

Аннотация

В данной выпускной квалификационной работе рассматривается вопрос реконструкции системы электроснабжения поселка Каменка Ивановской области. Выполнен расчет нагрузок по району, выбор сечения и марки проводов питающих и распределительных сетей, также был осуществлен расчет потерь напряжения. С учетом надежности была выбрана схема электроснабжения и схема коммутации районной подстанции. По расчетам токов короткого замыкания проведена проверка аппаратуры 3,8 кВ и 10 кВ. В работе рассмотрены вопросы защиты подстанции от перенапряжений, прямых ударов молний, и возможность применения АВР. Специальный вопрос посвящен выбору оптимального комплексного электроснабжения для поселка с учетом нагрузки, поступающей от сельскохозяйственного предприятия. Так же рассмотрены вопросы охраны труда и безопасности жизнедеятельности, произведено техникоэкономическое обоснование стоимости электроэнергии.

Dist24.ru

ТГ: @student_help24_bot

Учебные работы под ключ!

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ

1. ПРОЕКТИРОВАНИЕ СХЕМЫ 0,38 КВ

1.1 Расчет системы электроснабжения 0,38 кВ

1.1.1 Обоснование схемы

1.1.2 Расчет электрических нагрузок

1.2.1 Расчет сечения проводов ВЛ 0,38 Кв

1.2. Расчет потерь энергии

1.3. Выбор числа и мощности трансформаторов

2. ПРОЕКТИРОВАНИЕ СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ 10 КВ

2.1. Обоснование схемы

2.2. Расчет электрических нагрузок

2.3. Расчет сечения проводов ВЛ ЛЭП 10 кВ

2.4. Регулирование напряжения в сельских электрических сетях

3. ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ

3.1. Расчет токов короткого замыкания

3.6. Выбор автоматов на 0,4 кВ

3.5. Выбор предохранителей

4. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

4.1 Обоснование

4.2 Принципы функционирования ветроэнергетических установок

4.3 Выбор схемы

4.4 Экономические расчеты

4.5 Вывод

5. ОХРАНА ТРУДА И БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

5.1 Расчет защитного заземления и зануления

6. ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ

6.1 Себестоимость передачи электроэнергии

6.2 Приведенные затраты на передачу электроэнергии

ВЫВОДЫ И ПРЕДЛОЖЕНИЯ

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

ПРИЛОЖЕНИЯ

Dist24.ru

ТГ: @student_help24_bot

Учебные работы под ключ!

1. ПРОЕКТИРОВАНИЕ СХЕМЫ 0,38 КВ

1.1 Расчет системы электроснабжения 0,38 кВ

1.1.1 Обоснование схемы

Для обоснования схемы распределительной сети 0,38 кВ и установки подстанций используется метод территориального поиска центра электрических нагрузок. С учетом застройки поселка, подстанции были размещены в местах, указанных на л.1 графического материала.

Как правило, схемы электрических сетей отличаются простотой, экономичностью и строятся, исходя из требований ПУЭ. ВЛ 0,38 кВ переменного трехфазного тока с глухим заземлением нейтрали проектируется как воздушная линия электропередачи с самонесущими изолированными проводами.

В соответствии с п. 5.1.3 норм технического проектирования [10] рассчитывается нормативный срок службы воздушной линии, расчетный период массовых отказов и количественная оценка надежности.

При проектировании воздушных линий с совместной подвеской на опорах ЛЭП 0,4 кВ и линий проводного вещания с напряжением до 360 В, руководствуются Правилами Установки Электроустановок (ПУЭ),

Правилами использования ВЛ электропередачи 0,38 кВ для подвески проводов проводного вещания до 360 В и Нормами технологического проектирования.

Выбор СИП проверяется:

- на допустимые длительные токовые нагрузки по условию нагрева в нормальном и послеаварийном режиме;
- на термическую стойкость при токах короткого замыкания;
- на допустимые отклонения напряжения (у потребителей);
- на обеспечение срабатывания плавких предохранителей или автоматических выключателей при однофазных и межфазных коротких замыканиях или перегрузках;

- на пуск асинхронных электродвигателей с короткозамкнутым ротором.

Допускается применение деревянных и железобетонных опор, при их соответствии требованиям главы 2.4 ПУЭ. Для наиболее качественного обеспечения электроэнергией потребителя, длина ВЛ должна удовлетворять допустимым потерям напряжения.

1.1.2 Расчет электрических нагрузок

В сети 0,38 кВ расчет электрических нагрузок проводится путем суммирования нагрузок отдельных электроприемников и их групп соответственно: на вводе в жилой дом или в общественное здание с поправкой на коэффициенты одновременности максимумов нагрузки. Определение нагрузок позволит грамотно спроектировать систему электроснабжения всего населенного пункта.

Все расчеты производятся на примере ТП-1 (трансформаторной подстанции №1); остальные расчеты аналогичны и сведены в таблице 1.1.

Результаты расчетов сведены в таблице 1.2.

Таблица 1.1 Распределение потребителей по ЛЭП ТП-1

Линия	Потребители
Л.1.1	4 Жилых многоквартирных дома повышенной комфортности
Л. 1.2	3 Жилых многоквартирных дома повышенной комфортности
Л. 2.1	4 Жилых многоквартирных дома повышенной комфортности
Л. 2.2	4 Жилых многоквартирных дома повышенной комфортности
Л 2.3	4 Жилых многоквартирных дома повышенной комфортности

Проведём расчёт электрической нагрузки для линии Л1.1. Расчётная нагрузка составит:

$$S_{л1} = (\sum_1^n S_i)K_0 \quad (1.1)$$

где S_i – расчетная нагрузка на вводе в одну квартиру;

n – число квартир;

K_o – коэффициент одновременности.

$$S_i = \sqrt{Q^2 + P^2} \quad (1.2)$$

где P - реактивная нагрузка вечернего максимума, 6.3 кВт

Q – реактивная нагрузка вечернего максимума, 2,5 кВар.

Полная мощность на вводе подстанции (S_p , кВА) определяется по формуле:

$$S_{ТП1} = S_{Л1.1} + S_{Л1,2} + S_{Л2.1} + S_{Л2,2} + S_{Л3} \quad (1.3)$$

Соответственно,

$$S_{ТП1} = 14,74 + 12,06 + 14,74 + 14,74 + 14,74 = 71,02 \text{ кВА}$$

Dist24.ru

ТГ: @student_help24_bot

Учебные работы под ключ!

Таблица 1.2 Распределение электрических нагрузок

№ ТП	№ линии	S линии кВА	S тп кВА	Наименование потребителя	Кол-во, шт.	№ по схеме
ТП 1	л 1	14,74	71,02	Жилые многоквартирные дома повышенной комфортности	4	57,58,59,60.
	л 1,2	12,06		Жилые многоквартирные дома повышенной комфортности	3	54,55,56.
	л 2,1	14,74		Жилые многоквартирные дома повышенной комфортности	4	51,49,47,44.
	л 2,2	14,74		Жилые многоквартирные дома повышенной комфортности	4	53,52,50,48.
	л 3	14,74		Жилые многоквартирные дома повышенной комфортности	4	21,23,25,27.
ТП 2	л 1	14,74	46,25	Жилые многоквартирные дома повышенной комфортности	4	37,38,40,42.
	л 2	16,75		Жилые многоквартирные дома повышенной комфортности	5	36,39,41,43,46.
	л 3	14,74		Жилые многоквартирные дома повышенной комфортности	4	61,62,63,64.
ТП 3	л 1	14,74	44,22	Жилые многоквартирные дома повышенной комфортности	4	35,33,31,29.
	л 2	14,74		Жилые многоквартирные дома повышенной комфортности	4	34,30,28,26.
	л 3	14,74		Жилые многоквартирные дома повышенной комфортности	4	65,66,67,66.
ТП 4	л 1	14,74	40,58	Жилые многоквартирные дома повышенной комфортности	4	19,17,15,13.
	л 2	12,06		Жилые многоквартирные дома повышенной комфортности	3	16,14,12.
	л 3	14,74		Жилые многоквартирные дома повышенной комфортности	4	18,20,22,24.
ТП 5	л 1	14,74	46,23	Жилые многоквартирные дома повышенной комфортности	4	105,103,101,99.
	л 2	14,74		Жилые многоквартирные дома повышенной комфортности	4	106,104,102,100.
	л 3	16,75		Жилые многоквартирные дома повышенной комфортности	5	37,68,69,70,71.
ТП 6	л 1	16,75	62,98	Жилые многоквартирные дома повышенной комфортности	5	89,87,85,83,81.
	л 1,2	14,74		Жилые многоквартирные дома повышенной комфортности	4	86,84,82,80.
	л 2	16,75		Жилые многоквартирные дома повышенной комфортности	5	88,90,92,94,96.
	л 3	14,74		Жилые многоквартирные дома повышенной комфортности	4	91,93,95,97.
ТП 7	л 1	16,75	62,31	Жилые многоквартирные дома повышенной комфортности	5	114,112,110,108,109
	л 1,2	16,75		Жилые многоквартирные дома повышенной комфортности	5	116,118,120,122,124.
	л 2	16,75		Жилые многоквартирные дома повышенной комфортности	5	117,119,121,123,125.
	л 3	12,06		Жилые многоквартирные дома повышенной комфортности	3	115,113,111.
№ ТП	№ линии	S линии кВА	S тп кВА	Наименование потребителя	Кол-во, шт.	№ по схеме

ТП 8	л 1.1	12	73,53	Магазин на 4 рабочих места продовольственный	1	140
	л 1,2	20		Школа на 504 учащихся	1	1
	л 2	14,74		Жилые многоквартирные дома повышенной комфортности	4	6,4,2,8
	л 3	14,74		Жилые многоквартирные дома повышенной комфортности	4	5,7,9,11
	л 4	12,05		Детский сад на 140 мест	1	10
ТП 9	л 1,1	14,74	60,97	Жилые многоквартирные дома повышенной комфортности	4	72,74,76,78
	л 1,2	14,74		Жилые многоквартирные дома повышенной комфортности	4	71,73,75,77
	л 2	16,75		Жилые многоквартирные дома повышенной комфортности	3	143,142,141.
	л 3	14,74		Жилые многоквартирные дома повышенной комфортности	4	144,145,146,147.
ТП 10	л 1	12,06	48,24	Жилые многоквартирные дома повышенной комфортности	5	127,129,130,132,133
	л 1,2	9,38		Жилые многоквартирные дома повышенной комфортности	2	137,139
	л 2	12,06		Жилые многоквартирные дома повышенной комфортности	3	131,128,126.
	л 3	14,74		Жилые многоквартирные дома повышенной комфортности	4	134,135,136,138
ТП 11	л 1	30	90	Коровник на 200 голов с механ. доен. и уборкой навоза и электроводонагревателем	1	148
				Помещение для ремонтного и откормочного молодняка на 170 - 180 голов с механизированной уборкой	1	150
	л 2	30		Помещение для ремонтного и откормочного молодняка на 170 - 180 голов с механизированной уборкой	1	151
				Коровник на 200 голов с механ. доен. и уборкой навоза и электроводонагревателем	1	153
	л 3	30		Помещение для ремонтного и откормочного молодняка на 170 - 180 голов с механизированной уборкой	1	152
				коровник на 200 голов с механ. доен. и уборкой навоза и электроводонагревателем	1	154
ТП 12	л 1	25,7	51,7	Коровник на 200 голов с механ. доен. и уборкой навоза и электроводонагревателем	1	155
				Свинарник окормщик на 1000-1200 голов с навозоуборочным транспортером	1	157
	л 2	26		Кормоцех на 100 маток и 2000 голов откорма	1	156
				Свинарник маточник на 100 маток с навозоуборочным транспортером	1	149

1.1.3 Определение расположения трансформаторных подстанций.

Для уменьшения потерь в сети 0,38 кВ ТП размещают как можно ближе к центру электрических нагрузок, координаты которого определяются графо – аналитическим способом по следующим формулам:

$$X_p = \frac{\sum S_i X_i}{\sum S_i} \quad \text{и} \quad Y_p = \frac{\sum S_i Y_i}{\sum S_i} \quad (1.4)$$

где S_i – электрические нагрузки, подключенных к ТП потребителей, кВ·А;
 X_i, Y_i – центры нагрузок потребителей, см.

Определим центры нагрузок потребителей по геодезическому плану графическим методом.

Dist24.ru

Определяем координаты ТП № 1

ТГ: @student_help24_bot

$$X_p = \frac{\sum S_i X_i}{\sum S_i} = 3.05$$

$$Y_p = \frac{\sum S_i Y_i}{\sum S_i} = 7.8$$

Учебные работы под ключ!

Результаты сводим в таблицу 1.3.

№ ТП	S, кВ*А	X, см	Y, см
1	71.02	3.05	7.8
2	46.25	2.1	3

3	44.22	3.9	3.1
4	40.58	4.9	7.1
5	46.23	6.3	2.8
6	63	6.2	7.9
7	62.3	9.7	11.1
8	73.5	5.2	12.1
9	46.2	8.3	14
10	48.2	8.8	5.3
11	90	12	10.3
12	52	14.4	8.2

Dist24.ru

4.5.1 Расчет сечения проводов ВЛ 0,38 кВ

ТГ: @student_help24_bot

Для того, чтобы выбрать марку и, соответственно, сечение кабелей, отходящих от РУ 0,4 кВ подстанции до ВРУ приемника, произведем расчет по длительно-допустимому току и потере напряжения в линии.

Учебные работы под ключ!

Выбор и проверку ЛЭП производятся на примере линии 1.1 ТП-1; остальные расчеты – по аналогии.

Результаты сводим в таблицу 1.4.

