

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

Институт энергетики и электротехники

(институт)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

(кафедра)

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки, специальности)

Электрооборудование и электрохозяйство предприятий, организаций и
учреждений

(направленность (профиль)/специализация)

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему «Реконструкция электрооборудования и электрохозяйства ЗРУ 6 кВ
подстанции «МИС»

Студент(ка)

А.В. Дунидин

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

А.А. Кувшинов

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Консультант

О.Н. Брега

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Допустить к защите

Заведующий кафедрой д.т.н., профессор В.В. Вахнина

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

(личная подпись)

« _____ » _____ 2017г.

Тольятти 2017

Аннотация

Закрытые распределительные устройства ЗРУ на 6 кВ являются одним из самых важных частей подстанции на 110/10/6 кВ. Неисправности могут привести к уменьшению изоляционных свойств, к сокращению срока службы электрооборудования и к некачественному электроснабжению потребителей. Как следствие, могут увеличиться опасность возникновения пожара и взрыва. Поэтому при износе электрооборудования рекомендуется как можно скорее произвести замену устаревших устройств и перепроверить все виды защиты.

Произведя реконструкцию ЗРУ, нужно повысить надежность электроснабжения потребителей Комсомольского и Центрального района г. Тольятти. Реконструкция требует замену устаревшего электрооборудования, при возможности использовать электрооборудование меньшего размера, для освобождения свободного места. изменение схем ЗРУ в некоторых местах и, возможно, замену уже существующего оборудования на более новое.

Реконструкция ЗРУ включает в себя:

- 1) Расчет электрических нагрузок понизительной подстанции;
- 2) Выбор мощности силовых трансформаторов;
- 3) Расчет токов короткого замыкания;
- 4) Выбор электрических аппаратов и проводников;
- 5) Расчет релейной защиты;
- 6) Расчет защитного заземления;
- 7) Расчет молниезащиты.

Данная подстанция обеспечивает электроэнергией потребителей I и II категории. На подстанции в данный момент используются два трехфазных трансформатора ТДТН-40000/110/10 и вакуумные выключатели на ЗРУ. Объем ВКР составляет 49 страниц, 7 рисунков, 6 таблиц. Графическая часть – 6 листов формата А1.

Abstract

Indoor switchgear 6 kV are one of the most important parts of the substation 110/10/6 kV. Malfunction can lead to reduced insulating properties, reducing the service life of electrical equipment and a poor supply to consumers. As a consequence, may increase the risk of fire and explosion. Therefore, when wear of electrical equipment are advised to replace outdated devices, and to double-check all kinds of protection.

The reconstruction of indoor switchgear, it is necessary to increase the reliability of power supply of consumers of the Komsomol and the Central district of Togliatti. Reconstruction requires the replacement of obsolete equipment, if possible use equipment of a smaller size to release free space. The changing patterns of indoor switchgear in some places and perhaps replacement of existing equipment with new.

Reconstruction of indoor switchgear includes:

- 1) Calculate electrical loads HV / mV substation;
- 2) The Choice of capacity of power transformers;
- 3) Calculate short circuit currents;
- 4) Selection of electrical devices and conductors;
- 5) Calculation of relay protection;
- 6) Calculation of the protective grounding;
- 7) The Calculation of lightning.

This substation provides electricity to consumers of category I and II. The substation currently uses two three-phase transformer TDTN-40000/110/10 and vacuum circuit breakers, indoor switchgear. Final qualifying work is done on 49 leaves, 7 drawings, 6 tables. Graphic part is on 6 sheets of A1 format.

Содержание

Введение.....	5
1. Расчет электрических нагрузок понизительной подстанции.....	6
2. Выбор мощности силовых трансформаторов.....	12
3. Расчет токов короткого замыкания.....	22
4. Выбор электрических аппаратов и проводников.....	29
5. Релейная защита.....	36
6. Расчет защитного заземления.....	39
7. Молниезащита подстанции.....	45
Заключение.....	47
Список использованных источников.....	48

Введение

В данной работе необходимо провести реконструкцию ЗРУ на 6 кВ, так как дальнейшая его эксплуатация приведет к аварийным ситуациям, Необходимо провести тщательный расчет нагрузок подстанции со стороны 6 кВ, потери трансформатора, чтобы в случае чего произвести замену, подобрать и проверить электрооборудование на пригодность и их дальнейшую эксплуатацию. Также важно произвести расчет всех видов защит, в том числе релейной, защитных заземлений и молниезащит. Сами ЗРУ занимают одну из главных ролей на подстанции. Они распределяют, передают, при необходимости трансформируют электроэнергию для качественного снабжения потребителей I и II категории.

Все электрооборудования в большинстве случаев могут пострадать от к.з. Это одно из основных проблем, которые могут возникнуть при эксплуатации электроприборов. Поэтому большинство расчетов защит будут отталкиваться от величины токов к.з.

Так как потребители этой подстанции I и II категории, то перебой в электропитании может дорого обойтись, поэтому и защита должна обеспечиваться на должном уровне.

1 Расчет электрических нагрузок понизительной подстанции

Используя ведомость потребления электрической мощности, строятся суточные графики полных мощностей на сторонах низкого и среднего напряжения. Для этого используется формула:

$$S_{in}(t) = \frac{P_{in}(t)}{\cos\varphi_{in}} \quad (1.1)$$

По нагрузкам строят суточные или годовые графики (рисунки 1.1-1.4)

