные, простые и надежные решения, позволяющие адаптировать устройства к следующим видам применения:

- защита подстанций (вводы и отходящие линии);



- защита трансформаторов;
- защита двигателей;
- защита генераторов;
- защита сборных шин.

### Серам серии 20

Адаптированный к наиболее общим видам применения Seram серии 20 обеспечивает простые решения, основанные на измерении тока или напряжения.

1. защита вводов и отходящих линий подстанций от межфазных коротких замыканий и замыканий на землю:

- 16 кривых отключения с зависимой выдержкой времени;
- регулируемое время удержания для выявления периодически повторяющихся повреждений;
- переключение групп уставок для адаптации к изменениям конфигурации сети;

2. защита линий электропередач, с функцией АПВ;

3. защита трансформаторов от перегрузок, с тепловой защитой по действующему значению тока с учетом гармоник, с 2 группами уставок и учетом режима вентиляции и внешней температуры окружающей среды;

4. защита двигателей:

- от перегрузок, с тепловой защитой по действующему значению тока и кривой охлаждения, устанавливаемой в соответствии с характеристиками двигателя и учитывающей внешнюю температуру окружающей среды;
- от внутренних повреждений и повреждений, связанных с нагрузкой;
- в сочетании с функциями контроля условий пуска двигателя и помощи в эксплуатации электрических аппаратов.

Устройства Seram серии 20, основанные на измерении напряжения, типа В21 и В22, адаптированы к следующим видам применения:

1. контроль по напряжению и частоте сети;

2. обнаружение потери питания в сети с помощью функции защиты по скорости изменения частоты на установках, имеющих генератор, работающий в параллель с сетью.

Серам серии 40

Для наиболее требовательных видов применения используется Seram серии 40, обеспечивающий высокопроизводительную работу благодаря наличию функции измерения тока и напряжения.

Seram серии 40 помимо применений, реализуемых Seram серии 20, обеспечивает следующие функции:

1. защита замкнутых кольцевых сетей и сетей с параллельными вводами путем направленной защиты;
2. защита от замыканий на землю путем направленной защиты, адаптированной ко всем системам заземления нейтрали, изолированной, компенсированной или заземленной через резистор;
3. защита сетей с изменяющейся конфигурацией, требующих переключения групп уставок и использования логической селективности;
4. измерение всех электрических величин: фазного тока и тока нулевой последовательности, фазного напряжения, линейного напряжения и напряжения нулевой последовательности, частоты, мощности, энергии и т.д.;
5. помощь в полноценной диагностике сети: 20'секундная запись осциллограмм аварийных режимов, подробная хронологическая запись 250 последних срабатываний аварийной сигнализации, запоминание информации о контексте 5 последних отключений;
6. адаптация к различным функциям управления благодаря использованию редактора логических уравнений;
7. персонализация аварийных сообщений для конкретного вида применения и/или представление их на языке пользователя.

Архитектура **представлена на рисунке 4.2**, и представляет собой:

- 1 Базовое устройство с различными интерфейсами "человек\*машина"(UMI):
  - стандартный UMI;
  - усовершенствованный UMI со стационарным или выносным графическим жидкокристаллическим дисплеем (LCD)
- 2 Модуль логических входов/выходов
- 3 Модуль подключения к сети связи Modbus
- 4 Модуль аналогового выхода

5 Модуль температурных датчиков для применения трансформатора, двигателя или

генератора

6 Программное обеспечение:

- для ввода параметров Seram, настройки защит и персонализации логики управления в соответствии с требованиями заказчика;
- для отображения записи осциллограмм аварийных режимов

Обобщенная архитектура Seram представлена на **рисунке 4.3.**



Рисунок 5.3 – Архитектура Seram.

В связи с вышесказанным, и данными каталога, занесем обобщенно характеристики 2х серий (20 и 40) в таблицу 4.1.

В качестве работы применяем серию Seram 40.