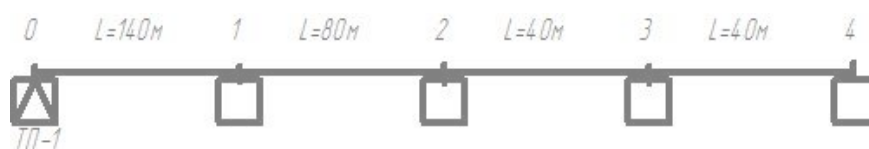


Рис 1.1 Расчет тока по участкам сети

$$I_n = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{\sqrt{3} \times U_H} \quad (1.5)$$

$$I_{4-3} = \frac{\sqrt{6.3^2 + 2.5^2}}{\sqrt{3} \times 0.38}$$

$$I_{4-3} = 10.3 \text{ A}$$

$$I_{3-2} = \frac{\sqrt{12.6^2 + 5^2}}{\sqrt{3} \times 0.38}$$

$$I_{3-2} = 20.6 \text{ A}$$

$$I_{2-1} = \frac{\sqrt{18.9^2 + 7.5^2}}{\sqrt{3} \times 0.38}$$

$$I_{2-1} = 30.9 \text{ A}$$

$$I_{1-0} = \frac{\sqrt{25.2^2 + 10^2}}{\sqrt{3} \times 0.38}$$

$$I_{1-0} = 41.2 \text{ A}$$

Так как максимальный ток на линии - 41.2 А, сечение кабеля выбираем 16 мм (СИП-3(1*16+1*25) $I_{\text{доп}}$ 65А).

Проводим проверку по допустимой потере напряжения. Условием проверки является потеря напряжения, при передаче электроэнергии, в линии не более 4–6 % т.е. $\Delta U \leq (4 - 6) \%$.

Рассчитываем потерю напряжения в линии 1.1 по участкам в процентах

$$\Delta U = \frac{P \times R + Q \times X}{U_H^2 \times 10} \quad (1.6)$$

где: P – активная мощность потребителя, кВт.;

Q – реактивная мощность потребителя, кВар.;

U – напряжение сети, кВ.;

R – активное сопротивление кабеля, Ом.;

X – индуктивное сопротивление кабеля, Ом.;

$$R = r_0 \times L \quad (1.7)$$

$$X = x_0 \times L \quad (1.8)$$

где r_0 – удельное электрическое сопротивление электрическому току,

Ом/км;

x_0 – индуктивное сопротивление провода, Ом/км;

L - длина линии, км.

Соответственно,

$$\Delta U = \frac{P \times r_0 \times L + Q \times x_0 \times L}{U_n^2 \times 10} \quad (1.9)$$

$$\Delta U_{4-3} = \frac{6.3 \times 0,42 \times 0,04 + 2,5 \times 0,08 \times 0,04}{0,380^2 \times 10}$$

$$\Delta U_{3-4} = 0.12\%$$

$$\Delta U_{3-2} = \frac{12.6 \times 0,42 \times 0,04 + 5 \times 0,08 \times 0,04}{0,380^2 \times 10}$$

$$\Delta U_{3-2} = 0.16\%$$

$$\Delta U_{2-1} = \frac{18.9 \times 0,42 \times 0,04 + 7.5 \times 0,08 \times 0,04}{0,380^2 \times 10}$$

$$\Delta U_{2-1} = 0.24\%$$

$$\Delta U_{1-0} = \frac{25.2 \times 0,42 \times 0,04 + 10 \times 0,08 \times 0,04}{0,380^2 \times 10}$$

$$\Delta U_{1-0} = 0.32\%$$

Проведём расчёт потери напряжения для линии 1.1:

$$\Delta U_{\text{линии } 1,1} = (\sum_1^n \Delta U_i) \quad (1.10)$$

$$\Delta U_{\text{линии } 1,1} = 0.84\%$$

$$0.84 \leq (4 - 6) \%$$

$\Delta U_{\text{линии } 1.1}$ меньше $\Delta U_{\text{допустимого}}$, т.е. выбранный провод удовлетворяет условию проверки по потере напряжения.

Для остальных линий расчеты аналогичны.

Результаты сведены в таблицу 2.1.

Проверка сети по потере напряжения производится по соотношению:

$$\Delta U_{\text{расч}} \leq \Delta U_{\text{доп}}, \quad (1.11)$$

где $\Delta U_{\text{расч}}$ – потери напряжения до наиболее удаленной точки сети;

$\Delta U_{\text{доп}}$ – допустимая для сети потеря напряжения (30%).

Сеть 0,38 кВ также проверяется по отклонениям напряжения при запуске мощного электродвигателя, если они указаны в составе нагрузки.

Проверка осуществляется по определению параметров системы электроснабжения и по потере напряжения при пуске.

Приблизительно потеря напряжения при пуске двигателя определяется по формуле:

$$\Delta U_{\text{пуск}} = \frac{Z_c}{Z_c + Z_{\text{эдп}}} * 100\% \leq 30\%, \quad (1.12)$$

где Z_c – суммарное сопротивление элементов сети, по которым протекает пусковой ток;

$Z_{\text{эдп}}$ – пусковое сопротивление электродвигателя.

Суммарное сопротивление сети определяется по формуле:

$$Z_c = Z_{\text{л10}}^{0,38} + Z_{\text{т10/0,38}} + Z_{\text{л0,38}}, \quad (1.13)$$

Где $Z_{\text{л10}}^{0,38}, Z_{\text{л0,38}}$ – полное сопротивление линий 10 и 0,38 кВ соответственно (сопротивление линии 10 кВ приведено к ступени напряжения 0,38 кВ);

$Z_{\text{т10/0,38}}$ – полное сопротивление трансформаторов.

Так как условие успешного запуска двигателя (2.11) является приближенным, допускается сложение модулей всех полных сопротивлений.

Удельное сопротивление линии – это активное сопротивление провода на единицу длины (1 км). Оно зависит от изготовительного материала,

температуры воздуха среды и сечения провода.

Значения r_0 приведены в справочной литературе [4].

Зная r_0 , можно определить сопротивление всей линии или её участка:

$$R_{\text{л}} = r_0 * L, \quad (1.14)$$

где r_0 – активное сопротивление 1 км провода, Ом/км;

L – длина линии, км.

Индуктивное сопротивление 1 км длины линии определяется по формуле:

$$x_0 = 0,1451 \lg \frac{2D_{\text{ср}}}{d} + 0,0157\mu, \quad (1.15)$$

где d – диаметр провода;

μ – относительная магнитная проницаемость материала провода;

D_{cp} – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз.

Внешнее индуктивное сопротивление зависит от среднего геометрического расстояния между фазами и диаметра провода. При увеличении напряжения оно возрастает, но после преодоления порога 220 кВ и выше - уменьшается из-за расщепления проводов фаз [12]. В среднем внешнее индуктивное сопротивление составляет 0,4 и 0,1 Ом/км для ВЛ и кабельных сетей соответственно.

Внутреннее индуктивное сопротивление, в свою очередь, зависит от магнитной проницаемости материала. В нашем случае, для проводов из цветного металла магнитная проницаемость равна 1, и этим сопротивлением можно пренебречь.

Индуктивное сопротивление линии определяется следующим образом:

$$X_L = x_0 * L \quad (1.16)$$

Сопротивление линии 10 кВ необходимо привести к ступени напряжения 0,38 кВ:

$$Z_{л10}^{0,38} = Z_{л10} * \left(\frac{0,38}{10}\right)^2 \quad (1.17)$$

Полное сопротивление линии 10 кВ:

$$Z_{л10} = \sqrt{X_L^2 + R_L^2} \quad (1.18)$$

Отсюда:

$$X_L = 0,08 * 3 = 0,24 \text{ Ом/км}$$

$$R_L = 0,85 * 3,3 = 2,55 \text{ Ом/км}$$

$$Z_{л10} = \sqrt{0,24^2 + 2,55^2} = 2,56 \text{ Ом}$$

Соответственно:

$$Z_{л10}^{0,38} = 2,56 * \left(\frac{0,38}{10}\right)^2 = 0,0036 \text{ Ом}$$

Полное сопротивление линии 0,38 кВ определяем по формуле:

$$Z_{л0,38} = \sqrt{X_L^2 + R_L^2} \quad (1.19)$$

Таким образом,

$$X_{л} = 0,08 * 0,3 = 0,024 \text{ Ом/км}$$

$$R_{л} = 0,42 * 0,3 = 0,126 \text{ Ом/км}$$

$$Z_{л0,38} = \sqrt{0,024^2 + 0,126^2} = 0,12 \text{ Ом}$$

Сопротивление самого трансформатора определяем по формуле:

$$Z_{Т} = \frac{U_{к\%}}{100} * \frac{U_{н}}{\sqrt{3} * I_{н}}, \quad (1.20)$$

где $U_{к\%}$ - напряжение КЗ трансформатора, %;

$U_{н}$ - номинальное напряжение трансформатора, В;

$I_{н}$ - номинальный ток трансформатора, А.

При определении сопротивления трансформатора в формулу подставляем напряжение той ступени напряжения, на которой находится двигатель.

Отсюда:

$$Z_{Т} = \frac{4,5}{100} * \frac{380}{\sqrt{3} * 41,3} = 0,24 \text{ Ом}$$

Суммарное сопротивление сети равно:

$$Z_{с} = 0,12 + 0,09 + 0,0036 = 0,37 \text{ Ом}$$

Пусковое сопротивление двигателя определяется следующим образом:

$$Z_{эдп} = \frac{U_{н}}{\sqrt{3} * I_{ном} * K_i}, \quad (1.21)$$

где $U_{н}$ и $I_{ном}$ - номинальное напряжение и ток электродвигателя соответственно;

K_i - кратность пускового тока электродвигателя (принимается равной

5) [8].

Отсюда:

$$Z_{эдп} = \frac{380}{\sqrt{3} * 41,3 * 5} = 1,09 \text{ Ом}$$

После получения всех необходимых данных можно рассчитать потерю напряжения при пуске двигателя:

$$\Delta U_{пуск} = \frac{0,24}{0,24 + 1,09} * 100 = 25,5 \%$$

$\Delta U_{\text{пуск}} \leq \Delta U_{\text{доп}}$, соответственно, провод проходит проверку по допустимой потере напряжения.

Если при расчете потеря напряжения при пуске двигателя получилась больше 30%, то необходимо принять меры для обеспечения запуска рассматриваемого двигателя (увеличить сечение провода, приблизить подстанцию к объекту).

Таблица 1.4 Результаты расчетов сечения провода и потерь напряжения

№ ТП	№ линии	I линии, А	Марка провода	Потери напряжения, ΔU , %
ТП 1	л 1	41,2	сип – 3 3х16+1х25	0,84
	л 1,2	30,9	сип – 3 3х16+1х25	0,77
	л 2,1	41,2	сип – 3 3х16+1х25	0,92
	л 2,2	41,2	сип – 3 3х16+1х25	0,92
	л 3	41,2	сип – 3 3х16+1х25	0,56
ТП 2	л 1	41,2	сип – 3 3х16+1х25	0,67
	л 2	51,3	сип – 3 3х16+1х25	0,77
	л 3	41,2	сип – 3 3х16+1х25	0,30
ТП 3	л 1	41,2	сип – 3 3х16+1х25	0,30
	л 2	41,2	сип – 3 3х16+1х25	0,30
	л 3	41,2	сип – 3 3х16+1х25	0,56
ТП 4	л 1	41,2	сип – 3 3х16+1х25	0,60
	л 2	30,9	сип – 3 3х16+1х25	0,46
	л 3	41,2	сип – 3 3х16+1х25	0,38
ТП 5	л 1	41,2	сип – 3 3х16+1х25	0,76
	л 2	41,2	сип – 3 3х16+1х25	0,75
	л 3	51,3	сип – 3 3х16+1х25	0,76
	л 1	51,3	сип – 3 3х16+1х25	0,76

ТП 6	л 1,2	41,2	сип – 3 3x16+1x25	0,80
	л 2	41,2	сип – 3 3x16+1x25	0,76
	л 3	41,2	сип – 3 3x16+1x25	0,47
ТП 7	л 1	41,2	сип – 3 3x16+1x25	0,31
	л 1,2	41,2	сип – 3 3x16+1x25	0,31
	л 2	51,3	сип – 3 3x16+1x25	0,76
	л 3	30,9	сип – 3 3x16+1x25	0,76
ТП 8	л 1,1	106,6	сип – 3 3x16+1x25	1,12
	л 1,2	30,9	сип – 3 3x16+1x25	0,76
	л 2	43,45	сип – 3 3x16+1x25	0,80
	л 3	41,2	сип – 3 3x16+1x25	0,41
ТП 9	л 1	29,54	сип – 3 3x16+1x25	0,47
	л 1,2	41,2	сип – 3 3x16+1x25	0,70
	л 2	51,3	сип – 3 3x16+1x25	0,91
ТП 10	л 3	41,2	сип – 3 3x16+1x25	0,84
	л 1	30,9	сип – 3 3x16+1x25	0,70
	л 1,2	51,3	сип – 3 3x16+1x25	0,93
	л 2	20,6	сип – 3 3x16+1x25	0,55
ТП 11	л 3	41,2	сип – 3 3x16+1x25	0,80
	л 1	40,5	сип – 3 3x16+1x25	0,47
	л 2	40,5	сип – 3 3x16+1x25	0,47
ТП 12	л 3	54,2	сип – 3 3x16+1x25	0,76
	л 1	34,01	сип – 3 3x16+1x25	0,29
	л 2	29,5	сип – 3 3x16+1x25	0,18

1.3. Расчет потерь мощности.

Потери электроэнергии – это потери, происходящие при передаче электроэнергии по электрическим сетям в проводах и оборудовании.

Наиболее распространенным является методом расчета нагрузочных потерь является максимальных потерь, по которому потери энергии определяются по максимальной нагрузке P_{max} и числу часов использования максимума нагрузок T_M . Количество часов задается в исходных данных для расчета потерь и принимается равным 2500 часов на человека [4].

Определяем потери энергии в трехфазной линии:

$$\Delta W_L = \Delta P_{max} * \tau, \quad (1.21)$$

где τ – время максимальных потерь, т.е. время,

ΔP_{max} – потери мощности в трехфазной линии.