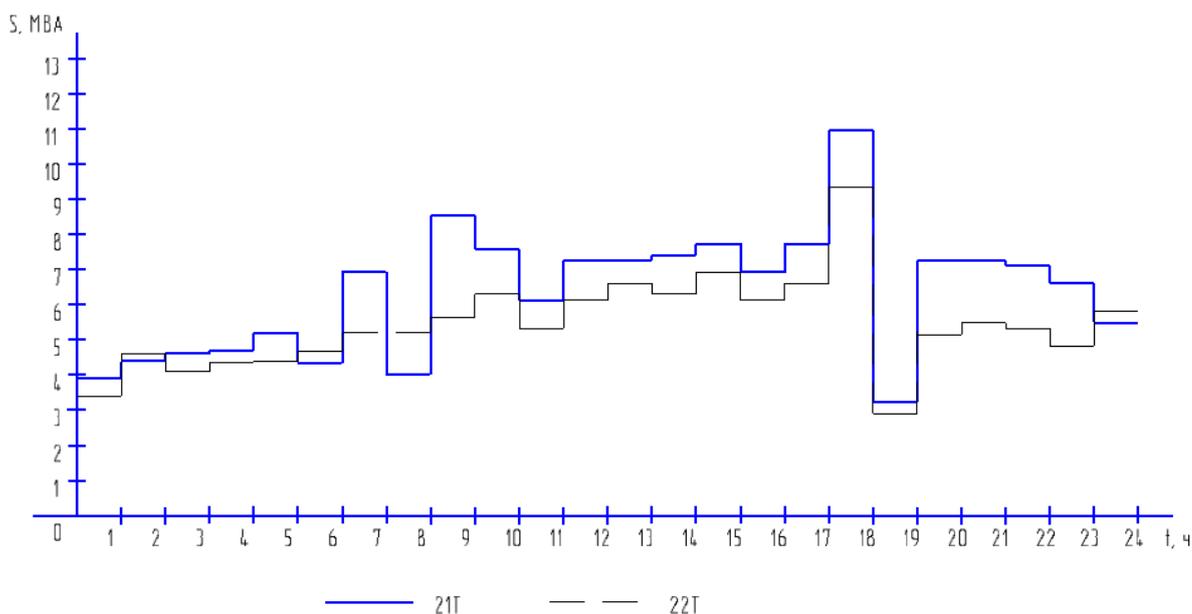


Рисунок 1.1 – Суточные графики нагрузки за летний период на стороне 6 кВ

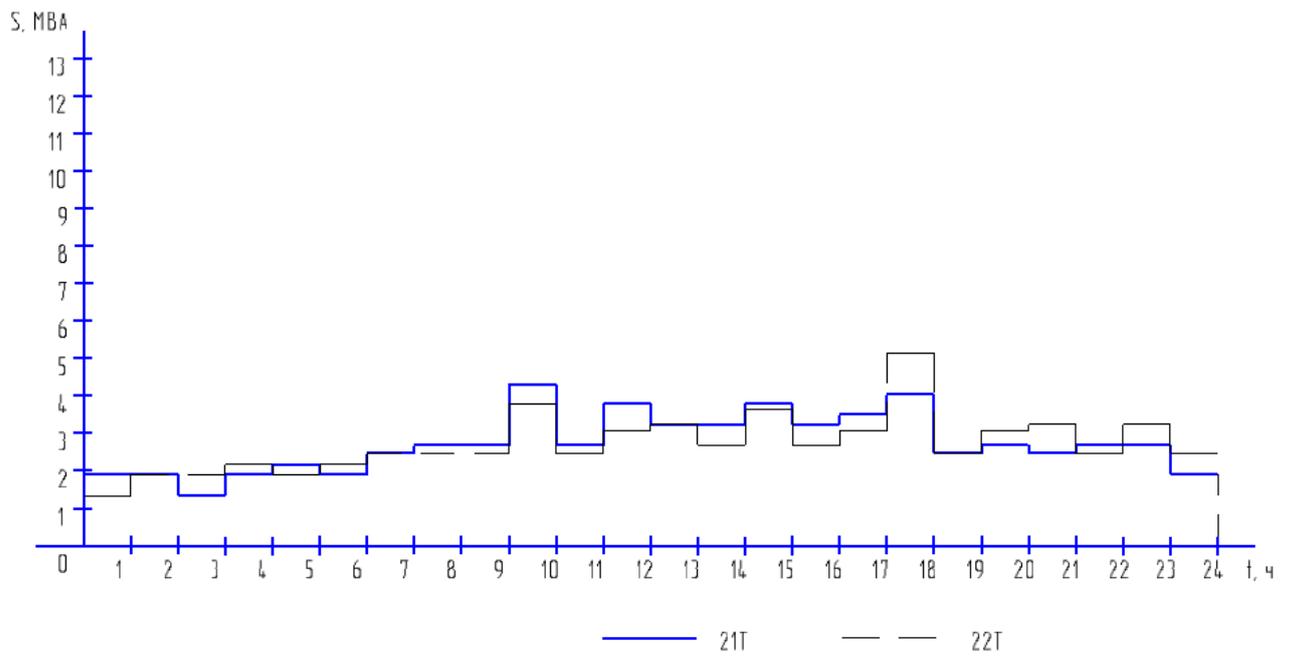


Рисунок 1.2 – Суточные графики нагрузки за летний период на стороне 10 кВ

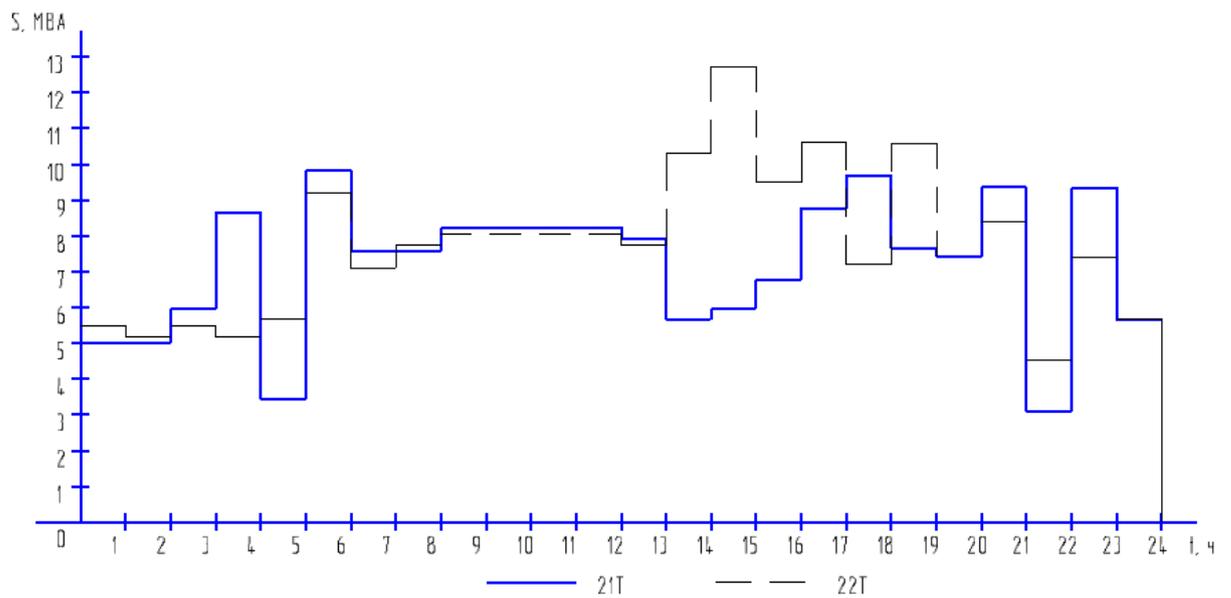


Рисунок 1.3 – Суточные графики нагрузки за зимний период на стороне 6 кВ

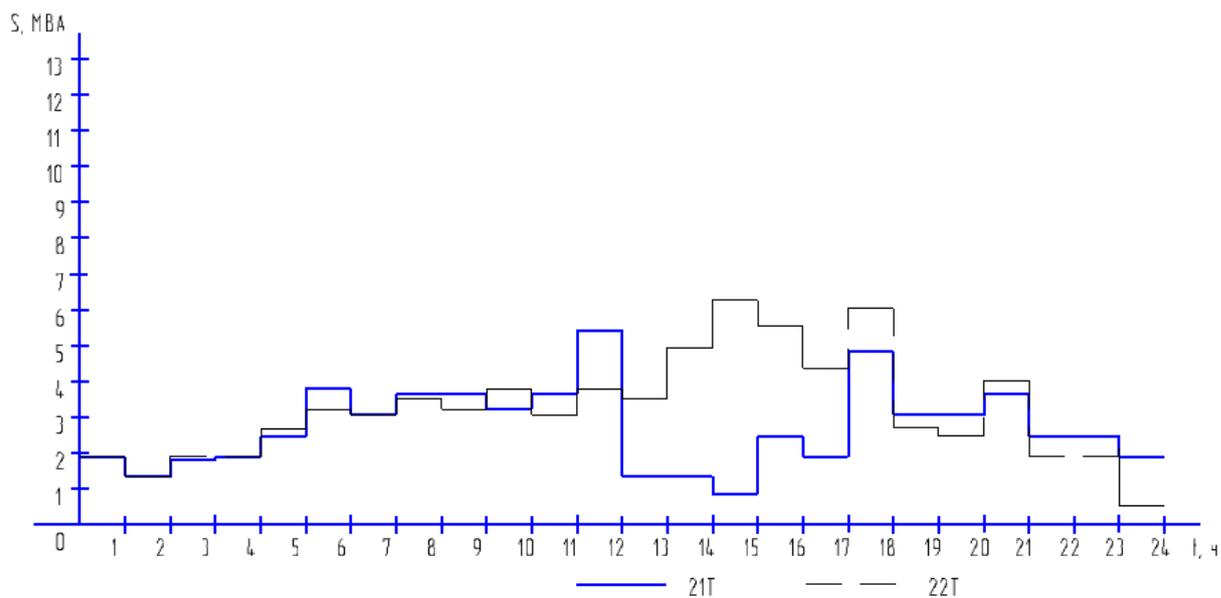


Рисунок 1.4 – Суточные графики нагрузки за зимний период на стороне 10 кВ

По суточным нагрузкам строится эквивалентный годовой график нагрузки (рисунок 1.5)