Таблица 5.1 – Характеристики серий

Критерии выбора	Серия 20			Серия 40		
	Измерения	I	U	U	I и U	I и U

Специальные функции защиты			Защита по скорости изменения частоты		Направленная защита на землю	Направленная защита на землю и в фазах
Применение	Тип					S42
Подстанция	S20			S40	S41	T42
Трансформатор	T20			T40		
Двигатель	M20				M41	
Генератор				G40		
Сборные шины		B21	B22			

### 5.1.3. Защита от замыкания на землю

Рассмотрим поподробнее защиту от замыкания на землю Seram

Эта функция включает 4 независимые защиты от замыканий на землю, разделенные на две группы по 2 элемента: группу А и группу В.

Эти группы могут выбираться с помощью параметрирования:

- работа только с группой А или группой В с возможностью переключения с одной группы на другую в зависимости от состояния логического входа I13 или с помощью дистанционного управления (ТС3, ТС4)

I13=0 - группа А;

I13=1 - группа В;

- работа с группой А и группой В для работы с 4 независимыми уставками;

- включение / отключение каждой группы (А, В).

Принцип работы

Защита от замыканий на землю является однофазной.

Она запускается, когда ток замыкания на землю достигает уставки срабатывания.

Данная защита имеет выдержку времени. Выдержка может быть независимой (постоянной DT) или зависимой (обратно зависимой SIT, очень обратно зависимой VIT или LTI, чрезвычайно обратно зависимой EIT, ультра обратно зависимой UIT, RI) - см. кривые в приложении.

Защита имеет возможность ограничить 2-ю гармонику, что позволяет обеспечить большую стабильность при пуске трансформатора (измерение тока нулевой последовательности суммой трехфазных ТТ). Ограничение можно заблокировать при параметрировании.

Защита с независимой выдержкой времени  $I_s$  соответствует уставке срабатывания, выраженной в амперах, а  $T$  - задержке в срабатывании защиты.

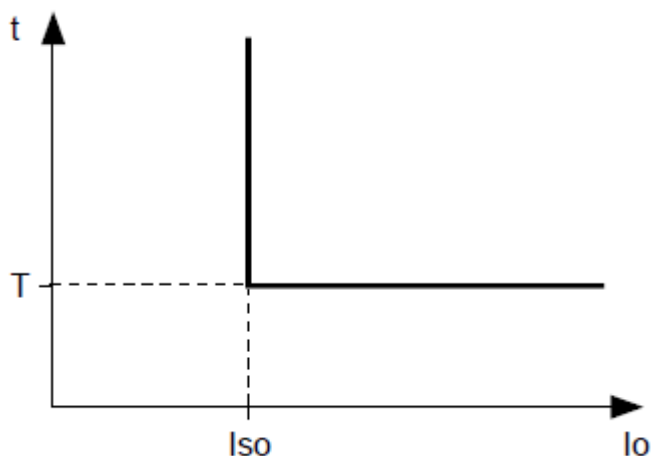


Рисунок 5.4 - Принцип защиты с независимой выдержкой времени  
Защита с зависимой выдержкой времени.

Работа защиты с зависимой выдержкой времени соответствует стандартам МЭК 60255-3 и BS 142.