Значение времени потерь τ можно определить для сельских электрических сетей из уравнения:

$$\tau = 0,16 * T_M + 0,84 * (T_M^2 / 8760) \\ T_M = 2500 \quad (1.22)$$

$$\tau = 400 + 599,4 = 1000$$

Потери мощности в трехфазной линии:

$$\Delta P_{max} = 3 * I_{max}^2 * R_L, \quad (1.23)$$

где R_L – активное сопротивление участка линии, по которому протекает ток I_{max} .

Потери энергии в трансформаторах:

$$\Delta W_T = 8760 * \Delta P_{xx} + \Delta P_{кз} * \left(\frac{S_{max}}{S_{ном.т}} \right)^2 * \tau, \quad (1.24)$$

где ΔP_{xx} и $\Delta P_{кз}$ – потери холостого хода и короткого замыкания трансформатора;

S_{max} – максимальная полная мощность, передаваемая в течение года;

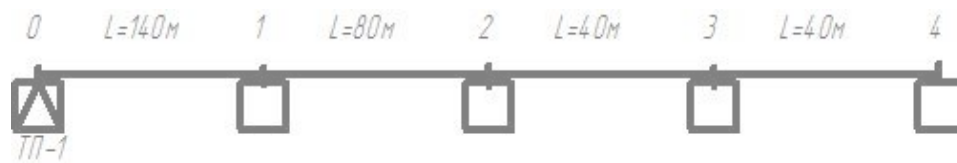
$S_{\text{НОМ.Т}}$ – номинальная мощность трансформатора.

Суммарные потери энергии в сети определяются по формуле:

$$\Delta W_c = \Delta W_{\text{л}} + \Delta W_{\text{т}} \quad (1.25)$$

Для примера расчета потерь будет рассмотрена ТП-1 с отходящей линией №1 (Л-1) 0,38 кВ.

Расчеты для других ТП и линий аналогичны.



$$I_{4-3} = 10.3 \text{ A}$$

$$I_{3-2} = 20.6 \text{ A}$$

$$I_{2-1} = 30.9 \text{ A}$$

$$I_{1-0} = 41.2 \text{ A}$$

Потери мощности в трехфазной линии равны:

$$\Delta P_{\text{max}}^{4-3} = 3 * 10.3^2 * 0,42 * 0,04 = 5.3$$

$$\Delta P_{\text{max}}^{3-2} = 3 * 20.6^2 * 0,42 * 0,04 = 21.4$$

$$\Delta P_{\text{max}}^{2-1} = 3 * 30.9^2 * 0,42 * 0,08 = 96.2$$

$$\Delta P_{\text{max}}^{1-0} = 3 * 41.2^2 * 0,42 * 0,14 = 298.4$$

$$\Delta P_x = \sum \Delta P_{\text{max}}^i = 421.3$$

Потери энергии в трехфазной линии:

$$\Delta W_{\text{л1}} = \Delta P * \tau = 421.3 * 1000 = 421.3 \text{ кВт * ч}$$

Потери энергии для четырех линий:

$$\Delta W_{\text{л}} = \Delta W_{\text{л1}} + \Delta W_{\text{л2}} + \Delta W_{\text{л3}} + \Delta W_{\text{л4}} \quad (1.26)$$

$$\Delta W_{\text{л}} = 421,3 + 450,8 + 507,2 + 496,1 = 1841,4$$

Потери энергии в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{т}} = \Delta P_x * 8760 + \Delta P_{\text{к}} * \left(\frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 * \tau$$

$$\Delta W_{\text{т}} = 8760 * 0,54 + 2,65 * \left(\frac{80}{160} \right)^2 * 1000 = 5392,4$$

Суммарные потери энергии для ТП-1:

$$\Delta W_{\text{стп}} = \Delta W_{\text{л}} + \Delta W_{\text{т}} = 1841,4 + 5392,4 = 7240,8 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

Суммарные потери энергии в сети:

$$\Delta W_{\text{с}} = 180299 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

Данное значение не превышает допустимых 10%, следовательно, расчеты удовлетворительны.

1.4. Выбор мощности трансформаторов.

Трансформаторы оптимальной мощности выбираются согласно экономическим соображениям с минимумом приведённых затрат, условиям нагрева, которые коррелируют с температурой окружающей среды, коэффициенту начальной загрузки и длительности максимума нагрузок.

Экономические показатели, равно как и надежность системы электроснабжения, зависят, в свою очередь, от правильного размещения подстанций на территории, а также от числа подстанций и мощности

установленных трансформаторов. ТП устанавливаются максимально приближенно к центру нагрузок питаемых ими групп потребителей, так как при этом сокращается протяжённость сетей и снижаются сечения проводов, что позволяет значительно сэкономить на расходе цветных металлов, снизить потери энергии и капитальные затраты на сооружение сетей. Поэтому

система с мелкими подстанциями наиболее выгодна и используется повсеместно [2].

Выбор трансформаторов будет произведен на примере ТП–1, остальные расчеты аналогичны.

Результаты расчетов приведены в таблице 1.5.

Мощность трансформатора определяется следующим образом:

$$S_{\text{тр}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{K_{\text{з}} * \eta}, \quad (1.27)$$

где $S_{\text{нагр}}$ – расчетная мощность нагрузки ТП;

n – количество трансформаторов на подстанции, $n = 1$;

K_3 – коэффициент загрузки трансформатора, $K_3 = 1.4$.

$$S_{тр} = \frac{71,02}{0,75 \cdot 1} = 95 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

Выбираем трансформатор, ближайший больший по мощности:

ТМГ-100 кВа

$S_{ном} = 100 \text{ кВА}$

$\Delta P_{хх} = 0,29 \text{ кВт}$.

$\Delta P_{кз} = 1,97 \text{ кВт}$.

$U_{кз} = 4,5\%$

$I_{хх} = 2,6\%$

Таблица 1.5 Выбор трансформаторов

№ ТП	Марка тра	Расчетная мощность нагрузки ТС, S, кВА	$\Delta P_{х.х}$, кВт	$\Delta P_{к.з}$, кВт	$U_{кз}$, %	$I_{хх}$, %
1	ТМГ-100	100	0,29	1,97	4,5	2,6
2	ТМГ-100	100	0,29	1,97	4,5	2,6
3	ТМГ-100	100	0,29	1,97	4,5	2,6
4	ТМГ-100	100	0,29	1,97	4,5	2,6
5	ТМГ-100	100	0,29	1,97	4,5	2,6
6	ТМГ-100	100	0,29	1,97	4,5	2,6
7	ТМГ-100	100	0,29	1,97	4,5	2,6
8	ТМГ-160	160	0,44	2,65	4,7	2,4
9	ТМГ-100	100	0,29	1,97	4,5	2,6
10	ТМГ-100	100	0,29	1,97	4,5	2,6
11	ТМГ-160	160	0,44	2,65	4,7	2,4
12	ТМГ-100	100	0,29	1,97	4,5	2,6

ПРОЕКТИРОВАНИЕ СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ 10 КВ

2.1. Обоснование схемы

Главная задача системы электроснабжения 10 кВ - это передача электроэнергии от центра питания (главной понизительной подстанции) и, собственно, преобразование электроэнергии. Схема должна удовлетворять экономическим требованиям, а также требованиям надежности, безопасности, эксплуатационным требованиям и иметь минимальное влияние на окружающую среду. При проектировании конфигурации сети стремятся к наиболее коротким связям источник-потребитель, стараясь избегать обратных перетоков, ведущих к увеличению мощностных потерь. При построении схемы системы электроснабжения учитывается возможность ее поэтапного сооружения в пределах срока проектирования и способность к последующему развитию системы без тотального переустройства. При проектировании стоит использовать надежные простые схемы построения электрических сетей и применять повышенные напряжения.

В рассматриваемом случае, потребителем электроэнергии является жилой поселок «Каменка» с административными, социально-культурными, бытовыми и детскими учреждениями третьей категории надежности, и сельскохозяйственные объекты второй категории, перерыв электроснабжения которых способен привести к массовому недоотпуску продукции, простоям рабочих, механизмов, нарушению в нормальной деятельности значительного количества жителей [10]. Для второй категории допустимы перерывы электроснабжения на время, необходимое для ручного включения резервного питания дежурным персоналом или выездной бригадой энергоснабжающей организации.

Распределение приемников электроэнергии по подстанциям см в таблице 2.2.

2.2. Расчет электрических нагрузок

Расчеты электрических нагрузок будет произведен на примере ТП – 1; остальные расчеты аналогичны, результаты сведены в таблице 2.1.

Исходя из данных расчета электрических нагрузок в 0,38 кВ, расчетная нагрузка равна 71,02 кВа, $\cos \varphi$ для социально бытовых потребителей равен 0,92 [10].

Расчетная, активная и реактивная нагрузки питающих линий, вводов и на шинах РУ-0,4 кВ ТП от электроприемников квартир $P_{кв.}$, кВт; $Q_{кв.}$, кВар; определяются по формулам:

$$P_{ТП} = S_{ТП} * \cos \varphi \quad (2. 1)$$

$$P_{ТП} = 71,02 * 0,92$$

$$P_{ТП} = 65,3 \text{ кВт}$$

Так как,

$$S = \sqrt{Q^2 + P^2} \text{ тогда,}$$

$$Q_{ТП} = \sqrt{S^2 - P^2}$$

$$Q_{ТП} = \sqrt{71,02^2 - 65,3^2}$$

$$Q_{ТП} = 27,9 \text{ кВар}$$

Таблица 2.1 Результаты расчета электрических нагрузок

№ ТП	P, кВт	S, кВА	Cos φ	Q, кВар
1	65,32	71.2	0,92	27,8262
2	42,32	46	0,92	18,02824
3	40,48	44	0,92	17,24441
4	37,72	41	0,92	16,06865
5	42,32	46	0,92	18,02824
6	57,96	63	0,92	24,69086
7	57,96	63	0,92	24,69086
8	68,08	74	0,92	29,00196
9	46	50	0,92	19,59592

10	46	50	0,92	19,59592
11	67,5	90	0,75	59,5294
12	39	52	0,75	34,39477

2.3. Расчет сечения проводов ВЛ ЛЭП 10 кВ

Выбираем марку и сечение кабелей от РУ 10 кВ подстанции до РУ 0,4кВ подстанции. Выбор и проверка сечений проводов и кабелей напряжением выше 1000В производится по длительно-допустимому току и допустимой потере напряжения в линии. Выбор и проверку ЛЭП будем производить на примере линии 1 ячейки №1. Остальные расчеты аналогичны, результаты сводим в таблицу 3.2.



Рис 2.1 Линия 1 ВЛ ЛЭП 10 кВ

Расчет тока по участкам сети

$$I_n = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{\sqrt{3} \times U_H} \quad (2.2)$$

$$I_{5-6} = \frac{\sqrt{42,3^2 + 18^2}}{\sqrt{3} \times 10}$$

$$I_{5-6} = 3,9A$$

$$I_{4-5} = \frac{\sqrt{84,6^2 + 36}}{\sqrt{3} \times 10}$$

$$I_{4-5} = 5,5 \text{ A}$$

$$I_{3-4} = \frac{\sqrt{126,9^2 + 54^2}}{\sqrt{3} \times 10}$$

$$I_{3-4} = 6,7 \text{ A}$$

$$I_{2-3} = \frac{\sqrt{169,2^2 + 72^2}}{\sqrt{3} \times 10}$$

$$I_{2-3} = 7,8 \text{ A}$$

$$I_{1-2} = \frac{\sqrt{211,5^2 + 90^2}}{\sqrt{3} \times 10}$$

$$I_{1-2} = 8,7 \text{ A}$$

$$I_{0-1} = \frac{\sqrt{253,8^2 + 108^2}}{\sqrt{3} \times 10}$$

$$I_{0-1} = 9,5 \text{ A}$$

Максимальный ток на линии равен 9,5 А. Согласно таблице 2.2.

выбираем сечение кабеля 35 мм

Таблица 2.2

Сечение и марка провода	АС-35	АС-50	АС-70	АС-95	АС-120
Граница интервалов (ток в А)	До 21	21-30	30-43	44-53	свыше 55

Проверяем выбранный кабель по допустимой потере напряжения.

Условием проверки является потеря напряжения, при передаче электроэнергии, в линии не более 4 – 6 % т.е.

$$\Delta U \leq (4 - 6) \%$$

Рассчитываем потерю напряжения в линии 1 по участкам в %.

$$\Delta U = \frac{P \times R + Q \times X}{U_H^2 \times 10} \quad (2.3)$$

где: **P** – активная мощность потребителя подключённого к кабелю, кВт;

Q – реактивная мощность потребителя подключённого к кабелю, кВар.;

U – напряжение сети, кВ.;

R – активное сопротивление кабеля, Ом.;

X – индуктивное сопротивление кабеля, Ом.

$$R = r_0 \times L \quad (2.4)$$

$$X = x_0 \times L \quad (2.5)$$

где r_0 – удельное электрическое сопротивление электрическому току, Ом/км;

x_0 – индуктивное сопротивление провода, Ом/км.;

L - длина линии, км.

Тогда формулу можно записать как:

$$\Delta U = \frac{P \times r_0 \times L + Q \times x_0 \times L}{U_H^2 \times 10}$$

$$\Delta U_{5-6} = \frac{42,3 \times 0,85 \times 0,2 + 18 \times 0,08 \times 0,2}{10^2 \times 10}$$

$$\Delta U_{5-6} = 0,007\%$$

$$\Delta U_{4-5} = \frac{84,6 \times 0,85 \times 0,472 + 36 \times 0,08 \times 0,472}{10^2 \times 10}$$

$$\Delta U_{4-5} = 0,035\%$$

$$\Delta U_{3-4} = \frac{126,9 \times 0,85 \times 0,5 + 54 \times 0,08 \times 0,5}{10^2 \times 10}$$

$$\Delta U_{3-4} = 0,056\%$$

$$\Delta U_{2-3} = \frac{169,2 \times 0,85 \times 0,84 + 72 \times 0,08 \times 0,84}{10^2 \times 10}$$

$$\Delta U_{2-3} = 0,072\%$$

$$\Delta U_{1-2} = \frac{211,5 \times 0,85 \times 0,28 + 90 \times 0,08 \times 0,28}{10^2 \times 10}$$

$$\Delta U_{1-2} = 0,052\%$$

$$\Delta U_{0-1} = \frac{253,8 \times 0,85 \times 0,54 + 108 \times 0,08 \times 0,58}{10^2 \times 10}$$

$$\Delta U_{0-1} = 0,091\%$$

Проведём расчёт потери напряжения для линии Л1.