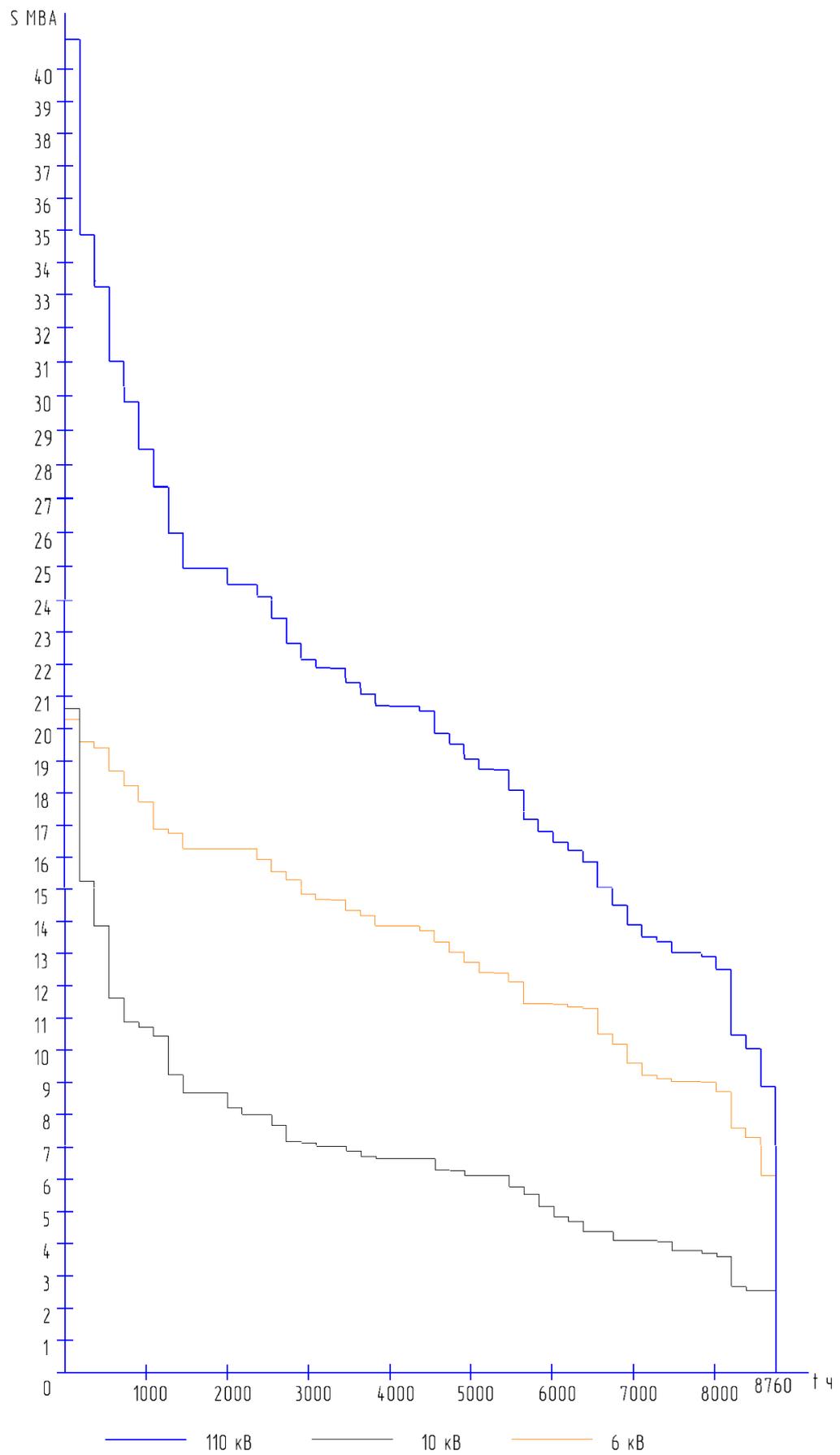


Рисунок 1.5 – Годовой график нагрузок

Максимальная полная мощность для сторон низкого и среднего напряжения:

а) на стороне низкого напряжения:

$$S_{\text{НН}} = 20,29 \text{ МВА}$$

б) на стороне среднего напряжения:

$$S_{\text{СН}} = 20,63 \text{ МВА}$$

в) по всей подстанции

$$S_{\text{max}}^{\text{ПС}} = \sum S_n^i = S_{\text{НН}} + S_{\text{СН}} \quad (1.2)$$

$$S_{\text{max}}^{\text{ПС}} = 20,29 + 20,63 = 40,92 \text{ МВА.}$$

Далее находится электроэнергия для сторон низкого и среднего напряжения по формуле:

$$W = \sum P_{\text{in}}(t) \cdot t_{\text{in}} \quad (1.3)$$

г) на стороне низкого напряжения:

$$W_{\text{НН}} = 76539,92 \text{ МВт}\cdot\text{ч};$$

д) на стороне среднего напряжения:

$$W_{\text{СН}} = 47296,2 \text{ МВт}\cdot\text{ч};$$

– по всей подстанции:

$$W_{\text{ПС}} = \sum W_n \quad (1.4)$$

$$W_{\text{ПС}} = 76539,92 + 47296,2 = 123836,12 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

Рассчитывается максимальной продолжительность нагрузки подстанции:

$$T_M = \frac{W_{\text{ПС}}}{P_{\text{max ПС}}}; \quad (1.5)$$

$$T_M = \frac{123836,12}{18 + 10,56} = 4336 \text{ ч.}$$

Находится коэффициент заполнения графика нагрузки подстанции:

$$K_{\text{зап}} = \frac{T_M}{8760}; \quad (1.6)$$

$$K_{\text{зап}} = \frac{4336}{8760} = 0,49 \text{ ч.}$$

2. Выбор мощности силовых трансформаторов

На двухтрансформаторной подстанции, чтобы получить допустимое номинальное значение мощности, необходимо использовать формулу:

$$S_{\text{ном.Т}} \geq \frac{S_{\text{max.ПС}} \cdot K_{1-2}}{K_{\text{пер}} \cdot (n - 1)} \quad (2.1)$$

$S_{\text{max.ПС}}$ – максимальная полная мощность подстанции;

K_{1-2} – коэффициент участия потребителей 1-й 2-й категории;

$K_{\text{пер}} = 1,4$ – коэффициент приближенной допустимой аварийной нагрузки;

n – количество силовых трансформаторов подстанции.

$$S_{\text{ном.Т}} \geq \frac{40,92 \cdot 0,8}{1,4 \cdot (2 - 1)} = 23,383 \text{ МВА}$$

Далее выбираем трехобмоточный трансформатор ТДТН-40000/110/10. Данные по этому трансформатору приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Каталожные данные трансформатора

Тип	$S_{\text{ном.Т}}$ МВА	Каталожные данные								
		$U_{\text{ном}}$ обмоток кВ			$U_{\text{к}}$, %			$\Delta P_{\text{к}}$ кВт	$\Delta P_{\text{х}}$ кВт	$I_{\text{х}}$ %
		ВН	СН	НН	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН			
ТДТН- 40000/110/10	40	115	11	6,6	10,5	17,5	6,5	200	39	0,6

Далее следует рассчитать потери мощности:

$$P'_{\text{Т}} = P'_{\text{Х}} + k_{3\text{В}}^2 \cdot P'_{\text{к.В}} + k_{3\text{С}}^2 \cdot P'_{\text{к.С}} + k_{3\text{Н}}^2 \cdot P'_{\text{к.Н}} \quad (2.2)$$

где P'_x – приведенные потери в режиме холостого хода, определяется по формуле:

$$P'_x = \Delta P_x + k_{\text{ип}} \cdot Q_x \quad (2.3)$$

ΔP_x – потери мощности трансформатора в режиме холостого хода;

$k_{\text{ип}}$ – коэффициент изменения потерь. Принимаем $k_{\text{ип}} = 0,11$.

$$Q_x = \frac{I_x(\%)}{100} \cdot S_{\text{ном.Т}}; \quad (2.4)$$

$$Q_x = \frac{0,6}{100} \cdot 40000 = 240 \text{квар}$$

Q_x – потери реактивной мощности трансформатора в режиме холостого хода;

$$P'_x = 39 + 0,11 \cdot 240 = 65,4 \text{кВт.}$$

$$k_{3.B} = \frac{S_B}{S_{\text{ном.Т}}}; \quad (2.5)$$

$$k_{3.B} = \frac{40,92}{40} = 1,2;$$

$$k_{3.C} = \frac{S_C}{S_{\text{ном.Т}}}; \quad (2.6)$$

$$k_{3.C} = \frac{40,92}{40} = 1,2$$

$$k_{3.H} = \frac{S_H}{S_{\text{ном.Т}}}; \quad (2.7)$$

$$k_{3.H} = \frac{20,29}{40} = 0,51.$$

$k_{3.B}$, $k_{3.C}$, $k_{3.H}$ – коэффициенты загрузок на обмотках высокого, среднего и низкого напряжений соответственно;

S_B , S_C , S_H – расчетные нагрузки обмоток высшего, среднего и низшего напряжений.

$$P'_{K.B} = P_{K.B} + k_{\text{ип}} \cdot Q_{K.B}; \quad (2.8)$$

$$P'_{K.C} = P_{K.C} + k_{\text{ип}} \cdot Q_{K.C}; \quad (2.9)$$

$$P'_{K.H} = P_{K.H} + k_{\text{ип}} \cdot Q_{K.H}; \quad (2.10)$$

$P'_{K.B}$, $P'_{K.C}$, $P'_{K.H}$ – приведенные потери активной мощности к.з обмоток высшего, среднего и низшего напряжения соответственно;

$P_{K.B}$, $P_{K.C}$, $P_{K.H}$ – потери активной мощности к.з обмоток высшего, среднего и низшего напряжения соответственно при 100% загрузки.

$$P_{K.B} = P_{K.C} = P_{K.H} = 0,5 \cdot \Delta P_K; \quad (2.11)$$

$$P_{K.B} = 0,5 \cdot 200 = 100 \text{ кВт.}$$

ΔP_K – потери активной мощности между обмотками трансформатора.

$$Q_{к.в} = \frac{U_{к.в}(\%)}{100} \cdot S_{ном.т}; \quad (2.12)$$

$$Q_{к.с} = \frac{U_{к.с}(\%)}{100} \cdot S_{ном.т}; \quad (2.13)$$

$$Q_{к.н} = \frac{U_{к.н}(\%)}{100} \cdot S_{ном.т}; \quad (2.14)$$

$Q_{к.в}$, $Q_{к.с}$, $Q_{к.н}$ – потери реактивной мощности к.з обмоток высшего, среднего и низшего напряжения;