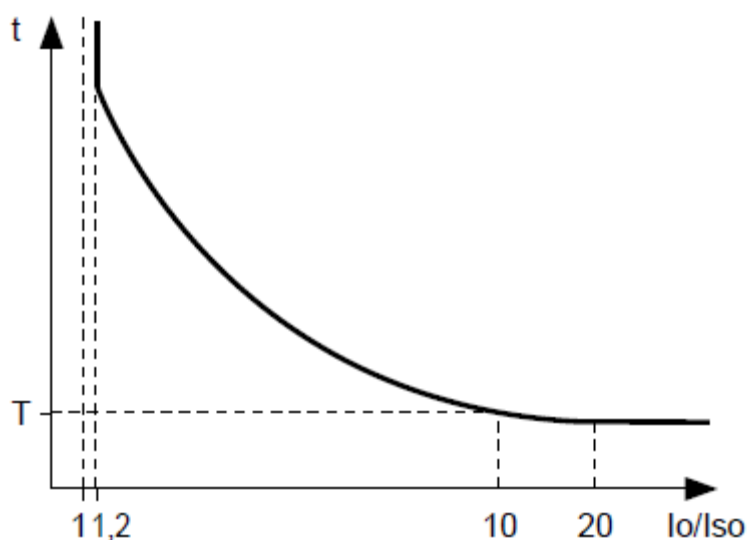


Рисунок 5.5 - Принцип защиты с зависимой выдержкой  
 $I_s$  соответствует вертикальной асимптоте кривой, а  $T$  - задержке в срабатывании для  $10I_s$ .

Для токов с очень большой амплитудой защита имеет характеристику с независимой выдержкой времени:

- если  $I > 20I_0$ , то время отключения - это время, соответствующее  $20 I_0$ ;
- если  $I > 15I_0$ , то время отключения - это время, соответствующее  $15 I_0$ .

( $I_0$  - номинальный ток трансформатора тока, устанавливаемый при вводе основных параметров)

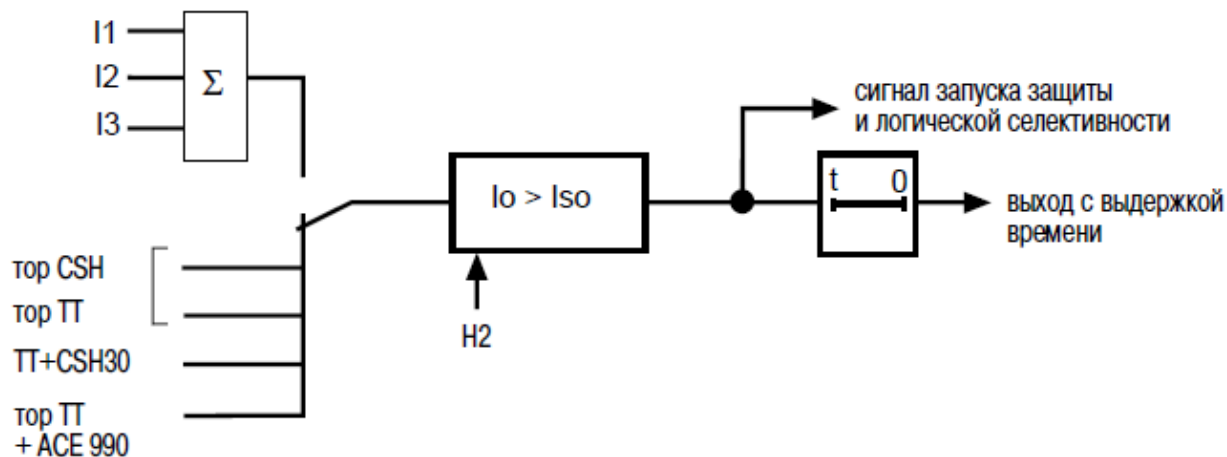


Рисунок 5.6 - Алгоритм работы

Срабатывание защиты с накоплением выдержки времени. Функция включает регулируемое время удержания  $T1$  (независимые характеристики DT) (удержание таймера)