Потери напряжения для линии 1 составит:

$$\Delta U_{\text{линии 1}} = \left(\sum_1^n \Delta U_i \right) \quad (2.6)$$

$$\Delta U_{\text{линии 1}} = 0,261\%$$

$$0,261 \leq (4 - 6) \%$$

Так как $\Delta U_{\text{линии 1}}$ меньше ΔU допустимого, то выбранный провод удовлетворяет условию проверки по допустимой потере напряжения.

Таблица 2.3 Выбор сечения ЛЭП для линий 10 кВ

№ Линии	№ ТП	$I_{\text{расч}}, \text{A}$	Потери напряжения, %	Марка и сечение провода
Линия 1	2	3,9	0,261	АС-35
	3	5,5		
	5	6,7		
	10	7,8		
	12	8,7		
	11	9,5		
Линия 2	1	3,1	0,312	АС-35
	4	5,2		
	6	8,3		
	8	15,06		
	9	17,19		
	7	17,25		

2.4. Таблица отклонения напряжений

Регулирование напряжения в сельских электрических сетях улучшает режим напряжений у потребителей, повышая качество поставляемой электрической энергии. В качестве регуляторов применяют трансформаторы

или автотрансформаторы в изменении коэффициента трансформации под нагрузкой. Для регулирования напряжения, необходимо выставить надбавку 2,5 или 5%. Для данной сети удовлетворительна надбавка в 5%.

Таблица 2.4 Регулирование напряжения с надбавкой 5%

Элемент сети		Обозначен ия	Ближайший ТП		Удаленный ТП	
			нагрузка, %			
			25%	100%	25%	100 %
шины 10 кв питающей подстанции		ΔU_h	+5,0	+5,0	+5,0	+5,0
распределительная линия 10 кв		ΔU_p	-0,03	-0,11	-0,05	-0,20
потребительск ий трансформатор	постоянно действующая надбавка	ΔU_{T*x}	+5,0	+5,0	+5,0	+5,0
	потери напряжения при нагрузке	ΔU_{T*n}	-1,0	-4,0	-1,0	-4,0
	надбавка за счет ответвлений	ΔU_{T*o}	-5	-5	-5	-5
сеть 0.38		ΔU_h	-0,22	-0,88	-0,25	-0,98
суммарная допустимая потеря напряжения		$\sum \Delta U_h$	3,76	1,01	3,71	-0,33

3. ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ

3.1. Расчет токов короткого замыкания

Короткое замыкание (в дальнейшем - КЗ) - это соединение между фазами, фазой и землей (т.е. нулевым проводом), которое не было предусмотрено в нормальной работе сети [5].

Как правило, КЗ в системе появляется из-за нарушения изоляции электрооборудования по причине износа изоляции, которого не выявили своевременно. КЗ также могут быть вызваны ошибочными действиями обслуживающего персонала, повреждениями кабельных линий, схлестыванием, набросом и т.п. Как только возникает КЗ, общее сопротивление цепи системы электроснабжения резко уменьшается, токи в ветвях - увеличиваются, а напряжения на отдельных участках снижаются.

Короткие замыкания в трехфазных сетях разделяют на трехфазные (симметричные), двух-, однофазные и двухфазные на землю (несимметричные). Величина тока однофазного КЗ на землю зависит от режима работы нейтралей электросети.

Для того, чтобы правильно выбрать оборудование, релейную защиту и устройства грозозащиты, необходимо знать значения токов КЗ. Расчет начинается с составления схемы замещения, на которой указывают все параметры, влияющие на значение тока КЗ и на расчетные токи.

Схемой замещения называется схема, соответствующая по своим параметрам расчетной схеме, в которой все электромагнитные (трансформаторные) связи заменены электрическими.

Параметры схемы замещения определяются в зависимости от выбранного метода расчета токов КЗ в именованных или относительных единицах.

После этого определения параметров схемы замещения её, путем постепенного преобразования приводят к простейшему виду так, чтобы источник питания был связан с непосредственной точкой КЗ одним результирующим сопротивлением. Зная результирующее сопротивление до точки КЗ, КЗ определяют по закону Ома.

$$I_{\text{кзб}} = \frac{U_6}{\sqrt{3} * Z_{\text{рез}}}, \quad (3.1)$$

где $I_{\text{кзб}}$ – ток КЗ, приведенный к базисной ступени напряжения;

U_6 – напряжение базисной ступени напряжения.

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_y = \sqrt{2} * I_{\text{кз}} * k_y, \quad (3.2)$$

где k_y – коэффициент, зависящий от соотношения расчетных индуктивного и активного сопротивлений.

Электрические сети всех напряжений необходимо проверить на чувствительность срабатывания защиты при минимальных токах короткого замыкания. Такими токами в зависимости от режима нейтрали сети могут быть токи двухфазного короткого замыкания, которые определяются по формуле:

$$I_{\text{к}}^{(2)} = 0,87 * I_{\text{к}}^{(3)} \quad (3.5)$$

Как показывают расчеты и опыт эксплуатации сетей напряжением ниже 1000 В, наименьшими токами короткого замыкания в них являются токи однофазных коротких замыканий в наиболее удаленной точке (за большим сопротивлением).

Ток однофазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_{\text{к}}^{(1)} = \frac{U_{\text{ф}}}{\frac{Z_{\text{т}} + Z_{\text{п}}}{3}}, \quad (3.6)$$

где $Z_{\text{т}}$ – полное сопротивление трансформатора току замыкания на корпус (принимается по табл.),

$Z_{\text{п}}$ – сопротивление петли «фазный провод-нулевой провод».

Определяется по формуле:

$$Z_{\text{п}} = l * \sqrt{(r_{0\text{ф}} + r_{0\text{н}})^2 + (x_{0\text{ф}} + x_{0\text{н}} + x_{0\text{п}})^2}, \quad (3.7)$$

где l – длина ВЛ 0,38 кВ от шин ТП до места однофазного КЗ,

$r_{0\text{ф}}, r_{0\text{н}}$ – удельные активные сопротивления фазного и нулевого проводов, Ом/км;

$x_{0ф}, x_{0н}$ - удельные внутренние сопротивления;

$x_{0п}$ - удельное внешнее индуктивное сопротивление петли фаза-ноль.

Таблица 3.2 Сопротивления трансформаторов 10/0,4 кВ при замыкании на корпус, приведенные к напряжению 0,4 кВ, Ом

Схемы соединения обмоток	Мощность, кВ*А								
	25	25	25	25	25	25	25	25	
Y/Y ₀	3,11	3,11	3,11	3,11	3,11	3,11	3,11	3,11	3,11
Y/Z ₀	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9

Примечание: в таблице обозначены схемы соединения обмоток: «звезда – звезда с нулем - Y/Y₀»; «звезда – зигзаг - Y/Z₀».

В примере будет приведен расчет токов КЗ для части электросети; остальные расчеты аналогичны и сведены в таблицы 4.3 и 4.4.

Для начала определяем параметры схемы замещения:

1. Система:

$$x_1 = x_c = \frac{S_6}{S_{кз}} = \frac{100}{200} = 0,5. \quad (3.8)$$

2. Линии:

$$x_2 = x_{л37} = x_0 * L * \frac{S_6}{U_{срн}^2} = 0,371 * 24 * \frac{100}{37^2} = 0,62; \quad (3.9)$$

$$r_2 = r_{л37} = 0,314 * 24 * \frac{100}{37^2} = 0,5$$

3. Трансформаторы:

$$Z_3 = \frac{U_k\%}{100} * \frac{U_6}{S_{нт}} = \frac{7,5}{100} * \frac{100}{4} = 1,875, \quad (3.10)$$

$$r_3 = \Delta P_{кз} * \frac{U_6^2}{S_{нт}^2} = 33 * 10^3 * \frac{100 * 10^6}{4^2 * 10^{12}} = 0,206, \quad (3.11)$$

$$x_3 = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2} = \sqrt{1,875^2 - 0,206^2} = 1,864. \quad (3.12)$$

Теперь необходимо преобразовать схему замещения относительно КЗ:

$$Z_{\text{рез.1}} = Z_1 + Z_2 + Z_3 = j0,5 + 0,55 + j0,62 + 0,206 + j1,864 = 0,779 + j2,984. \quad (4.13)$$

Токи трехфазного короткого замыкания в расчетных точках:

$$I_{\text{Г}} = \frac{U_{\text{Г}}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\text{рез}}} = \frac{100 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ кА}, \quad (3.14)$$

$$I_{\text{к1}}^{(3)} = \frac{1}{Z_{\text{рез.1}}} \cdot I_{\text{Г}} = \frac{1}{\sqrt{0,75^2 + 3,01^2}} \cdot 5,5 = 1,77 \text{ кА}. \quad (3.15)$$

Токи двухфазного короткого замыкания в расчетных точках:

$$I_{\text{к3}}^{(2)} = 0,87 \cdot I_{\text{к1}}^{(3)} = 0,87 \cdot 1,77 = 1,54 \text{ кА} \quad (3.16)$$

Токи однофазного короткого замыкания в расчетных точках:

$$Z_{\text{П}} = 0,2 \cdot \sqrt{(0,84 + 0,84)^2 + (0,08 + 0,08)^2} = 0,17$$

$$I_{\text{к3,1}}^{(1)} = \frac{U_{\text{Ф}}}{\frac{Z_{\text{Т}} + Z_{\text{П}}}{3}} = \frac{380}{\frac{0,779 + 0,17}{3}} = 0,877 \text{ кА}$$

Коэффициенты ударного тока и постоянные времени цепей:

$$T_{\text{а1}} = \frac{X_{\text{рез}}}{314 \cdot R_{\text{рез}}} = \frac{3,01}{314 \cdot 0,75} = 0,01 \quad (3.17)$$

$$k_{\text{y1}} = 1 + e^{-0,01/0,01269} = 1 + e^{-0,83} = 1,45 \quad (3.18)$$

Ударные токи короткого замыкания определяем по формуле:

$$i_{\text{y1}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{к3}} \cdot k_{\text{y1}} = \sqrt{2} \cdot 1,77 \cdot 1,45 = 3,737 \text{ кА} \quad (3.19)$$

ТГ: @student_help24_bot
Учебные работы под ключ!

Таблица 3.3 Токи КЗ для линии №1

№ К	Токи КЗ, кА.		Ударный ток, кА	№ К	Токи однофазного КЗ, кА.	Ударный ток, для однофазного КЗ, кА
	$I_{кз}^{(3)}$	$I_{кз}^{(2)}$	i_y		$I_{кз}^{(1)}$	Ударный ток, кА
1	1,77	1,54	3,65	3,1	0,88	1,26
2	1,70	1,48	3,18	3,2	0,88	1,26
4	1,58	1,38	2,69	3,3	0,82	1,16
5	1,38	1,20	2,14	3,4	1,00	1,45
7	1,12	0,98	1,63	4,1	0,96	1,38
9	0,91	0,79	1,30	4,2	0,76	1,08
11	0,74	0,65	1,05	4,3	0,71	1,01
3	3,00	2,61	5,19	4,4	0,76	1,08
4(3)	2,98	2,59	5,13	6,1	1,27	1,81
6	4,35	3,79	7,83	6,2	1,27	1,81
8	2,92	2,54	4,90	6,3	1,14	1,62
10	2,87	2,50	4,75	6,4	0,95	1,34
12	4,09	3,56	6,84	8,1	0,82	1,16
				8,2	0,76	1,08
				8,3	0,76	1,08
				8,4	0,88	1,26
				10,1	0,88	1,26
				10,2	0,96	1,38
				10,3	0,92	1,31
				12,1	0,91	1,28
				12,2	0,99	1,40
				12,3	0,87	1,23

				12,4	1,14	1,62
				12,5	0,87	1,23

Таблица 3.4 Токи КЗ для линии №2

№ К	Токи КЗ, кА.		Ударный ток, кА	№ К	Токи однофазного КЗ, кА.	Ударный ток, для однофазного КЗ, кА
	$I_{кз}^{(3)}$	$I_{кз}^{(2)}$	i_y		$I_{кз}^{(1)}$	Ударный ток, кА
1	1,87	1,63	3,65	7,1	0,96	1,37
2	1,8	1,57	3,25	7,2	0,96	1,38
3	1,6	1,39	2,78	7,3	0,96	1,38
4	1,29	1,12	2,02	8,2	1,05	1,53
5	1,12	0,97	1,53	8,1	1,05	1,53
6	0,7	0,61	1,19	9,1	1,03	1,47
7,1,1	0,6	0,52	0,95	9,2	0,95	1,34
7	3,00	2,61	5,19	9,3	1,03	1,47
8	2,60	2,26	5,14	9,4	1,14	1,62
9	4,45	3,87	7,76	10,1	0,76	1,08
10	2,87	2,50	4,86	10,2	0,82	1,16
11	2,58	2,24	4,70	10,3	0,82	1,16
12	4,10	3,57	6,67	11,1	0,76	1,08
				11,2	0,82	1,16
				11,3	0,82	1,16
				12,1	1,08	1,54
				12,2	0,91	1,28
				12,3	1,20	1,71

3.2. Выбор автоматов на 0,4 кВ

При выборе автоматических выключателей (автоматов) для сетей, эксплуатация которых требует обязательной защиты от перегрузки, рекомендуют устанавливать автоматические выключатели с комбинированными расцепителями.

Выключатели выбирают по следующим условиям:

1. Значение номинального напряжения.

2. Значение номинального тока с условием: $I_n > I_p$.

Для РУ 0,4 кВ подстанции выбираем автоматы вводные и секционные.

Выбор аппаратов будем производить на примере ТП – 1. Остальные расчеты аналогичны.