$U_{к.в}$, $U_{к.с}$, $U_{к.н}$ – напряжения к.з обмоток трансформатора.

$$U_{к.в} = 0,5 \cdot (U_{к.вн-нн} + U_{к.вн-сн} - U_{к.сн-нн}); \quad (2.15)$$

$$U_{к.в} = 0,5 \cdot (7 + 10,5 - 6) = 10,5 \%$$

$$U_{к.с} = 0,5 \cdot (U_{к.вн-сн} + U_{к.сн-нн} - U_{к.вн-нн}); \quad (2.16)$$

$$U_{к.с} = 0,5 \cdot (0,5 + 6 - 17) = 0 \%$$

$$U_{к.н} = 0,5 \cdot (U_{к.вн-нн} + U_{к.сн-нн} - U_{к.вн-сн}); \quad (2.17)$$

$$Q_{к.в} = \frac{10,75}{100} \cdot 40000 = 4200 \text{квар};$$

$$Q_{к.с} = \frac{0}{100} \cdot 40000 = 0 \text{квар};$$

$$Q_{к.н} = \frac{6,75}{100} \cdot 40000 = 2600 \text{ кВар};$$

$$P'_{к.в} = 100 + 0,11 \cdot 4200 = 562 \text{ кВт};$$

$$P'_{к.с} = 100 + 0,11 \cdot 0 = 100 \text{ кВт};$$

$$P'_{к.н} = 100 + 0,11 \cdot 2600 = 386 \text{ кВт};$$

$$P'_T = 65,4 + 1,2^2 \cdot 562 + 0,52^2 \cdot 100 + 0,51^2 \cdot 386 = 779,47 \text{ кВт};$$

Для двух параллельных силовых трансформаторов определяются экономическая нагрузка, при нагрузке ниже экономической могут отключить один из трансформаторов

$$S_{э.п.с} = S_{ном.т} \cdot \sqrt{n \cdot \left(\frac{P'_x}{P'_k} - 1 \right)} \quad (2.18)$$

где $S_{э.п.с}$ – экономическая нагрузка.

$$S_{э.п.с} = 40 \cdot \sqrt{2 \cdot \left(\frac{65,4}{562} - 1 \right)} = 19,3 \text{ МВА.}$$

Далее расчеты силового трансформатора проще всего будет выполнить при помощи таблицы 2.2.

$\sum \Delta W_{\text{ПС}} = 2128673,78 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$ – потери электроэнергии трансформаторов подстанции.

В конце рассчитываются приведенные затраты трансформатора:

$$Z_{\text{пр}} = E_{\text{н}} \cdot K + И = E_{\text{н}} \cdot K + И_{\text{о}} + И_{\text{э}} \quad (2.19)$$

где $Z_{\text{пр}}$ – приведенные затраты;

$E_{\text{н}} = 0,15$ – нормативный коэффициент дисконтирования;

$K = 18 \text{ млн.руб}$ – капитальные затраты на трансформатор;

$И$ – годовые эксплуатационные издержки, руб;

$И_{\text{э}}$ – стоимость годовых потерь электроэнергии в трансформаторах;

$И_{\text{о}}$ – годовые отчисления, руб.

$$И_{\text{э}} = \Delta W_{\text{ПС}} \cdot C_{\text{э}} \quad (2.20)$$

$C_{\text{э}} = 1,68 \text{ руб/кВт}\cdot\text{ч}$. – стоимость 1 кВт·ч электроэнергии

$$И_{\text{э}} = 2128673,78 \cdot 1,68 = 3576171 \text{ руб}$$

$$И_{\text{о}} = \rho_{\text{сум}} \cdot K \quad (2.21)$$

где $\rho_{\text{сум}} = 0,094$.

$$И_{\text{о}} = 0,094 \cdot 18000000 = 1692000 \text{ руб}$$

$$Z_{\text{пр}} = 0,15 \cdot 18000000 + 1692000 + 3576171 = 7968171 \text{ руб}$$

Далее выбираем трехобмоточный трансформатор ТДТН-63000/110/10.
Данные по этому трансформатору приведены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Каталожные данные трансформатора

Тип	$S_{\text{ном.Т}}$ МВА	Каталожные данные								
		$U_{\text{ном}}$ обмоток кВ			$U_{\text{к}}$, %			$\Delta P_{\text{к}}$ кВт	$\Delta P_{\text{х}}$ кВт	$I_{\text{х}}$ %
		ВН	СН	НН	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН			
ТДТН- 63000/110/10	63	115	11	6,6	10,5	18	7	290	53	0,55

Далее проводим расчет этого трансформатора по тем же формула:

$$Q_{\text{х}} = \frac{I_{\text{х}}(\%)}{100} \cdot S_{\text{ном.Т}} \quad (2.22)$$

$$Q_{\text{х}} = \frac{0,55}{100} \cdot 63000 = 346,5 \text{ квар};$$

$$P'_{\text{х}} = 53 + 0,11 \cdot 346,5 = 91,12 \text{ кВт}.$$

$$k_{3,В} = \frac{S_{\text{В}}}{S_{\text{ном.Т}}} = \frac{40,92}{63} = 0,65;$$

$$k_{3,С} = \frac{S_{\text{С}}}{S_{\text{ном.Т}}} = \frac{20,63}{63} = 0,33;$$

$$k_{3,Н} = \frac{S_{\text{Н}}}{S_{\text{ном.Т}}} = \frac{20,29}{63} = 0,32$$

$$P_{K.B} = P_{K.C} = P_{K.H} = 0,5 \cdot \Delta P_K \quad (2.23)$$

$$P_{K.B} = 0,5 \cdot 290 = 145 \text{ кВт}$$

$$U_{K.B} = 0,5 \cdot (U_{K.BH-HH} + U_{K.BH-CH} - U_{K.CH-HH}); \quad (2.24)$$

$$U_{K.B} = 0,5 \cdot (8 + 10,5 - 7) = 10,75 \%;$$

$$U_{K.C} = 0,5 \cdot (U_{K.BH-CH} + U_{K.CH-HH} - U_{K.BH-HH}); \quad (2.25)$$

$$U_{K.C} = 0,5 \cdot (0,5 + 7 - 18) = -0,25 \%$$

$$U_{K.H} = 0,5 \cdot (U_{K.BH-HH} + U_{K.CH-HH} - U_{K.BH-CH}); \quad (2.26)$$

$$U_{K.H} = 0,5 \cdot (8 + 7 - 10,5) = 7,25 \%$$

Принимаем $U_{K.C} = 0 \%$.

$$Q_{K.B} = \frac{10,75}{100} \cdot 63000 = 6772 \text{ квар};$$

$$Q_{K.C} = \frac{0}{100} \cdot 63000 = 0 \text{ квар};$$

$$Q_{K.H} = \frac{7,25}{100} \cdot 63000 = 4567 \text{ квар};$$

$$P'_{K.B} = 145 + 0,11 \cdot 6772 = 889,975 \text{ кВт};$$

$$P'_{к.с} = 145 + 0,11 \cdot 0 = 145 \text{ кВт};$$

$$P'_{к.н} = 145 + 0,11 \cdot 4567 = 647,425 \text{ кВт};$$

$$P'_T = 65,4 + 1,2^2 \cdot 573 + 0,52^2 \cdot 100 + 0,51^2 \cdot 379 = 793,81 \text{ кВт};$$

$$S_{э.п.с} = 63 \cdot \sqrt{2 \cdot \left(\frac{91,12}{889,975} \right)} = 28,51 \text{ МВА}.$$

$$\sum \Delta W_{пс} = 3128726,57 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

$$K = 30 \text{ млн.руб}$$

$$C_{э} = 1,68 \text{ руб/кВт}\cdot\text{ч}$$

$$И_{э} = 3128726,57 \cdot 1,68 = 5256260 \text{ руб}$$

$$\rho_{сум} = 0,094$$

$$И_0 = 0,094 \cdot 30000000 = 2820000 \text{ руб}$$

$$З_{пр} = 0,15 \cdot 30000000 + 2820000 + 5256260 = 12576260 \text{ руб}$$

Теперь сравнивая потери электроэнергии и приведенные затраты подстанций, выбираем наиболее выгодный вариант. Наиболее выгодный вариант является подстанция с трансформатором ТДТН-40000/110/10/6

3. Расчет токов короткого замыкания

3.1 Расчет сопротивления расчетной цепи

Для расчета КЗ требуется сложную схему подстанции перевести в более простую. Сначала составляют эквивалентную схему, затем по ней рисуют в схему замещения и рассчитывают ее характеристики по известным формулам.