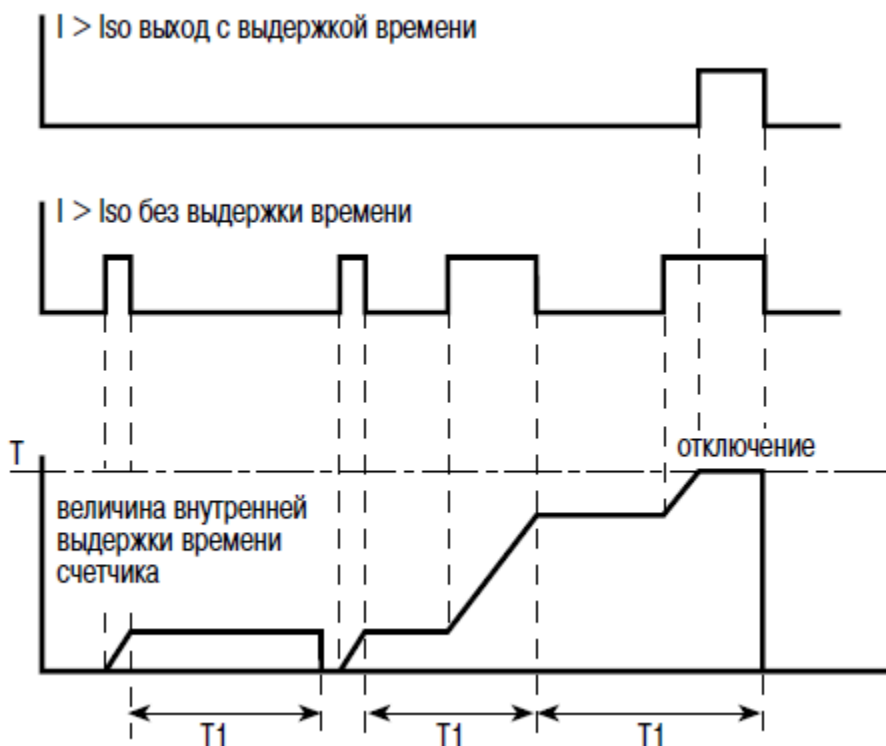


Рисунок 5.7 - Циклограмма

Общие характеристики представлены в таблице 5.2

Таблица 2.2 - Характеристики защиты Seram

Кривая		
Регулировка		независимая, зависимая (обратно зависимая, очень обратно зависимая, ЛИТ, чрезвычайно обратно завис., ультра обратно завис., RI)
Уставка $I_{S0}$		
регулировка	С незав. выдержкой	$0.1I_{n0} \leq I_{S0} \leq 15I_{n0} (A)$
	Сумма ТТ	$0.1I_{n0} \leq I_{S0} \leq 15I_{n0}$
	С датчиком CSH	
	Ном. ток 2 А	0,2-30А
	Ном. ток 20 А	2-300А
	ТТ+CSH30	$0.1I_{n0} \leq I_{S0} \leq 15I_{n0} (мин. 0,1A)$
	Тор с ACE 990	$0.1I_{n0} \leq I_{S0} \leq 15I_{n0} A$
регулировка	С завис. выдержкой	$0.1I_{n0} \leq I_{S0} \leq I_{n0} (A)$
	Сумма ТТ	$0.1I_{n0} \leq I_{S0} \leq I_{n0}$
	С датчиком CSH	
	Ном. ток 2 А	0,2-2А
	Ном. ток 20 А	2-20А
	ТТ+CSH30	$0.1I_{n0} \leq I_{S0} \leq 1 I_{n0} (мин. 0,1A)$
	Тор с ACE 990	$0.1I_{n0} \leq I_{S0} \leq I_{n0} A$
Разрешение		0,1 А или цифра 1
точность		$\pm 5\%$
Коэффициент возврата		$93,5 \pm 5\%$ для $I_{S0} > 0.1I_{n0}$
Ограничение 2й гармоники		
Фиксированная уставка		17%
Выдержка времени Т (время для 10 $I_S$ )		
регулировка	С незав. выдержкой	Без выдержки времени $50 мс \leq T \leq 300с$
	С завис. выдержкой	$100 мс \leq T \leq 12,5 с$
Разрешение		10 мс или 1 цифра
Точность	С незав. выдержкой	$\pm 2\%$ или от -10 до +25 мс
	С завис. выдержкой	Класс 5 или от -10 до +25 мс
Т1 выдержка времени накопления		0; 0,05-300 с
Временные характеристики		
Время срабатывания		Запуск < 35 мс при 2 $I_{S0}$ (25 мс, тип.) Без выдержки времени < 50 мс при 2 $I_{S0}$ (25 мс, тип.)
Время превышения		< 35 мс