Для вводных аппаратов QF1.1. расчетной нагрузкой является нагрузка всей подстанции. Для секционного автомата QF1.2. – половина мощности подстанции.

Рассчитываем ток на ТП – 1:

$$I_{ТП.1} = \frac{S_{ТП.1}}{\sqrt{3} \times U_n} \quad (3.28)$$

$$I_{ТП.1} = \frac{71,02}{\sqrt{3} \times 0,38} = 109,2 \text{ А.}$$

В качестве QF1.1. выбираем ВА52 - 37: $I_{ном} = 160 \text{ А. } I_{рас.} = 109,2 \text{ А.}$

В качестве QF1.2. выбираем ВА52 – 32: $I_{ном.} = 80 \text{ А. } I_{рас.} = 80 \text{ А.}$

Таблица 3.8 Выбор автоматов на ТП

№ ТП.	№ Выключателя	$S_{ТП.}$, кВА	$I_{ТП.}$, А	Тип выключателя	$I_{ном.}$, А	$I_{рас.}$, А
ТП – 1	QF1.1.	71,02	109,2	ВА 52-37	160	160
ТП – 1	QF1.2.	35,51	35,6	ВА 52-32	80	80
ТП – 2	QF2.1.	46,25	70,76	ВА 52-37	160	160
ТП – 2	QF2.2.	23,1	23,11	ВА 52-32	80	80

ТП – 3	QF3.1.	44,22	67,7	BA 52-37	160	160
ТП – 3	QF3.2.	22,11	22,1	BA 52-32	80	80
ТП – 4	QF4.1.	40,58	63,07	BA 52-37	160	160
ТП – 4	QF4.3.	20,29	20,3	BA 52-32	80	80
ТП – 5	QF5.1.	46,23	70,7	BA 52-37	160	160
ТП – 5	QF5.2.	23,11	23,12	BA 52-32	80	80
ТП – 6	QF6.1.	62,9	96,8	BA 52-37	160	160
ТП – 6	QF6.2.	31,45	34,5	BA 52-32	80	80
ТП – 7	QF7.1.	62,31	96,9	BA 52-37	160	160
ТП – 7	QF7.2	31,15	31,16	BA 52-32	80	80
ТП – 8	QF8.1.	73,53	113,84	BA 52-47	250	250
ТП – 8	QF8.2.	36,76	36,8	BA 52-32	80	80
ТП – 9	QF9.1	46,23	76,9	BA 52-37	160	160
ТП – 9	QF9.2.	23,11	23,11	BA 52-32	80	80
ТП – 10	QF10.1.	48,24	76,92	BA 52-37	160	160
ТП – 10	QF10.2.	24,12	24,12	BA 52-32	80	80
ТП – 11	QF11.1.	90	138,4	BA 52-37	160	160
ТП – 11	QF11.2.	45	45	BA 52-32	80	80
ТП – 12	QF12.1.	52	80	BA 52-37	160	160
ТП – 12	QF12.2.	26	26,1	BA 52-32	80	80

Dist24.ru

ТГ: @student_help24_bot

Учебные работы под ключ!

3.2.1 Выбор автоматических выключателей на отходящих линиях.

Для сетей, требующих обязательной защиты от перегрузки, рекомендуется использовать автоматические выключатели с комбинированными расцепителями, потому что они лучше защищают сеть от перегрузок.

Параметры для выбора выключателей:

- 1.Номинальное напряжение.
- 2.Номинальный ток. $I_{ном.} \geq 1,25 \cdot I_p$.

Таблица 3.9 Выбор автоматов на линии

№ ТП	№ линии	$I_{ном.}, A$	Тип автомата	$1,25 \cdot I_p, A$	$I_{ном.}, A$	$I_{рас.}, A$
ТП 1	л 1	14,74	ВА 51-35	49,233799	80	80
	л 1,2	12,06	ВА 51-35	36,925349	80	80
	л 2,1	14,74	ВА 51-35	49,233799	80	80
	л 2,2	14,74	ВА 51-35	49,233799	80	80
ТП 2	л 3	14,74	ВА 51-35	49,233799	80	80
	л 1	14,74	ВА 51-35	49,233799	80	80
	л 2	16,75	ВА 51-35	61,542249	80	80
ТП 3	л 3	14,74	ВА 51-35	49,233799	80	80
	л 1	14,74	ВА 51-35	49,233799	80	80
	л 2	14,74	ВА 51-35	49,233799	80	80
ТП 4	л 3	14,74	ВА 51-35	49,233799	80	80
	л 1	14,74	ВА 51-35	49,233799	80	80
	л 2	12,06	ВА 51-35	36,925349	80	80
ТП 5	л 3	16,75	ВА 51-35	61,542249	80	80
	л 1	14,74	ВА 51-35	49,233799	80	80
	л 2	14,74	ВА 51-35	49,233799	80	80

ТП 6	л 1	16,75	BA 51-35	61,542249	80	80
	л 1,2	14,74	BA 51-35	49,233799	80	80
	л 2	16,75	BA 51-35	49,233799	80	80
	л 3	14,74	BA 51-35	49,233799	80	80
ТП 7	л 1	16,75	BA 51-35	49,233799	80	80
	л 1,2	16,75	BA 51-35	49,233799	80	80
	л 2	16,75	BA 51-35	61,542249	80	80
	л 3	12,06	BA 51-35	36,925349	80	80
ТП 8	л 1.1	12,01	BA 51-37	127,40077	160	160
	л 1,2	20,3	BA 51-35	36,925349	80	80
	л 2	14,74	BA 51-35	51,921002	80	80
	л 3	14,74	BA 51-35	49,233799	80	80
ТП 9	л 4	12,05	BA 51-35	36,925349	80	80
	л 1	14,74	BA 51-35	49,233799	80	80
	л 2	16,75	BA 51-35	61,542249	80	80
	л 3	14,74	BA 51-35	49,233799	80	80
ТП 10	л 1	12,06	BA 51-35	36,925349	80	80
	л 1,2	9,38	BA 51-35	61,542249	80	80
	л 2	12,06	BA 51-35	24,6169	80	80
	л 3	14,74	BA 51-35	49,233799	80	80
ТП 11	л 1	30,01	BA 51-35	48,429052	80	80
	л 2	29,08	BA 51-35	48,429052	80	80
	л 3	30,01	BA 51-35	64,763101	80	80
ТП 12	л 1	25,55	BA 51-35	40,644195	80	80
	л 2	25,55	BA 51-35	35,326762	80	80

3.3. Выбор предохранителей

Плавкие предохранители – это однополюсные коммутационные аппараты для защиты электрических цепей от сверхтоков. Принцип их действия основан на плавлении током металлической вставки небольшого сечения и одновременном гашении образовавшейся дуги. Они просты в устройстве, имеют низкую себестоимость, быстро отключают цепь при коротком замыкании и способны ограничивать ток КЗ.

Таблица 3.7 Выбор предохранителей (FU)

№ ТП.	№ Выкл. по сх.	Тип выключателя.	И _{раб.} макс, А	U _{ном.} , кВ	I _{ном.} , А	I _{пр.с.} , кА	I ^{''} , кА
ТП – 1	1	ПТ101-10-20-12,5-У3	2,87	10	20	12,5	1,70
ТП – 2	2	ПТ101-10-20-12,5-У3	2,6	10	20	12,5	1,58
ТП – 3	3	ПТ101-10-20-12,5-У3	4,68	10	20	12,5	1,38
ТП – 4	4	ПТ101-10-20-12,5-У3	4,9	10	20	12,5	1,12
ТП – 5	5	ПТ101-10-20-12,5-У3	6,63	10	20	12,5	0,91
ТП – 6	6	ПТ101-10-20-12,5-У3	7,81	10	20	12,5	0,74
ТП – 7	7	ПТ101-10-20-12,5-У3	15,93	10	20	12,5	1,87
ТП – 8	8	ПТ101-10-20-12,5-У3	13,05	10	20	12,5	1,8
ТП – 9	9	ПТ101-10-20-12,5-У3	15,19	10	20	12,5	1,6
ТП – 10	10	ПТ101-10-20-12,5-У3	9,23	10	20	12,5	1,29
ТП – 11	11	ПТ101-10-20-12,5-У3	15,21	10	20	12,5	1,12
ТП – 12	12	ПТ101-10-20-12,5-У3	11	10	20	12,5	0,7

4. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ. ВЫБОР СХЕМЫ ГИБРИДНОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ.

4.1 Обоснование выбора специальной части.

Постоянное вырабатывание электрической и тепловой энергии, безусловно, сильно влияет на экологию всего земного шара, а постоянный рост стоимости энергоресурсов вызывает постоянный рост себестоимости электроэнергии, и как следствие – стоимости продукции на предприятиях и стоимости жизни. В результате этого роста и оптимизации стоимости ветроустановок происходит очень бурное развитие ветроэнергетики во всём мире

Согласно распоряжению Правительства Российской Федерации № 1 – р от 8 января 2009 года “Основные направления государственной политики в сфере повышения энергетической эффективности электроэнергетики на основе использования возобновляемых источников энергии на период до 2020 года”, выработка электроэнергии на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ) к 2020 году должна составить 4,5% от общей генерации

электроэнергии Российской Федерации [2]. Основным направлением по достижению этой цели становится развитие гибридной энергетики, в том числе, ветроэнергетики. Экономические и климатические особенности Российской Федерации осложняют применение ветроэнергетических установок (ВЭУ) в промышленных масштабах, потому что непостоянство выработки электроэнергии и отсутствие регулирования выдаваемой мощности – это мощные барьеры для подключения ветроэнергетических станций (в дальнейшем, ВЭС) к единой энергетической сети (ЕЭС).

Оптимальные зоны установки ВЭУ находятся, как правило, достаточно далеко от единой энергосистемы, что создает еще одно препятствие, которыми являются крупные капиталовложения в развитие самой сети.

Поэтому сегодня наиболее перспективным путем развития ветроэнергетики

являются локальные, изолированные энергосистемы с генерирующими установками, расположенные как можно ближе к потребителю. Развитие этой малой распределенной энергетики (МРЭ) - одна из приоритетных задач энергетической стратегии России на период до 2030 года [4].

4.2 Принципы функционирования ветроэнергетических установок.

При применении ветрового потока для генерации электроэнергии возникает ряд сложностей. Скорость ветра (v) – величина непостоянная, величиной, и носит случайный характер из-за изменения погодных условий на территории ВЭУ. Что приводит к значительным изменениям скорости вращения ветроколеса ВЭУ (ω), и в результате чего выходное напряжение на валу генератора ($U_{г}$) разбрасывается в довольно большом диапазоне, что приводит к непостоянству его характеристик по ряду данных: амплитуде, , фазе, частоте. Принимая во внимание этот факт, в дальнейшем будет рассматриваться применение ВЭУ с вертикальной осью вращения, так как они являются менее зависимыми от направления ветра. Сброс нагрузки, отключение - это тоже дестабилизирующие факторы, приводящие к изменению характеристик добываемой энергии. Простейшая ВЭУ содержит в своей конструкции выпрямитель, преобразующий переменное напряжение ($U_{г}$) в постоянное ($U_{в}$), инвертор, который, в свою очередь, изменяет $U_{в}$ в переменное напряжение частоты, требуемой для производства - определенной амплитуды и фазы. Способность инвертора поддерживать требуемые параметры выходного напряжения ограничены его возможностями,, поэтому, в случае отсутствия ветра у потребителя возникает риск остаться без электроэнергии. Чтобы уменьшить вероятность подобной ситуации, в конструкции ВЭУ предусматривают устройство для аккумулялирования электроэнергии.

На рис. 4.2.1 изображена примитивная модель генерации электрической энергии в ВЭУ, где К – это ветроколесо ВЭУ, Г – генератор электрической энергии, В – выпрямитель, И – инвертор, и Н, соответственно – нагрузка.



Рис. 4.2.1 Модель генерации электрической энергии при помощи ВЭУ

График выработки электроэнергии зачастую отличается от графика нагрузки потребителя (рис.4.2.2), и поэтому регулярно возникает возможность для запасания энергии, чтобы затем использовать её при дефиците со стороны потребителя.

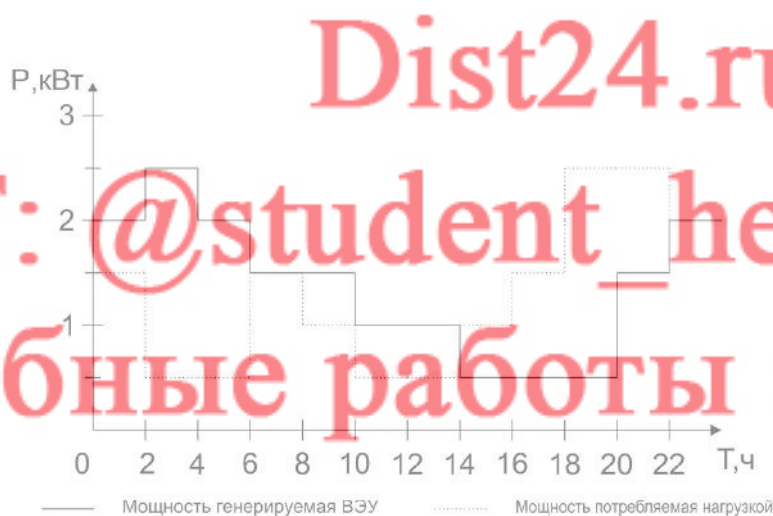


Рис. 4.2.2. Графики суточных зависимостей мощности генерируемой ВЭУ и потребляемой нагрузкой.

На данный момент в конструкции ВЭУ малой мощности используют батареи, аккумулирующие энергию (АКБ), и в таком случае принципиальная схема меняется (рис.4.2.3). Батареи помещаются между инвертором и выпрямителем, на постоянное напряжение, и, таким образом, во время

избытка генерируемой мощности батарея заряжается, запасая энергию, чтобы при возникающем дефиците отдать её инвертору.