Токи К.З. необходимы для подбора электрооборудования. И так как напряжение линии превышает 1 кВ, то расчет КЗ ведется только при помощи индуктивного сопротивления.

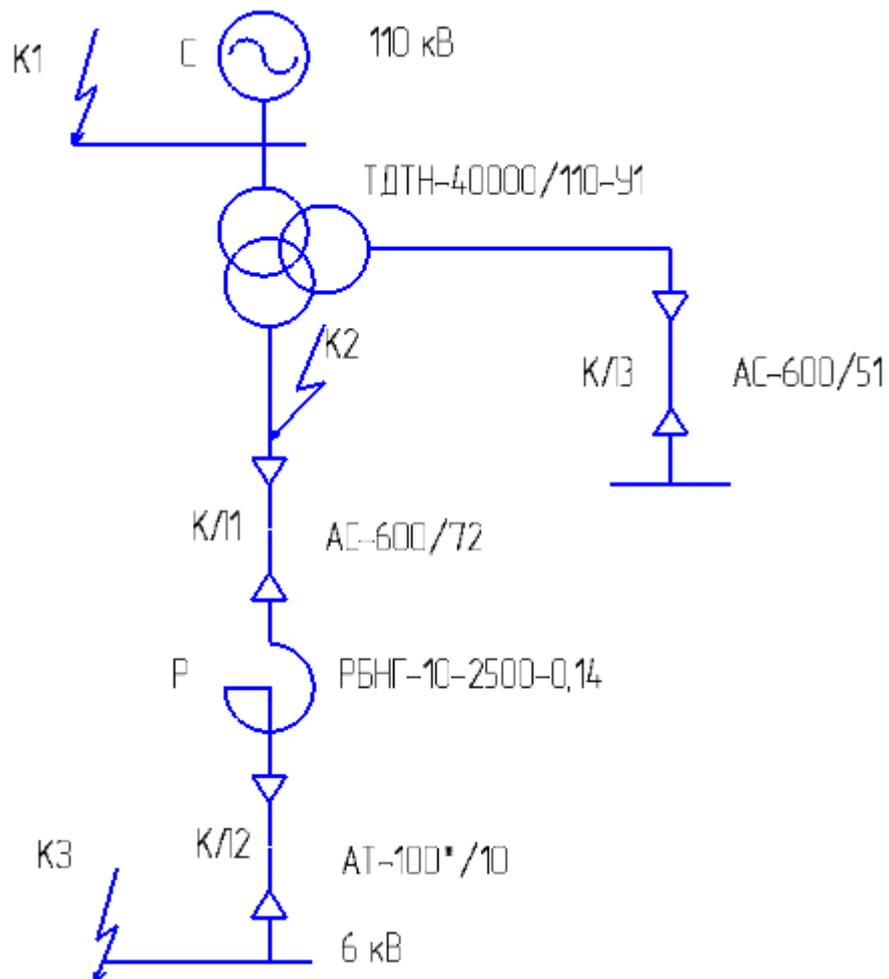


Рисунок 3.1 – Расчетная схема короткого замыкания

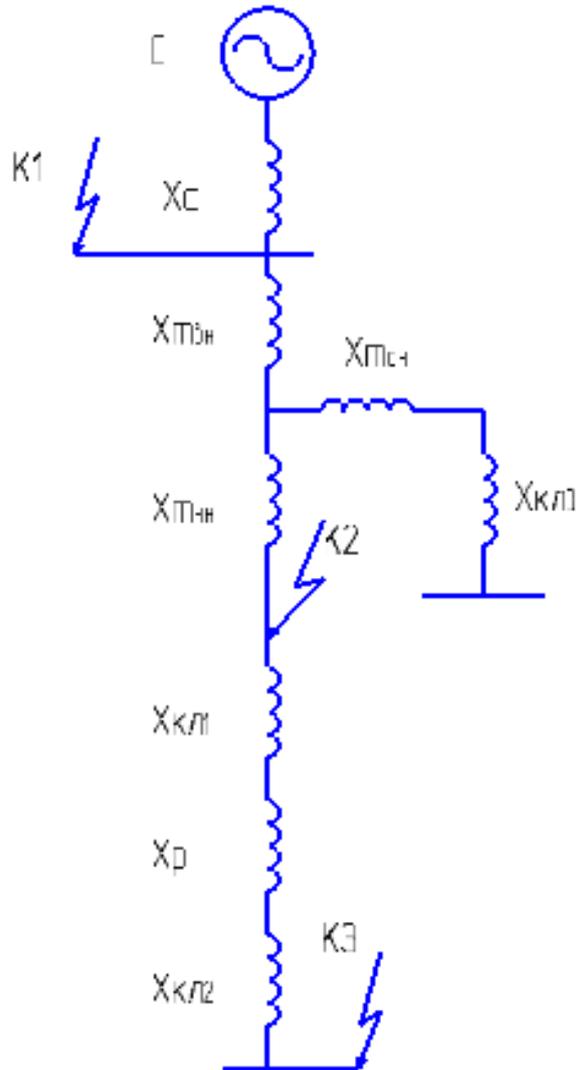


Рисунок 3.2 – схема замещения.

Расчет КЗ проводят либо при помощи именованных единиц, либо при помощи относительных единиц. В данной работе токи КЗ рассчитывается при помощи относительных единиц.

Далее проводится расчет индуктивного сопротивления в относительных единицах. Сначала сопротивление системы:

$$X_{*c,6} = \frac{S_6}{S_k} \tag{3.1}$$

где $S_{\sigma} = 1000 \text{ МВА}$ – базисная мощность; $S_R = 3000 \text{ МВА}$ – мощность КЗ системы.

$$X_{* \text{ С.б}} = \frac{1000}{3000} = 0,333$$

Сопротивление трансформатора ТДТН-40000/110-У1:

$$X_{* \text{ Твн.б}} = \frac{U_{\text{к.в}} \%}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{\text{ном.т}}} \quad (3.2)$$

$$X_{* \text{ Твн.б}} = \frac{10,75}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 2,687$$

$$X_{* \text{ Твн.б}} = \frac{U_{\text{к.в}} \%}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{\text{ном.т}}} \quad (3.3)$$

$$X_{* \text{ Твс.б}} = \frac{0}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 0$$

$$X_{* \text{ Тнн.б}} = \frac{U_{\text{к.н}} \%}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{\text{ном.т}}} \quad (3.4)$$

$$X_{* \text{ Тнн.б}} = \frac{7,25}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 1,813$$

Сопротивление кабельной линии АС-600/72:

$$X_{* \text{ КЛЛ.б}} = x_{\text{уд}} \cdot l \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{\text{с.р}}^2} \quad (3.5)$$

где $U_{с.р} = 6,3$ кВ – напряжение рассматриваемой ступени, на которой КЗ;

$x_{уд} = 0,08$ Ом/км – ударное сопротивление линии;

$l = 0,031$ км – длина линии электропередач.

$$X_{* \text{ КЛ1.б}} = 0,08 \cdot 0,31 \cdot \frac{1000}{6,3^2} = 0,062$$

Сопротивление одинарного реактора РБНГ-10-2500-0,14:

$$X_{* \text{ Р.б}} = x_{\text{ном}} \cdot \frac{S_б}{U_{с.р}^2} \quad (3.6)$$

где $x_{\text{ном}} = 0,14$ Ом – номинальное сопротивление одинарного реактора.

$$X_{* \text{ Р.б}} = 0,14 \cdot \frac{1000}{6,3^2} = 3,527$$

Сопротивление линии электропередач АТ-100*/10:

$x_{уд} = 0,08$ Ом/км;

$l = 0,011$ км;

$$X_{* \text{ КЛ2.б}} = 0,08 \cdot 0,025 \cdot \frac{1000}{6,3^2} = 0,022$$

Сопротивление линии электропередач АС-600/51:

$$x_{уд} = 0,74 \text{ Ом/км};$$

$$l = 0,023 \text{ км};$$

$$X_{* \text{ КЛЗ.6}} = 0,74 \cdot 0,023 \cdot \frac{1000}{6,3^2} = 0,154$$

3.2 Расчет симметричных токов короткого замыкания

3.2.1 Токи короткого замыкания точки К1

Далее рассчитывают сопротивление всей цепи до точки КЗ. (точка К1).

$$X_{* \text{ РЕЗ } \text{Ⓢ}} = X_{* \text{ С.6}}; \quad (3.7)$$

$$X_{* \text{ РЕЗ } \text{Ⓢ}} = 0,333$$

В конце рассчитывают периодическую составляющую тока и ударный ток КЗ.