Время возврата	<40 мс (для T1=0)
----------------	-------------------

Токовая отсечка: Ток срабатывания токовой отсечки, установленной на линии, выбирается по следующим условиям: -по условию отстройки от КЗ в конце защищаемой линии или за трансформаторами ответвлений:

$$I_{сз} \geq K_H \cdot I_{Кмакс}$$

Где  $K_H$  – коэффициент надежности принимается равным 1,2;

$I_{Кмакс}$  – максимальный ток КЗ в конце защищаемой линии или за трансформаторами ответвлений, А.

$$I_{сз} = 1,2 \cdot 826 = 992 \text{ А}$$

-по условию отстройки от броска тока намагничивания трансформаторов:

$$I_{сз} \geq (4 \div 5) \cdot \sum I_{НОМТР}$$

$$I_{сз} = 4,5 (104 + 104) = 936 \text{ А}$$

где  $\sum I_{НОМТР}$  – сумма номинальных токов всех трансформаторов подключенных к защищаемой линии. (1Т 6,3МВА и 2Т 6,3МВА ПС Кирба)

992 > 936 - условие выполняется

Расчет времени срабатывания защиты:

$$t_{сз} = t_{сзпред} + \Delta t$$

$$t_{сз} = 2,0 + 0,5 = 2,5 \text{ с.}$$

### Выводы по главе

В работе рассмотрена микропроцессорная защита: Seram, что хочется отметить, согласно расчетным данным результаты срабатывания у защит достаточно близки и эффективны, что говорит лишь о том что применяемость данных средств зависит больше от цены, удобства и обслуживания. В связи с этим как итог в настоящее время на мой взгляд для условий данного предприятия более целесообразней применять систему Seram.

Seram серии 20 и Seram серии 40 имеют усовершенствованный вариант интерфейса UMI с клавиатурой и графическим жидкокристаллическим дисплеем (LCD), который используется:


- для обеспечения всей необходимой информацией при местном управлении: вызова результатов измерений, данных диагностики, аварийных сообщений и т.д.;
- для параметрирования Seram и настройки функций защиты;
- для удобства считывания информация на экране дисплея может быть представлена на языке пользователя.



Для адаптации к наибольшему количеству возможных применений, а также для последующей модернизации установки к Seram можно добавлять различные модули, которые устанавливаются в любой момент в соответствии с запросами заказчика:

1. модуль логических входов/выходов с параметрируемой логикой управления;
2. модуль связи;
3. модуль температурных датчиков;
4. модуль аналогового выхода.

Министерство науки и высшего образования РФ  
Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
Хакасский технический институт – филиал ФГАОУ ВО  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
институт  
Электроэнергетика, машиностроение и автомобильный транспорт  
кафедра

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
  
подпись А. С. Торопов  
инициалы, фамилия  
«04» 07 2023 г.

## БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

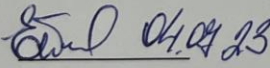
13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

код – наименование направления

Реконструкция ВЛ-35 «Аршаново - Кирба»

тема

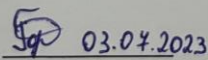
Руководитель

  
подпись, дата

Доц, к.т.н.  
должность, ученая степень

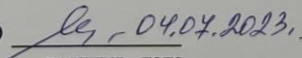
Е.В. Платонова  
инициалы, фамилия

Выпускник

  
подпись, дата

С. В. Гордейчук  
инициалы, фамилия

Нормоконтролер

  
подпись, дата

И. А. Кычакова  
инициалы, фамилия

Абакан 2023