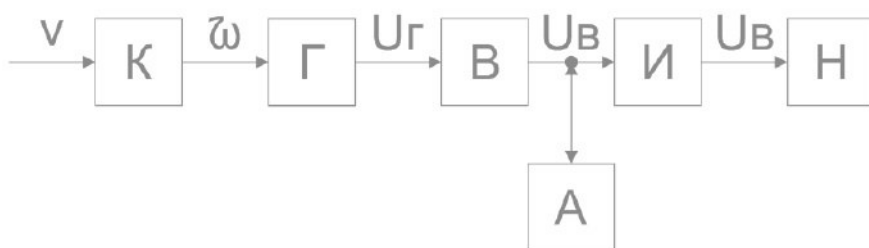


Рис.4.2.3. Модель генерации энергии на ВЭУ с применением АКБ.

На рисунке 4.2.4 определен примерный график потребления электроэнергии предполагаемым потребителем, которым, в нашем случае, становится бытовая нагрузка в виде частного домохозяйства:

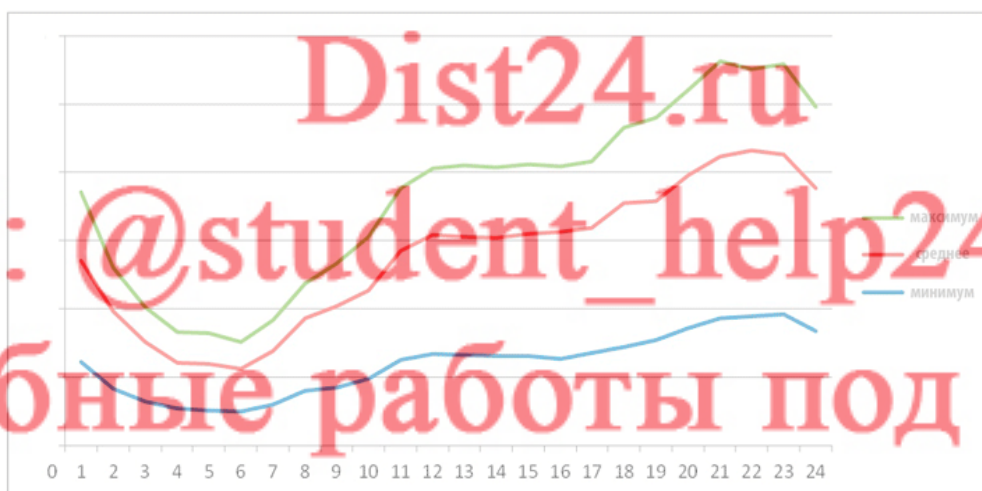


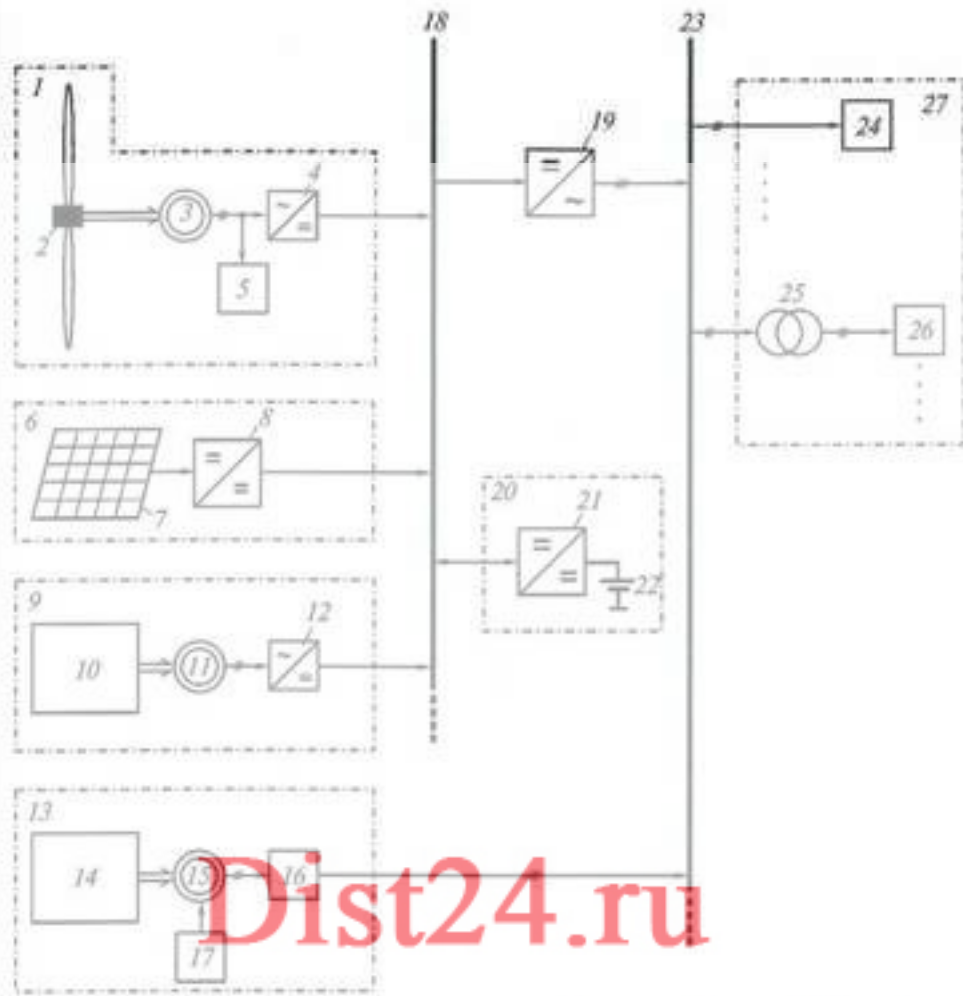
Рис. 4.2.4 Годовой график потребления электроэнергии

Подводя итог, можно сказать, что основная трудность генерации электрической энергии при использовании ветроэнергетических установок заключается в непостоянстве потока ветра, поэтому оптимальным решением становится совмещение различных источников генерации и создание системы для запаса энергии на длительный срок.

4.3 Выбор схемы

При сравнительном анализе различных схем автономных электрических станций, наиболее выгодным и перспективным вариантом становится использование в одной энергосистеме промежуточной вставки постоянного тока (при соединении разнотипных добывающих установок). Комплекс строится по агрегатному принципу, при этом он, в случае такой потребности, масштабируется, перестраивается, предусматривается возможность унифицировать структуры и конструкцию силовых преобразователей, что является плюсом, принимая во внимание тот факт, что стоимость силовой электроники, как правило, снижается, а удельная мощность растет). Так же применение вставки постоянного тока дает возможность проще распределять и суммировать энергию, получаемую от источников, поэтому, не смотря на достаточно сложную структуру установки, подобная схема имеет массу плюсов, таких как отсутствие согласования между собой работы ВЭУ, дизельного генератора и, при необходимости, других источников (например, фотопанели), повышению качества отпускаемой электроэнергии (благодаря питанию от общего автономного инвертора), разрешается использование ДЭС инверторного типа, что позволяет существенно экономить топливо.

Учитывая сравнительно высокий КПД силовой электроники, потери в мощности, связанные с двойным преобразованием электроэнергии силовыми выпрямителями и инверторами, становятся незначительными. Данный вариант гибридных энергетических установок достаточно распространен, в том числе, за рубежом, в случае потребления электроэнергии при малых и средних мощностях (1 — 100 кВт).



1 - Ветроэнергетическая установка; 2 - ветрогубрина; 3 - ротор; 15 - синхронные электромашинные генераторы; 4, 12 - управляемые выпрямители; 5 - блок балластных нагрузок; 6 - Фотоэлектрическая установка; 7 - солнечная панель; 8 - конвертор напряжения; 9, 13 - дизель генераторы; 16 - устройство плавного пуска; 17 - регулятор тока возбуждения; 18 - шина постоянного тока; 19 - инвертор напряжения; 20 - буферный накопитель электроэнергии; 21 - двунаправленный импульсный преобразователь; 22 - блок аккумуляторных батарей; 23 - шина переменного тока 220/380 В, 50 Гц; 24 - потребители 220/380 В; 25 - силовой повышающий трансформатор; 26 - потребители 6 или 10 кВ; 27 - объект децентрализованного электроснабжения;

Рис. 4.3.1 Гибридная электростанция с подключением электроустановок к промежуточной шине постоянного тока (смешанное подключение).

4.4 Экономическое обоснование использования гибридных установок.

На территории Российской Федерации в районах децентрализованного электроснабжения в эксплуатации сейчас находится более 50 тысяч дизельных электростанций с различными диапазонами мощности.

Себестоимость производства электроэнергии зависит преимущественно от стоимости топлива. Это, накладывает определенные обязательства на уровне администрации муниципалитетов и регионов для компенсации затрат энергоснабжающей компании при обеспечении населения, так как модернизация оборудования идет, как правило, за счет бюджетных средств, и делает экономически нерентабельным создание на удаленных территориях многих видов производств.

Одним из технических решений, при которых затраты на модернизацию и эксплуатационные расходы значительно снижаются, является создание гибридных станций с использованием нескольких синхронизированных источников электроэнергии одновременно, в том числе использующие возобновляемые ресурсы. Это позволит снизить использование дизельного топлива на 47% и более, а также, благодаря высокой степени автоматизации, снизить расходы на эксплуатацию объекта и уменьшить сроки окупаемости проекта.

Использование малой энергетики становится все более экономически эффективным по сравнению с централизованными линиями транспортировки электроэнергии от городов до отдаленных сельских районов, так как потребители труднодоступных районов могут быть одновременно обеспечены электричеством, горячим водоснабжением и теплом, при этом зависимость от перерывов в электроснабжении от централизованных систем снижается или сводится к нулю. С учетом климатических особенностей, наиболее эффективным для Ивановской области является применение гибридной электростанции на базе ДЭС и ВЭУ.

4.5 Вывод. Плюсы и минусы использования гибридных электроустановок.

Подводя итоги, хочу подчеркнуть плюсы и минусы использования возобновляемых источников энергии и гибридных электроустановок.

Наиболее очевидными преимуществами являются фактическая бесконечность ресурсов и их экологичность. К сожалению, их все же нельзя назвать полностью экологически безопасными, так как ветроэнергетическая установка довольно шумная, и поэтому ветряные электростанции не располагаются поблизости от жилых домов – исходя из удобства населения.

Наряду с таким плюсом, как неисчерпаемость энергетического источника, идет и минус: эффективность работы ветряной и солнечных электростанций зависит от времени года, времени суток, погодных условий и географического положения. Поэтому использование гибридных электростанций с аккумуляторами является оптимальным. К плюсам ветряных электростанций также можно отнести и быстроту возведения

установки: даже для промышленной электроустановки требуется не более двух недель с учетом времени на подготовку площадки, а бытовой

ветрогенератор для электроснабжения частного дома устанавливается за несколько часов. Иногда к минусам ветряных электростанций относят

довольно большую площадь, которую занимают ветроустановки (электростанция может содержать сто и более ветроэнергетических установок).

5. ОХРАНА ТРУДА

Для обеспечения безопасности при работах и повышения уровня надежности непосредственно работы линии электропередач, опоры линий нуждаются в заземлении. Из защитных мер можно применить заземление, зануление, защитное отключение, использовать разделительный трансформатор и др.

Заземлением называют преднамеренное электрическое соединение конкретной точки системы с землей при помощи заземляющего устройства. *Заземлители - это металлические проводники, проложенные в грунте. Они могут быть выполнены в виде вертикально забитых в очаг заземления стержней, труб или уголков, соединенных между собой горизонтальными проводниками из круглой или полосовой стали. Длина таких заземлителей обычно равна 2,5-3 м. Горизонтальные заземляющие проводники и верх вертикальных заземлителей должны уходить на глубину не менее 0,5 м, а на пахотных землях - на 1 м.*

Занулением называют преднамеренное электрическое соединение нейтрального проводника в установке мощностью до 1 кВ с заземленной нейтралью трансформатора. Нейтральным проводником называется часть электроустановки, которая способна проводить электрический ток и потенциал которой (в нормальном режиме) равен или близок к нулю.

При использовании электроустановок их нетоковедущие части зачастую оказываются под напряжением, что чаще всего происходит из за наведения напряжения со стороны находящихся рядом токоведущих частей. Также причиной может быть замыкание на корпус одной/нескольких фаз, при этом сам корпус остается под напряжением. В конце концов, нетоковедущие части электроустановок или элементы распределительного устройства (РУ) имеют потенциал относительно земли, при этом не равный нулю, следовательно,

при соприкосновении человека поразит электрический ток. Степень повреждения (поражения) будет определяться величиной тока, длительностью контакта и путем, которым он прошел через человеческое тело.

Напряжение прикосновения $U_{\text{прик}}$ определяют через разность потенциалов, электрическое сопротивление человеческого тела ($R_{\text{ч}}$) зависит от площади соприкосновения и состояния кожи и тд. В итоге, проходящий по телу ток ($I_{\text{ч}}$) равен:

$$I_{\text{ч}} = \frac{U_{\text{прик}}}{R_{\text{ч}}}, \quad (5.1)$$

Если есть заземлитель:

$$I_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{з}} * R_{\text{з}}}{R_{\text{ч}}}, \quad (5.2)$$

где $R_{\text{з}}$ – сопротивление заземлителя.

На рисунке 5.1 наглядно показано распределение потенциала и растекание тока от одиночного заземлителя, установленного в земле.

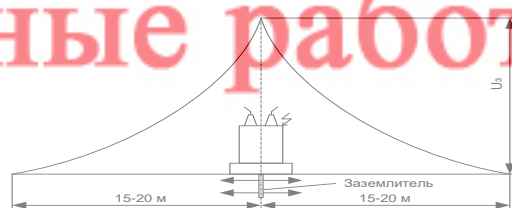


Рис 5.1

Все виды заземлений существенно снижают атмосферные и внутренние перенапряжения на ЛЭП. Заземление или зануление электрических установок выполняют:

- при напряжении 380 В и выше (при переменном токе) и 440 В и выше (в установках постоянного тока);

- в помещениях с повышенной опасностью, особо опасных и в наружных при номинальных напряжениях выше 42 В, но ниже 380 В переменного тока и выше 110 В, но ниже 440 В постоянного тока.