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6}; \quad (3.8)$$

$$I_6 = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА}$$

$$I_{\text{п.о}}^3 = \frac{E''_{*6}}{X_{* \text{ РЕЗ } \text{Ⓢ}}} \cdot I_6 \quad (3.9)$$

где $E''_{*6} = 1$ – сверхпереходная ЭДС, о.е.

$$I_{п.о}^3 = \frac{1}{0,333} \cdot 5,02 = 15,076 \text{ кА}$$

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{п.о}^3 \cdot k_{уд} \quad (3.10)$$

где $k_{уд} = 1,72$ – ударный коэффициент точки К1.

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 15,076 \cdot 1,72 = 36,673 \text{ кА}$$

3.2.2 Токи короткого замыкания точки К2

$$X_{* \text{ РЕЗ } \text{ К2}} = X_{* \text{ С.б}} + X_{* \text{ Тв.б}} + X_{* \text{ Тн.б}} ; \quad (3.11)$$

$$X_{* \text{ РЕЗ } \text{ К2}} = 0,333 + 2,687 + 1,813 = 4,833$$

$$I_{п.о}^3 = \frac{E''_{*6}}{X_{* \text{ РЕЗ } \text{ К2}}} \cdot I_6 \quad (3.12)$$

$$I_{п.о}^3 = \frac{1}{4,833} \cdot 91,643 = 18,96 \text{ кА}$$

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{п.о}^3 \cdot k_{уд} \quad (3.13)$$

где $k_{уд} = 1,92$ – ударный коэффициент точки К3.

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 18,96 \cdot 1,92 = 51,482 \text{ кА}$$

3.2.3 Токи короткого замыкания точки КЗ

$$X_{* \text{ РЕЗ } 6} = X_{* \text{ С.6}} + X_{* \text{ Тв.6}} + X_{* \text{ Тн.6}} + X_{* \text{ КЛ1.6}} + X_{* \text{ Р.6}} + X_{* \text{ КЛ2.6}} ; \quad (3.14)$$

$$X_{* \text{ РЕЗ } 6} = 0,333 + 2,687 + 1,813 + 0,242 + 3,527 + 0,05 = 8,383$$

$$I_6 = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 91,643 \text{ кА}$$

$$I_{п.о}^3 = \frac{1}{8,383} \cdot 91,643 = 10,932 \text{ кА}$$

где $k_{уд} = 1,4$ – ударный коэффициент точки КЗ.

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 10,932 \cdot 1,4 = 21,645 \text{ кА}$$

4. Выбор электрических аппаратов и проводников

4.1 Выбор выключателей

Выключатели выбираются по номинальному напряжению, номинальному току, симметричному току напряжения, апериодической составляющей тока КЗ, предельному сквозному КЗ и термической стойкости.

$$I_{\text{MAX}} = 1,4 \cdot \frac{S_{\text{T.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot 2} \quad (4.1)$$

$$I_{\text{MAX}} = 1,4 \cdot \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 2} = 2566 \text{ A}$$

Затем рассчитывают максимальное значение апериодической составляющей тока к.з протекающая за время τ :

$$\tau = t_{\text{р.з}} + t_{\text{с.в}} \quad (4.2)$$

где $t_{\text{р.з}} = 0,01 \text{ с}$ – время действия релейной защиты;

$t_{\text{с.в}} = 0,75$ – собственное время отключения.

$$\tau = 0,01 + 0,75 = 0,76 \text{ с}$$

$$i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п.о}} \cdot e^{-\tau/T_a} \quad (4.3)$$

где $i_{\text{ат}}$ – допустимое значение апериодической составляющей;

$T_a = 0,1 \text{ с}$ – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока

к.з.

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot 10,59 \cdot e^{-0,76/0,1} = 0,007 \text{ кА}$$

$$i_{а.ном} = \left(\sqrt{2} \cdot \beta_{нор} / 100 \right) \cdot I_{откл.ном} \quad (4.4)$$

где $\beta_{нор} = 0,16\%$ – нормированное значение содержания апериодической составляющей в отключенном токе;

$$I_{откл.ном} = 31,5 \text{ кА}$$

$$i_{а.ном} = \left(\sqrt{2} \cdot 0,16 / 100 \right) \cdot 31,5 = 0,071$$

Последними параметрами являются термическая стойкость и тепловой импульс:

$$W_K = I_{по}^2 \cdot \left(t_{откл} + T_a \right) \quad (4.5)$$

где W_K – термическая стойкость;

$t_{откл} = 0,2$ – время отключения, продолжительность к.з.

$$W_K = 10,93^2 \cdot \left(0,2 + 0,1 \right) = 35,856 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$I_T^2 \cdot t_{откл} \quad (4.6)$$

где $I_T = 31,5$ – ток термической устойчивости

$$I_T^2 \cdot t_{откл} = 31,5^2 \cdot 0,2 = 198,45 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Выбираем выключатель ВВЭ-10-31,5/3150 УЗ и проверяем его по параметрам. Результаты приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Расчетные и каталожные данные

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{НОМ} = 6 \text{ кВ}$	$U_{сет.НОМ} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} = 2566 \text{ А}$	$I_{НОМ} = 3150 \text{ А}$
$I_{по}^3 = 10,59 \text{ кА}$	$I_{отк.НОМ} = 31,5 \text{ кА}$
$i_{ат} = 0,007 \text{ кА}$	$i_{а.НОМ} = 0,07 \text{ кА}$
$I_{оп} = 10,93 \text{ кА}$	$I_{прс} = 31,5 \text{ кА}$
$i_{уд} = 21,645 \text{ кА}$	$i_{прс} = 80 \text{ кА}$
$B_k = 35,856 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_{откл} = 198,45 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

4.2 Выбор трансформатора тока

Трансформатор тока выбираются по номинальному напряжению, по номинальному длительному току, по электродинамической стойкости, по термической стойкости, по конструкции, по классу точности и по вторичной нагрузке.

Рассчитываем максимальный расчетный ток:

$$I_{MAX} = \frac{S_{Т.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} \quad (4.7)$$

$$I_{MAX} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 3666 \text{ А}$$

Рассчитываем электродинамическую стойкость:

$$K_{\text{ЭД}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{НОМ}} \quad (4.8)$$

где $K_{\text{ЭД}} = 37$ – кратность электродинамической стойкости

$$K_{\text{ЭД}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{НОМ}} = 37 \cdot \sqrt{2} \cdot 4000 \text{ кА}$$

Далее рассчитываем термическую стойкость:

$$K_{\text{Т}}^2 \cdot I_{\text{НОМ}}^2 \cdot t_{\text{Т}} \quad (4.9)$$

где $K_{\text{Т}} = 25$ – кратность термической стойкости

$$K_{\text{Т}}^2 \cdot I_{\text{НОМ}}^2 \cdot t_{\text{Т}} = 25^2 \cdot 4^2 \cdot 3 = 30000 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Выбираем трансформатор тока ТВ-СЭЩ-10 и проверяем его по параметрам. Результаты приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Расчетные и каталожные данные

$U_{\text{НОМ}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{СЕТ.НОМ}} = 6 \text{ кВ}$
$I_{\text{макс}} = 3666 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 4000 \text{ А}$
$i_{\text{уд}} = 21,645 \text{ кА}$	$K_{\text{ЭД}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{НОМ}} = 209,3 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} = 33,651 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$K_{\text{Т}}^2 \cdot I_{\text{НОМ}}^2 \cdot t_{\text{Т}} = 30000 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Последним критерием является вторичная нагрузка:

$$Z_{2\text{НОМ}} = \frac{S_{2\text{НОМ}}}{I_{2\text{НОМ}}^2} \quad (4.10)$$

где $Z_{2ном}$ – номинальное полное сопротивление вторичной обмотки;

$S_{2ном} = 30 \text{ ВА}$ – номинальная полная мощность на вторичной обмотке;

$I_{2ном} = 5 \text{ А}$ – номинальный полный ток на вторичной обмотке.

$$Z_{2ном} = \frac{30}{5^2} = 1,2 \text{ Ом}$$

Трансформатор по вторичной обмотке проверяется, определяя нагрузку приборов, подключенных к вторичной обмотке по фазам.

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2ном}^2} \quad (4.11)$$

где $S_{\text{приб}}$ – потребляемая мощность всех подключенных приборов, которую можно определить при помощи таблицы 4.3.