- во взрывоопасных помещениях при всех напряжениях.

В зависимости от режима, на котором работает нейтраль, требования к способу и устройству защитных мероприятий по заземлению или занулению разнятся.

5.1 Расчет защитного заземления и зануления

Расчет защитного заземления.

Расчет защитного заземления для трансформаторной понижающей подстанции 10/0,4 кВ, с двумя трансформаторами с изолированными нейтралью на стороне 10кВ и с глухозаземленными нейтралью на стороне 0,4 кВ, которая размещена в отдельном кирпичном здании. Предполагаемый контур заземлителя вокруг здания имеет форму прямоугольника 15 x 10 м.

Таблица 5.2 Исходные данные

U, кВ	Контур заземлителя		R _е , Ом	l _{кл} , км	l _{вл} , км	l _в , м	d, м	L _г , м	Сечение полосы (размеры) , мм	t _о , м	ρ _{рв} , Ом·м	ρ _{рг} , Ом·м
	Длин а, м	ширин а, м										
10	15	15	34	16	16	2, 5	12	60	40x4	0, 5	120	176

В качестве естественного заземлителя используется технологическая конструкция из металла, частично погруженная в землю; ее расчетное сопротивление растеканию составит R_в=34 Ом. Ток замыкания на землю

неизвестен, протяженность линий 10 кВ – кабельных $l_{кЛ} = 165$ км, воздушных $l_{вЛ} = 160$ км. Заземлитель будет выполнен из вертикальных стержневых электродов длиной $l_B = 5$ м, диаметром $d=12$ мм, верхние концы которых соединяются с помощью горизонтального электрода – стальной полосы длиной $L_T=50$ м, сечением 4x40 мм, погруженной в землю на глубине $t_0 = 0,8$ м.

Расчетные удельные сопротивления грунта:

- для вертикального электрода 5 м $\rho_{PB} = 120$ Ом*м;
- для горизонтального электрода 50 м $\rho_{PT} = 176$ Ом*м.

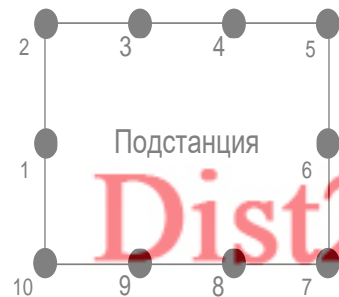


Рис 5.2 Предварительная схема контурных искусственных заземлителей подстанции:

($n=10$ шт., $a=5$ м, $L_T=50$ м)

ТГ: @student_help24_bot

Расчет заземлителя в однородной земле с использованием метода

коэффициентов использования по допустимому сопротивлению [12]:

Расчетный ток замыкания на землю на стороне с напряжением $U = 10$ кВ,

[12]:

$$I_3 = \frac{U}{350} (35l_{кЛ} + l_{вЛ}), \quad (5.3)$$

$$I_3 = \frac{10}{350} (35 \cdot 40 + 20) = 40,57 \text{ А}$$

Требуемое сопротивление растеканию заземлителя, общий для установок 10 и 0,4 кВ[2]:

$$R_3 = \frac{50}{I_3}, \quad (5.4)$$

$$R_3 = \frac{125}{40,57} = 3,08 \text{ Ом}$$

Сопротивление искусственного заземлителя [2]:

$$R_{И} = \frac{R_B \cdot R_3}{R_B - R_3}, \quad (5.5)$$

$$R_{И} = \frac{34 \cdot 3,08}{34 - 3,08} = 3,386 \text{ Ом}$$

Тип заземлителя - контурный, размещенный по периметру прямоугольника длиной 15 м и шириной 10 м вокруг здания ПС. Вертикальные электроды размещаются на расстоянии $a=5$ м один от другого.

Суммарная длина горизонтального электрода $L_{Г}=50$ м, количество вертикальных электродов $n=L_{Г}/a = 50/5 = 10$ шт.

Параметры заземлителя уточняются с помощью проверочного расчета:

Расчетное сопротивление растеканию вертикального электрода [2]:

$$R_B = \frac{\rho_{РБ}}{2\pi \cdot l_B} \left(\ln \frac{2l_B}{d} + \frac{1}{2} \ln \frac{4t+l_B}{4t-l_B} \right), \quad (5.6)$$

$$R_B = \frac{120}{2\pi \cdot 5} \left(\ln \frac{2 \cdot 5}{0,012} + \frac{1}{2} \ln \frac{4 \cdot 3,3 + 5}{4 \cdot 3,3 - 5} \right) = 27,2 \text{ Ом}$$

$d=12$ мм = 0,012 м – диаметр электрода,

$$t = t_0 + 0,5l_B, \quad (5.7)$$

$$t = 0,8 + 0,5 \cdot 5 = 3,3 \text{ м}$$

Расчетное сопротивление растеканию горизонтального электрода [4]:

$$R_{Г} = \frac{\rho_{РГ}}{2\pi \cdot l_{Г}} \ln \frac{L_{Г}^2}{0,5 \cdot B \cdot t}, \quad (5.8)$$

где $B=40$ мм = 0,04 м – ширина полосы;

$t=t_0=0,8$ м – глубина заложения электрода.

$$R_{Г} = \frac{176}{2\pi \cdot 50} \ln \frac{50^2}{0,5 \cdot 0,04 \cdot 0,8} = 6,7 \text{ Ом}$$

Для принятого контурного заземлителя при отношении $a/l_{\lambda} = 5/5 = 1$ и $n=10$ шт по таблице 4 определяем коэффициенты использования электродов заземлителя [2]:

- $\eta_B = 0,56$ – коэффициент использования вертикальных электродов;

- $\eta_{\Gamma} = 0,34$ – коэффициент использования горизонтального электрода.

Сопротивление растеканию группового заземлителя [2]:

$$R = \frac{R_B \cdot R_{\Gamma}}{R_B \cdot \eta_{\Gamma} + R_{\Gamma} \cdot \eta_B \cdot n}, \quad (5.9)$$

$$R = \frac{27,2 \cdot 6,7}{27,2 \cdot 0,34 + 6,7 \cdot 0,56 \cdot 10} = 3,9 \text{ Ом}$$

$R = 3,9 \text{ Ом} > R_{И} = 3,386 \text{ Ом}$, следовательно, необходимо увеличить в контуре заземлителя количество вертикальных электродов.

Решение сведено в таблицу 5.3.

Таблица 5.3 Расчет защитного заземления

Число вертикальных электродов	Длина горизонтальных электродов	R_{Γ}	η_{Γ}	η_B	R
10	50	6,7	0,34	0,56	3,896681
15	210	1,98	0,24	0,43	3,3859

$R = 3,3859 \leq R_{И} = 3,386$, что удовлетворяет решению.

Исходя из полученных данных, контурный групповой заземлитель состоит из

15 вертикальных стержневых электродов длиной 5 м, диаметром 12 мм, с расстоянием между ними 5 м и горизонтального электрода в виде сетки длиной 855 м, сечением 4x40 мм, и на глубине 0,8 м.

Расчет зануления.

Расчет тока однофазного КЗ вблизи наиболее удаленного потребителя для ТП-1. Чувствительность электромагнитный расцепителя автомата должна быть достаточной высоко по отношению ко всем видам повреждений и ненормальным режимам работы на данном участке электрической цепи. Она

оценивается коэффициентом чувствительности, который определяется как отношение тока при однофазном КЗ к параметрам срабатывания.

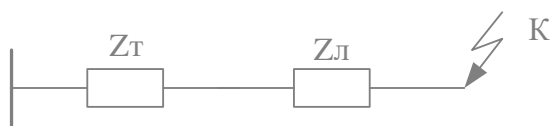


Рис 5.3 Однофазное КЗ вблизи ЭП

Ток однофазного КЗ определяется по формуле:

$$I_{K3}^{(1)} = \frac{U_{\phi}}{\frac{z_{mp}}{3} + z_{n\phi-0}} \quad (5.1)$$

0)

где U_{ϕ} – фазное напряжение сети, $U_{\phi} = 220В$;

z_{mp} – полное сопротивление трансформатора, $z_{mp} = 779мОм$ (табл. 2.50, [18]);

$z_{n\phi-0}$ – полное сопротивление петли фаза-нуль, $мОм$ (табл. 2.53, [18]).

Соответственно, полное сопротивление петли фаза-нуль определяется:

$$z_{n\phi-0}^{ЭП2} = 2 \cdot 270 \cdot \sqrt{(1,25)^2 + (0,091)^2} = 676мОм;$$

$$I_{K3}^{(1)} = \frac{220}{\frac{779}{3} + 676} = 0,239 кА.$$

Ближайший выключатель для отключения данного КЗ - это ВА47-29 в РУ-0,4 кВ КТП -1:

$$\frac{I_{K3}^{(1)}}{I_{ном}} = \frac{235}{63} = 3,7.$$

Ориентируясь на время-токовую характеристику этого выключателя (см.рис 5.4), определяется время автоматического отключения КЗ⁽¹⁾:

$$t_{cp} \approx 0,1с < t_{cp.дон} = 0,4с$$

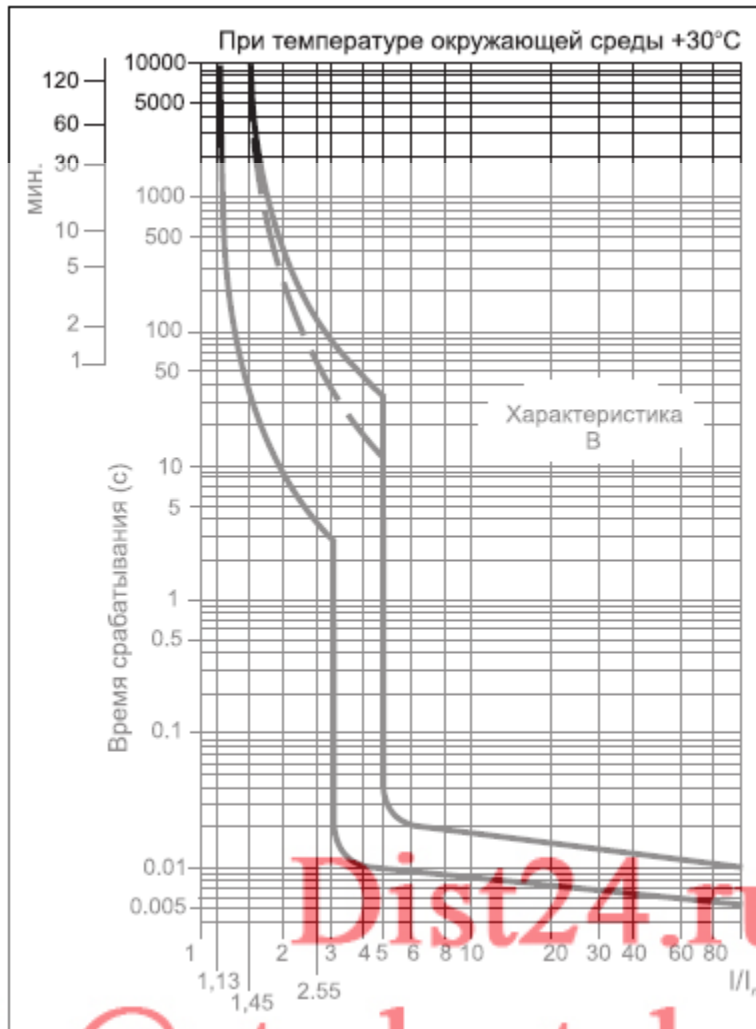


Рис 5.4 Время-токовая характеристика срабатывания автоматического выключателя ВА47-29/3/В

ТГ: @student_help24_bot

Учебные работы под ключ!

Следовательно, данный выключатель подходит по требованию к чувствительности срабатывания.

6. ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ

Главной составляющей в любой индустриальной экономике является электрическая энергетика. Общемировые тенденции ее развития последние 20 лет связаны с активными реформами и самой энергоотрасли, и систем ее государственного регулирования. Преобразования обусловлены двумя причинами: во-первых, высокой стратегической значимостью электрической энергетике в ряду других секторов экономики, во-вторых, спецификой электрической энергии как товара и, соответственно, особенностями функционирования отраслевых рынков, что предопределяет необходимость оптимизации государственного участия

Надежная и эффективная работа энергоотрасли требует немалых финансовых вложений. Между тем слабая эластичность спроса на электроэнергию, запоздалая реакция рынка на возникновение ограниченности генерирующих мощностей, значительный временной разрыв между началом строительства электрических станций и вводом их в эксплуатацию [11]

снижают привлекательность инвестиций. Для уменьшения рисков выхода на рынок инвесторов, вложивших средства в новую генерацию, была введена

плата за мощность.

Будучи элементом соответствующих обязательств, мощность, как и электрическая энергия, в гражданском праве представляет собой разновидность искусственно созданных объектов, предназначенных для идентификации стоимостных величин в различного рода экономических отношениях.

Эффективная организация розничного рынка имеет огромное значение для функционирования и развития электроэнергетической отрасли. На розничном рынке осуществляется значительная часть потребления электроэнергии и, соответственно, платежей. Организация взаимосвязи между потребителями и производителями электроэнергии является одним из основных элементов розничного рынка и имеет существенное влияние на

эффективность функционирования электроэнергетической отрасли, а также на формирование адекватных сигналов для её дальнейшего развития.

Основной нормативный документ, определяющий порядок работы на розничного рынка электроэнергии и мощности – это «Основные положения функционирования розничных рынков электроэнергии» утверждены Постановлением Правительства РФ от 04.05.2012 №442 (правила розничного рынка электроэнергии 2012) взамен ранее действующих «Основных Положений функционирования розничных рынков в переходный период, которые были утверждены постановлением Правительства Российской Федерации № 530 от 31 августа 2006 года.