Таблица 4.3 – Вторичная нагрузка трансформатора тока

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА, фазы		
		А	В	С
Амперметр	Э-365-2	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	Д-5087	0,035	0,035	0,035
Варметр	ЦЛ-2133	0,2	0,2	0,2
Счетчик активной энергии	МЕРКУРИЙ 230 ART	0,1		
Счетчик реактивной энергии	МЕРКУРИЙ 230 ART	0,1		
ИТОГО		0,935	0,935	0,935

Из таблицы 4.3 следует:

$$R_{\text{приб}} = \frac{0,935}{5^2} = 0,037 \text{ Ом}$$

$$R_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} - R_{\text{к}} \quad (4.12)$$

где $R_{\text{пр}}$ – сопротивление проводов;

$R_{\text{к}} = 0,1 \text{ Ом}$ – сопротивление контактов.

$$R_{\text{пр}} = 1,2 - 0,037 - 0,1 = 1,063 \text{ Ом}$$

В конце определяем сечение:

$$s = \frac{\rho \cdot l_{\text{р}}}{R_{\text{пр}}} \quad (4.13)$$

где $\rho = 0,0283 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$ – удельное сопротивление материала провода на подстанции 110 кВ применяются провода с алюминиевыми жилами;

$l_{\text{р}} = l = 45 \text{ м}$ – расчетная длина при подключении трансформатора тока полной «звездой».

$$s = \frac{0,0283 \cdot 45}{1,063} = 1,198 \text{ мм}^2.$$

Принимаем сечение $s = 4 \text{ мм}^2$.

4.3 Выбор трансформатора напряжения

Трансформатор напряжения выбирают по номинальному напряжению, по конструкции и схеме соединений обмоток, классу точности и вторичной нагрузке. Выбираем трансформатор ЗНОЛ-СЭЦ-6

Вторичная нагрузка трансформатора определяется по таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Приборы	Тип приборов	Число приборов	Общая потребляемая мощность
			S, ВА
Вольтметр межфазный	Э-365-2	1	2
Ваттметр	Д-5087	1	0,07
Варметр	ЦЛ-2133	1	0,4
Счетчик активной энергии	МЕРКУРИЙ 230 ART	1	0,2
Счетчик реактивной энергии	МЕРКУРИЙ 230 ART	1	0,2
Итого			32,47

$S_{2\Sigma} = 32,47 \text{ ВА}$ – общая мощность всех приборов, подключенных к вторичной обмотке трансформатора.

Трансформатора ЗНОЛ-СЭЦ-6 имеет класс точности 0,5 рассчитанную на 50 ВА. Значит этот трансформатор нам подходит.

5. Релейная защита

Согласно ПУЭ для секционных шин 6-10 кВ электростанции предусматривается неполная дифференциальная двухступенчатая защита, первая ступень выполнена в виде токовой отсечки, вторая ступень – максимальная токовая защита.

5.1 Расчет токовой отсечки от максимальных токов при внешних трехфазных КЗ

$$I_{сз}^I = K_{отс} \cdot I_{кз}^{\text{с}} \quad (5.1)$$

где $K_{отс} = 1,2$ – коэффициент отстройки;

$I_{кз}^{\text{с}}$ – ток внешних трехфазных коротких замыканий.

$$I_{сз}^I = 1,2 \cdot 18962 = 22754 \text{ А}$$

5.2 Расчет токовой отсечки от броска тока намагничивания трансформаторов

$$I_{сз}^I = K_{отс} \cdot I_{бнт} \quad (5.2)$$

где $I_{бнт} = 3499 \text{ А}$ – ток броска намагничивания трансформатора;

$$K_{отс} = 2,5$$

$$I_{сз}^I = 2,5 \cdot 3499 = 8748 \text{ А}$$

Выбираем $I_{C3}^I = 22754 \text{ A}$

Рассчитываем коэффициент чувствительности:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ}}^{\text{с}}}{I_{\text{C3}}} \quad (5.3)$$

где $I_{\text{КЗ}}^{\text{с}}$ – ток КЗ на шинах.

$$K_{\text{ч}} = \frac{10594}{22754} = 0,5$$

5.3 Расчет максимальной токовой защиты

МТЗ от максимального тока в защите с учетом самозапуска двигательной нагрузки после отключения внешнего КЗ рассчитывается по формуле:

$$I_{\text{C3}}^{\text{II}} = K_{\text{отс}} \cdot \frac{K_{\text{СЗП}} \cdot I_{\text{макс.раб}}}{K_{\text{в}}} \quad (5.4)$$

$$K_{\text{отс}} = 1,2;$$

Где $K_{\text{СЗП}} = 1,3$ – коэффициент самозапуска;

$K_{\text{в}} = 0,95$ – коэффициент возврата;

$I_{\text{макс.раб}}$ – максимально рабочий ток, проходящий по линии.

$$I_{\text{C3}}^{\text{II}} = 1,2 \cdot \frac{1,3 \cdot 3499}{0,95} = 5746 \text{ A}$$

Рассчитываем коэффициент чувствительности:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз}}}{I_{\text{сз}}} \quad (5.3)$$

где $I_{\text{кз}}$ – ток КЗ на шинах.

$$K_{\text{ч}} = \frac{10594}{5746} = 1,84$$

6. Расчет защитного заземления

Заземление необходимо для того, чтобы при неисправности электрооборудования человека не ударило током.

В первую очередь используют естественные заземлители. Если все не соответствует условиям то внедряют и искусственные заземлители. Для искусственного заземления используют вертикальные стержни соединенные полосами (горизонтальными заземлителями) при помощи сварки.

Для начала нужно знать длительность воздействия:

$$\tau = t_{p.з} + t_{o.в} \quad (6.1)$$

где τ – длительность воздействия, с; $t_{p.з} = 0,01$ с – время действия релейной защиты;

$t_{o.в} = 0,75$ с – полное время отключения выключателя.

$$\tau = 0,01 + 0,75 = 0,76 \text{ с}$$

Затем по длительности находят допустимое значение напряжения прикосновения:

$$U_{пр.доп} = 100 \text{ В}$$

После этого определяется напряжение заземлителя:

$$U_з = \frac{U_{пр.доп}}{k_{п}} \quad (6.2)$$

где $U_з$ – напряжение на заземлителе;

k_{Π} – коэффициент напряжения прикосновения.

$$k_{\Pi} = \frac{M \cdot \beta}{\left(\frac{l_B \cdot L_{\Gamma}}{a \cdot \sqrt{S}} \right)^{0,45}} \quad (6.3)$$

где $M = 0,5$ – параметр зависящий от ρ_1 / ρ_2 ;

β – коэффициент, определяемый по сопротивлению тела человека и сопротивлению растекания тока от ступней;

$l_B = 6 \text{ м}$ – длина вертикального заземлителя;

$L_{\Gamma} = 817 \text{ м}$ – длина горизонтальных заземлителей, находится как сумма длин всех горизонтальных заземлителей;

$a = 19 \text{ м}$ – расстояние между вертикальными заземлителями;

$S = 6137 \text{ м}^2$ – площадь заземляющего устройства.

Так как у нас равномерный грунт $\rho_1 / \rho_2 = 1$.

$$\beta = \frac{R_{\text{ч}}}{R_{\text{ч}} + R_{\text{с}}} \quad (6.4)$$

где $R_{\text{ч}} = 1000 \text{ Ом}$ – сопротивление тела человека;

$R_{\text{с}}$ – сопротивление растекания тока от ступней.

$$R_{\text{с}} = 1,5 \cdot \rho_{\text{в.с}} \quad (6.5)$$

где $\rho_{\text{в.с}} = \rho_{\text{э}} = 100 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ – удельное сопротивление верхнего слоя земли и эквивалентное сопротивление грунта соответственно.

$$R_c = 1,5 \cdot 100 = 150 \text{ Ом}$$

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 150} = 0,87$$

$$k_{\Pi} = \frac{0,5 \cdot 0,87}{\left(\frac{6 \cdot 817}{19 \cdot \sqrt{6137}} \right)} = 0,254$$

$$U_3 = \frac{100}{0,254} = 393,25 \text{ В}$$

Далее находим сопротивление заземляющего устройства $R_{з,доп}$:

$$R_{з,доп} \leq \frac{U_3}{I_3} \quad (6.6)$$

где $I_3 = 664 \text{ А}$ – расчетный ток к.з. в рассматриваемой установке.

$$R_{з,доп} = \frac{393}{664} = 0,593 \text{ Ом}$$

После этого определяется общее сопротивление сложного заземлителя, преобразованного в расчетную модель:

$$R_3 = A \cdot \frac{\rho_{\text{э}}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{\text{э}}}{L_{\Gamma} + L_{\text{В}}} \quad (6.7)$$

Расчетная модель заземлителя представляет собой квадрат со сторонами

$$\sqrt{S} = \sqrt{6137} = 78,34 \text{ м}$$

Рассчитывают число ячеек со стороны квадрата:

$$m = \frac{L_r}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1 \quad (6.8)$$

$$m = \frac{817}{2 \cdot \sqrt{6137}} - 1 = 4,215$$

Принимаем $m=4$

$$L'_r = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1) \quad (6.9)$$

где L'_r – длина полос расчетной модели.

$$L'_r = 2 \cdot \sqrt{6137} \cdot (4 + 1) = 783,4 \text{ м}$$

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m} \quad (6.7)$$

где b – длина сторон ячейки.

$$b = \frac{\sqrt{6137}}{4} = 19,6 \text{ м}$$

Далее рассчитывается число вертикальных заземлителей, что расположены по периметру контура по условию $a/l_B \approx 3$

$$n_B = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{1 \cdot l_B} \quad (6.8)$$

$$n_B = \frac{\sqrt{6137} \cdot 4}{1 \cdot 6} = 52,23$$

Принимаем $n_B = 52$

$$L_B = l_B \cdot n_B \quad (6.9)$$

где L_B – общая длина вертикальных заземлителей.

$$L_B = 6 \cdot 52 = 312 \text{ м}$$

Потом рассчитывают относительная глубина погружения вертикальных электродов:

$$\frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \quad (6.10)$$

где $t = 0,7$ м – глубина заложения.

$$\frac{l_B + t}{\sqrt{S}} = \frac{6 + 0,7}{\sqrt{6137}} = 0,086$$

Так как $0 \leq \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \leq 0,1$ далее используют формулу:

$$A = \left(0,444 - 0,84 \cdot \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \right) \quad (6.11)$$

$$A = \left(0,444 - 0,84 \cdot \frac{6 + 0,7}{\sqrt{6137}} \right) = 0,372$$

$$R_3 = 0,372 \cdot \frac{100}{\sqrt{6137}} + \frac{100}{783 + 312} = 0,566 \text{ Ом}$$

Это меньше $R_{3,\text{доп}} = 0,593$. Это значит, что это условие соблюдено.

В конце находят напряжение прикосновения:

$$U_{\text{пр}} = k_{\text{п}} \cdot I_3 \cdot R_3 \tag{6.12}$$

$$U_{\text{пр}} = 0,254 \cdot 664 \cdot 0,566 = 95,56 \text{ В}$$

Это меньше чем $U_{\text{пр,доп}} = 100 \text{ В}$. Все условия соблюдены.

7. Молниезащита подстанции

Молниезащита – это комплекс устройств защиты, необходимые для безопасности электрооборудования от аварий при попадании молнии. Существуют стержневые и тросовые молниезащиты

Стержневые используют для защиты отдельных сооружений. Для подстанции возьмем два стержневых молниеотвода высотой $h = 40$ м расположенных на расстоянии $L \approx 80$ м друг от друга.

Берем надежность защиты $P_3 = 0,999$.

Из справочника находим формулы:

$$h_0 = \sqrt{7 - 7,14 \cdot 10^{-4} \cdot (40 - 30)^2} \cdot h \quad (7.1)$$

где h_0 – высота конуса.

$$h_0 = \sqrt{7 - 7,14 \cdot 10^{-4} \cdot (40 - 30)^2} \cdot 40 = 27,714 \text{ м}$$

$$r_0 = \sqrt{6 - 1,43 \cdot 10^{-3} \cdot (40 - 30)^2} \cdot h \quad (7.2)$$

где r_0 – радиус конуса.

$$r_0 = \sqrt{6 - 1,43 \cdot 10^{-3} \cdot (40 - 30)^2} \cdot 40 = 23,428 \text{ м}$$

$$L_{\text{MAX}} = \sqrt{2,25 - 3,57 \cdot 10^{-3} \cdot (40 - 30)^2} \cdot h \quad (7.3)$$

где L_{MAX} – предельное расстояние между стержнями двойного молниеотвода

$$L_{\text{MAX}} = \sqrt{2,25 - 3,57 \cdot 10^{-3} \cdot (40 - 30)^2} \cdot 40 = 168,572 \text{ м}$$

$$L_c = \sqrt{25 - 0,0107 \cdot 10^{-3} \cdot (40 - 30) \cdot h} \quad (7.4)$$

$$L_c = \sqrt{25 - 0,0107 \cdot 10^{-3} \cdot (40 - 30) \cdot 40} = 89,996 \approx 90 \text{ м}$$

Так как $L < L_c$, то зона защиты не имеет прогиба. Затем вычисляется радиус защиты на высоте защищаемого сооружения r_x :

$$r_x = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0} \quad (7.5)$$

где $h_x = 11 \text{ м}$ – высота защищаемого сооружения.

$$r_x = \frac{23,43 \cdot (27,71 - 11)}{27,71} = 14,13 \text{ м}$$

Далее вычисляется длина горизонтального сечения l_x , когда $h_x < h_c$ (h_c – высота средней части двойного стержневого молниеотвода, м):

$$l_x = \frac{L}{2} \quad (7.6)$$

$$l_x = \frac{94}{2} = 47 \text{ м}$$

Заключение

В результате реконструкции ЗРУ на 6 кВ подстанции МИС, что снабжает Центральный и Комсомольский районы.

Был выполнен расчет электрических нагрузок на 6 кВ, рассчитаны токи к.з. на стороне 6 кВ. Были выбраны вакуумные выключатели ВВЭ-10-31,5/3150 УЗ, трансформаторы тока ТВ-СЭЦ-10, трансформаторы напряжения ЗНОЛ-СЭЦ-6. Также были рассчитаны МТО и МТЗ на стороне 6 кВ, защитное заземление и молниезащита.

Работа выполнена согласно требованиям ПУЭ. Правила которого разработаны с учетом государственных стандартов необходимо соблюдать всем организациям.

Список использованных источников

1. Анчарова, Т.В. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений / Т.В. Анчарова, Е.Д. Стебунова, М.А. Рашевская. - Вологда: Инфра-Инженерия, 2016.
2. Коробов, Г.В. Электроснабжение. Курсовое проектирование / Г.В. Коробов. - СПб.: Лань, 2014.
3. Щербаков, Е.Ф. Электроснабжение. Курсовое проектирование: Учебное пособие / Е.Ф. Щербаков, Д.С. Александров, А.Л. Дубов. - СПб.: Лань, 2014.
4. Арутюнян, А. А. Основы энергосбережения / А.А. Арутюнян. - М.: Энергосервис, 2016
5. Киреева, Э.А. Электроснабжение и электрооборудование цехов промышленных предприятий / Э.А. Киреева. - М.: КноРус, 2013.
6. Кудрин, Б.И. Электроснабжение потребителей и режимы: Учебное пособие / Б.И. Кудрин, Б.В. Жилин, Ю.В. Матюнина. - М.: МЭИ, 2013
7. Рождествина, А.А. Электроснабжение и электрооборудование цехов промышленных предприятий / А.А. Рождествина. - М.: КноРус, 2013
8. Сибикин, Ю.Д. Электроснабжение / Ю.Д. Сибикин, М.Ю. Сибикин. – М.: РадиоСофт, 2015.
9. Семенов, Б. Ю. Экономичное освещение для всех: моногр. / Б.Ю. Семенов. - М.: Солон-Пресс, 2015.
10. Бондаренко, Е.В. Электроэнергетика и электротехника / Е. В. Бондаренко. – Ульяновск : УлГТУ, 2015.
11. Сибикин, Ю.Д. Безопасность труда при монтаже, обслуживании и ремонте электрооборудования предприятий: справочник / Ю. Д. Сибикин. – М.: КНОРУС, 2016
12. Гриднева, Т.С. Электроснабжение: Методические указания для выполнения курсового проекта / Т.С.Гриднева – Кинель РИЦ СГСХА 2015

13. Шаров, Ю.В. Электроэнергетика. Учебное пособие / Ю.В Шаров, - Инфра-М, Форум, 2017
14. Крылов, Ю. А. Энергосбережение и автоматизация производства в теплоэнергетическом хозяйстве города. Частотно-регулируемый электропривод / Ю. А. Крылов, А. С. Карандаев, В. Н. Медведев, - Лань, 2013
15. Сибикин, Ю.Д. Технология энергосбережения. Учебник / Ю.Д. Сибикин, - М.: НИЦ ИНФРА-М, 2015
16. Сибикин, Ю.Д. Электрические подстанции / Сибикин Ю.Д., - М.: РадиоСофт, 2016
17. Хорольский, В.Я. Управление электрохозяйством. Учебное пособие / В.Я. Хорольский, - Инфра-М, Форум 2017
18. Фролов, Ю.М. Основы электроснабжения. Учебное пособие, 1-е изд. / Ю.М. Фролов, В.П. Шелякин, 2013
19. Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / Б.Н. Неклепаев - БХВ-Петербург 2014
20. Важов, В.Ф. Техника высоких напряжений. Учебник / В.Ф. Важов, - Инфра-М, 2016
21. 3 ways decentralised energy is reshaping the grid / 2017
22. Power quality: How to cut costly short interruptions / 2017
23. Britain's Future Power System Architecture project is identifying the needs of the 2030 electricity system / 2017
24. Voltage regulation for distributed generation / 2016
25. You can't squash electricity / Kathryn Porter , 2016