Существующая структура субъектов и организация отношений между ними на розничном сегменте электроэнергетической отрасли России не обеспечивает ни эффективного функционирования и развития отрасли, ни стимулирования потребителей к энергосбережению.

На большей части территории ЕЭС РФ продавцами электроэнергии потребителям являются региональные энергосистемы (АО-энерго) или так называемые оптовые предприятия-перепродавцы (далее ОПП), которые, в свою очередь, являются клиентами АО-энерго. При этом цены на электроэнергию, отпускаемую потребителям, устанавливаются региональными органами государственного регулирования (региональными энергетическими комиссиями) в форме тарифов.

Сложившаяся ситуация имеет ряд серьезных недостатков:

- у продавцов электроэнергии на розничном рынке нет стимулов к повышению эффективности и качеству оказываемых ими услуг и, соответственно, снижению цен на свои услуги;
- хозяйственная деятельность субъектов розничного рынка абсолютно не прозрачна и зачастую сверхзатратна;
- продавцы электроэнергии на розничном рынке не заинтересованы в снижении цены покупки электроэнергии на оптовом рынке, так как все их затраты в том числе и на покупку электроэнергии, включаются в отпускной

тариф. Это приводит к увеличению цены электроэнергии на оптовом рынке и, как следствие, для потребителей на розничном рынке;

- для потребителей не созданы стимулы к рационализации потребления электроэнергии;

- постоянно возрастают потери электроэнергии в энергосистемах, которые могут достигать 20%, а в отдельных регионах 30 и 40% объема отпущенной электроэнергии;

- очень низка инвестиционная привлекательность розничного сегмента отрасли. Как следствие, происходит постоянное старение и выбывание основных фондов субъектов розничного рынка, которые не заменяются на новые и не восстанавливаются.

Формирование новых отношений на розничном рынке электроэнергии, построенных на принципах, отличных от существующих, прежде всего в отношении конкурентных сегментов, вызовет значительные изменения в существующей структуре электроэнергетической отрасли и отношениях субъектов рынка. В первую очередь, рынок должен создать эффективную и прозрачную систему взаимосвязи производства, передачи и потребления электроэнергии, конкуренцию среди сбытовых компаний, соответствующую действительности стоимостную оценку потребляемой электроэнергии, стимулы к снижению потерь электроэнергии и к энергосбережению, а также значительно повысить инвестиционную привлекательность субъектов розничного сегмента электроэнергетической отрасли.

6.1 Субъекты розничного рынка

Субъектов существующего розничного рынка электроэнергии можно разделить на следующие 7 групп (некоторые предприятия или организации могут представлять несколько субъектов одновременно):

- субъекты производства электрической энергии;
- субъекты транспорта электроэнергии;

- субъекты, осуществляющие сбыт электроэнергии;
- потребители;
- операторы учета электроэнергии;
- службы оперативно-диспетчерского управления;
- регулирующие и контролирующие органы.

6.2 Ценообразование на розничном рынке

Ценообразование на рынках электроэнергии достаточно сложный и многогранный вопрос. Его особенности заключаются в следующем:

Потребителям, относящимся к категории «население и приравненное к населению» электроэнергия на розничном рынке отпускается только по регулируемым ценам (тарифам).

Остальным потребителям электроэнергия отпускается следующим образом:

- А) В ценовых зонах (большая часть субъектов РФ) - продажа осуществляется по нерегулируемым ценам.
- Б) Неценовые зоны - продажа осуществляется регулируемым тарифам.

Ценообразование для потребителей в неценовых зонах оптового рынка электроэнергии производится следующим образом:

Регулируемые цены на электроэнергию для потребителей электроэнергии неценовых зон оптового рынка электроэнергии устанавливаются на основании плановых величин потребления электроэнергии по региону, которые утверждены на весь будущий год в документе под названием «Сводный прогнозный баланс производства и поставок электроэнергии в рамках единой энергосистемы». Однако фактическое потребление не совпадает с плановым, по причине того, что Системный оператор (отвечает за надежность в Энергосистеме), руководствуясь принципами минимизации стоимости производства электроэнергии задает график производства электроэнергии для объектов

генерации, который не совпадает с величинами из Сводного прогнозного баланса. В связи с этим покупка недостающих объёмов производится по другим, нерегулируемым ценам (тарифам) на электроэнергию. В связи с этим, у гарантирующего поставщика возникают дополнительные обязательства перед генерирующими компаниями по оплате приобретенной электроэнергии, которые не покрываются оплатами потребителей по регулируемым ценам. Именно эти отклонения распределяются пропорционально на всех потребителей электроэнергии неценовых зон дополнительно к стоимости электроэнергии, предъявленной потребителями по регулируемым ценам.

Нерегулируемые цены

На розничных рынках, в ценовых зонах гарантирующие поставщики осуществляют продажу электроэнергии потребителям по нерегулируемым ценам (за исключением населения), но не выше предельных уровней нерегулируемых цен. Порядок расчета указанных цен указан в «Основных положениях функционирования розничных рынков электрической энергии», которые утверждены Постановлением Правительства РФ от 04.05.2012 №442.

В настоящий момент предполагается, что в первые три года функционирования целевой модели в области государственного регулирования ценообразования на розничных рынках будет находиться продажа электрической энергии населению в объемах социальной нормы потребления.

В свободной конечной цене электроэнергии регулируемые останутся:

- стоимость услуг гарантирующего поставщика (сбытовая надбавка);
- стоимость услуг сетевых организаций;
- тарифы на услуги по организации функционирования торговой системы оптового рынка электрической энергии (мощности);
- цены (тарифы) на услуги по обеспечению системной надежности.

Также регулированию будет подлежать плата за технологическое присоединение к электрическим сетям.

Тарифы

В соответствии с ФЗ от 26.03.2003 №35-ФЗ «Об электроэнергетике», постановлением Правительства РФ от 29.12.2011 «1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике», приказом Федеральной службы по тарифам от 06.08.2004 «20-э/2 «Об утверждении Методических указаний по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую энергию на розничном (потребительском) рынке», приказом Федеральной службы по тарифам от 28.03.2013 №313-э «об утверждении Регламента установления цен (тарифов) и (или) их предельных уровней, предусматривающего порядок регистрации, принятия к рассмотрению и выдаче отказов в рассмотрении заявлений об установлении цен (тарифов) и (или) их предельных уровней и формы принятия решения органом исполнительной власти субъекта РФ в области государственного регулирования тарифов».

Кроме того, Правительство Российской Федерации будет определять группы потребителей электрической энергии, в отношении которых может предусматриваться особый порядок предоставления обеспечения обязательств по оплате электрической энергии в случае обслуживания указанных потребителей гарантирующим поставщиком.

Конечная цена поставки электрической энергии потребителям будет задаваться условиями договоров энергоснабжения (купли-продажи электроэнергии) и будет учитывать колебания цены на электроэнергию на оптовом рынке. Формирование целевой модели розничных рынков будет способствовать повышению инвестиционной привлекательности субъектов розничного сегмента, созданию экономических стимулов к энергосбережению.

Основной особенностью новой системы ценообразования на розничном рынке является синхронизация с процессом либерализации цен на оптовом рынке. Это предполагает поставку части объемов по регулируемой цене, а части – по цене, отражающей стоимость электрической энергии на

конкурентном оптовом рынке электрической энергии в рамках предельного уровня нерегулируемых цен.

Рыночная цена формируется как сумма конкурентной цены оптового рынка электроэнергии с учетом мощности и стоимости регулируемых услуг, тарифы на которые устанавливаются и будут устанавливаться органами государственной власти. Определить стоимость регулируемых услуг можно как разность конечного тарифа, установленного для вашей группы потребителей, и стоимости электроэнергии (мощности), учтенной в тарифах.

Таблица 6.2

Социальные нормы потребления электроэнергии с 1 сентября 2013 года

№	Показатель (группы потребителей с разбивкой тарифа по ставкам и дифференциацией по зонам суток)	Единица измерения	Цена (тариф)
1	Население (тарифы указываются с учетом НДС)		
1.1	Население, за исключением указанного в пунктах 1.2 и 1.3		
1.1.1	Одноставочный тариф	руб./кВт·ч	2,98
1.1.2	Тариф, дифференцированный по двум зонам суток		
	Дневная зона	руб./кВт·ч	3,22
	Ночная зона	руб./кВт·ч	2,36
1.1.3	Тариф, дифференцированный по трем зонам суток		
	Пиковая зона	руб./кВт·ч	3,67
	Полупиковая зона	руб./кВт·ч	2,98
1.2	Население, проживающее в городских населенных пунктах в домах, оборудованных в установленном порядке стационарными электроплитами и (или) электроотопительными установками		
1.2.1	Одноставочный тариф	руб./кВт·ч	2,09
1.2.2	Тариф, дифференцированный по двум зонам суток		

	Дневная зона	руб./кВт·ч	2,25
	Ночная зона	руб./кВт·ч	1,65
1.2.3	Тариф, дифференцированный по трем зонам суток		
	Пиковая зона	руб./кВт·ч	2,57
	Полупиковая зона	руб./кВт·ч	2,09
	Ночная зона	руб./кВт·ч	1,65
1.3	Население, проживающее в сельских населенных пунктах		
1.3.1	Одноставочный тариф	руб./кВт·ч	2,09
1.3.2	Тариф, дифференцированный по двум зонам суток		
	Дневная зона	руб./кВт·ч	2,25
	Ночная зона	руб./кВт·ч	1,65
1.3.3	Тариф, дифференцированный по трем зонам суток		
	Пиковая зона	руб./кВт·ч	2,57
	Полупиковая зона	руб./кВт·ч	2,09
	Ночная зона	руб./кВт·ч	1,65
2	Потребители, приравненные к населению (тарифы указываются с учетом НДС) <*>		
2.1	Одноставочный тариф	руб./кВт·ч	2,98
2.2	Тариф, дифференцированный по двум зонам суток		
	Дневная зона	руб./кВт·ч	3,22
	Ночная зона	руб./кВт·ч	2,36
2.3	Тариф, дифференцированный по трем зонам суток		
	Пиковая зона	руб./кВт·ч	3,67
	Полупиковая зона	руб./кВт·ч	2,98
	Ночная зона	руб./кВт·ч	2,36

Энергосбытовые организации, которые не осуществляют поставку электроэнергии населению, вправе поставлять электрическую энергию по договорным ценам. При этом следует учитывать, что для потребителей

электрической энергии, заключающих договоры с такими энергосбытовыми организациями по собственному желанию, всегда есть экономический критерий для оценки предлагаемой ими цены – стоимость поставки электрической энергии гарантирующим поставщиком.

Практика внедрения конкурентного рынка в других странах показывает, что при правильном построении моделей оптового и розничного рынков происходит снижение цен под давлением конкуренции. Однако применительно к нашей стране нельзя недооценивать прогнозируемый (а в ряде регионов уже достигнутый) дефицит мощностей по производству электрической энергии в часы пикового спроса. Данная ситуация приведет к задействованию в эти часы наиболее «дорогих» и наименее эффективных из существующих станций, эффективные станции будут вынуждены использовать резервное топливо, стоимость которого, как правило, очень высока. В конечном итоге уровень цен в эти часы возрастет по сравнению с теми периодами, когда спрос ниже. При этом средний уровень цен будет изменяться равномернее.

Это объективно с точки зрения экономики, поскольку высокая цена, во-первых, дает сигнал к снижению потребления и энергосбережению (что имеет существенное значение для крупных предприятий), а во-вторых - к привлечению инвестиций в генерирующие мощности. Таким образом, рынок является эффективным инструментом борьбы с дефицитом мощности, и такие проблемы, как выбытие и старение мощностей, будут решены, когда он заработает в полную силу.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Андрианов В. Н., Электрические машины и аппараты. - М.: Колос, 1971. 448 с.
2. Будзко И.А. Электроснабжение сельского хозяйства/ И.А. Будзко, Т.Б. Лещинская, В.И. Сукманов. – М.: Колос, 2000. 536 с.
3. Бурдуков А.П., Петин Ю.П. Методические указания по расчету электрических нагрузок. – М.: Инфра – М, 1999. 136 с.
4. Водяников В.Т. В 62 Экономическая оценка энергетики АПК. Учебное пособие для студентов высших учебных заведений. - М.: ИКФ «ЭКМОС», 2002. 304 с.
5. Добролюбов И.П. Автоматика: Учебное пособие. – Новосибирск: Новосиб. гос. аграр. ун-т. Инженерный ин-т., 2002. 300 с.
6. Долин П.А. Основы техники безопасности в электроустановках: Учеб. пособие для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1984. 448 с.
7. Евдокимов Ю.И. Общие требования к оформлению курсовых и дипломных проектов (работ). Стандарт предприятия СТП 01-04. – Новосибирск: Новосиб. гос. аграр. ун-т. Инженерный ин-т., 2004. 67 с.
8. Комаров Д.Т., Молоснов Н.Ф. Резервные источники электроснабжения сельскохозяйственных потребителей. - М.: Энергоатомиздат, 1990. 88 с.
9. Костюченко Л.П, Чебодаев А.В.; Электроснабжение: учеб. пособие. – Красноярск: Краснояр. гос. аграр. ун-т, 2006. 347 с.
10. Правила устройства электроустановок. – Министерство энергетики РФ. - М.: НЦ ЭНАС, 2003. 89с.
11. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию: в 2 т. / Под общ. ред. А.А.Федорова. Т.2. Электрооборудование. – М.: Энергоатомиздат, 1987. 321с.
12. Тележев Б. А.,Электротехника. – М.: Госэнергоиздат, 1962 512 с.

13. Шкрабак В.С., Луковников А.В., Тургиев А.К. Безопасность жизнедеятельности в сельскохозяйственном производстве. – М.: Колос, 2002. 512 с.

14. Электротехнический справочник: В 4-т. т.3: Производство, передача и распределение электрической энергии / Под ред. В.Г.Герасимова и др. – 9-е изд. – М.: МЭИ, 2004. 152с.

15. <http://www.electroshield.ru>

Dist24.ru

ТГ: @student_help24_bot

Учебные работы под ключ!