

Аннотация

Темой выпускной квалификационной работы является «Реконструкция электроснабжения микрорайона Центрального района г.Тольятти». В рассматриваемом микрорайоне Центрального района г.Тольятти в эксплуатацию введены ряд новых застроек, поэтому повысилось электропотребление. Также в микрорайоне имеется старая застройка 60-х – 80-х годов XX века. Электрические сети существующей застройки изношены, электрооборудование морально устарело. Поэтому тема работы актуальна.

Объект работы - микрорайон Центрального района г. Тольятти.

Предмет работы – электроснабжение микрорайона Центрального района г. Тольятти.

Целью работы является обеспечение надежного электроснабжения потребителей микрорайона Центрального района г. Тольятти. В соответствии с поставленной целью задачами работы являются: анализ потребителей электрической энергии микрорайона; определение электрических нагрузок потребителей микрорайона Центрального района; выбор числа и мощности трансформаторов ГПП 110/6 кВ и ТП 6/0,4 кВ; выбор электрооборудования ГПП 110/6 кВ и РП 6 кВ; обеспечение пожарной безопасности объекта проектирования; технико-экономическое обоснование принятых решений.

Содержание

Введение	5
1 Анализ потребителей электрической энергии и схемы электроснабжения микрорайона Центрального района г. Тольятти	7
2 Расчет электрических нагрузок потребителей микрорайона Центрального района	9
3 Выбор напряжения и схемы распределительной сети микрорайона	12
4 Выбор числа и мощности трансформаторов главной понижительной подстанции 110/6 кВ	13
5 Выбор числа и мощности трансформаторов ТП 6/0,4 кВ	20
6 Обеспечение требуемых параметров электрической энергии и выбор способа регулирования напряжения в городской электрической сети	25
7 Выбор сечений жил кабелей 6 кВ питающей электрической сети. Выбор сечений кабелей 0,4 кВ внутриквартальной сети	27
8 Расчет токов короткого замыкания	32
8.1 Расчет токов КЗ на стороне 110 и 6 кВ	32
8.2 Расчет токов КЗ на стороне 0,4 кВ ТП 6/0,4 кВ	34
9 Выбор электрических аппаратов и токоведущих частей	35
9.1 Выбор коммутационных аппаратов ГПП 110/6 кВ	35
9.2 Выбор ограничителей перенапряжения 110 кВ и 6 кВ	37
9.3 Выбор измерительных трансформаторов тока 110 кВ и 6 кВ, трансформаторов напряжения 6 кВ	40
9.4 Выбор электрооборудования РП 6 кВ	41
10 Конструктивные решения ТП - 6/0,4 кВ микрорайона	45
11 Программные комплексы для учета электропотребления микрорайона	47
12 Пожарная безопасность объекта проектирования	52

13 Экономическая эффективность работы	53
Заключение	55
Список используемых источников	56

Введение

Современный город - это крупный потребитель энергии и энергетических ресурсов, необходимых для жизнеобеспечения проживающего в нем населения, а также для нормального функционирования расположенных на его территории промышленных предприятий, производств и учреждений. Для питания потребителей, расположенных на территории города, создают систему электрических сетей, которая по сравнению с электрическими сетями энергетических систем имеет свои характерные особенности. С помощью электрических сетей осуществляется электроснабжение жилых домов, общественно-коммунальных учреждений, мелких, средних и даже крупных промышленных потребителей, электрифицированного городского транспорта и т.д. Также сети становятся самостоятельной областью энергетики. При их реконструкции выявляются характерные особенности городских сетей с целью дальнейшего их совершенствования, определяются оптимальные параметры и области использования различных схем построения.

Городское коммунальное хозяйство является крупным потребителем топлива и энергии: на его долю приходится до 25% топливно-энергетических ресурсов. Крупные города России населением более 500 тыс. жителей потребляют более 100 миллиардов кВт·ч в год или 10% от общего потребления электроэнергии всей страны.

Самыми крупными потребителями электроэнергии в городах в коммунальном хозяйстве являются жилые дома. В них ежегодно расходуется в среднем 400 кВт·ч на человека, из которых примерно 280 кВт·ч потребляется внутри квартиры на освещение и бытовые приборы различного назначения и 120 кВт·ч – на общедомовые нужды [10,19].

Однако в связи с тем, что в большинстве крупных городов массовая застройка велась в 60-х – 80-х годах XX века, то электрооборудование жилого фонда изношено и морально устарело, что влияет на надежную и

качественную работу системы электроснабжения. Все чаще и чаще происходят перебои при передаче электроэнергии потребителям, что не только причиняет дискомфорт у жилого сектора, но и убытки для коммерческого сектора. В связи с этим появляется необходимость замены отслужившего свой срок электрооборудования не только на более новое, но и более современное [14].

В рассматриваемом микрорайоне Центрального района г. Тольятти в эксплуатацию также ввели ряд новых застроек, поэтому повысилось электропотребление.

В связи с изложенным, возникает необходимость реконструкции распределительных сетей 6 кВ микрорайона, также для повышения надежности электроснабжения новых и существующих застроек микрорайона необходимо применение схемы с РП, которая обеспечит секционирование сети, что позволит повысить надежность электроснабжения потребителей микрорайона.

Целью выпускной квалификационной работы является обеспечение надежного электроснабжения потребителей микрорайона Центрального района г. Тольятти.

Задачи работы:

- анализ потребителей электрической энергии микрорайона;
- определение электрических нагрузок потребителей микрорайона Центрального района;
- выбор числа и мощности трансформаторов ГПП 110/6 кВ;
- выбор числа и мощности трансформаторов ТП 6/0,4 кВ;
- выбор электрооборудования ГПП 110/6 кВ и РП 6 кВ в районе новой застройки;
- выбор и проверка сечений кабельных линий 6 кВ;
- обеспечение пожарной безопасности объекта проектирования;
- технико-экономическое обоснование принятых решений.

1 Анализ потребителей электрической энергии и схемы электроснабжения микрорайона Центрального района г.Тольятти

Реконструируемый микрорайон Центрального района г. Тольятти располагается между ул. Родины, Лесной, Ушакова, Республиканской Центрального района г.Тольятти. В последние годы в микрорайоне шла новая застройка 9-12 этажными жилыми домами по ул. Ленинградской, Белорусской и Республиканской (рисунок 1.1).

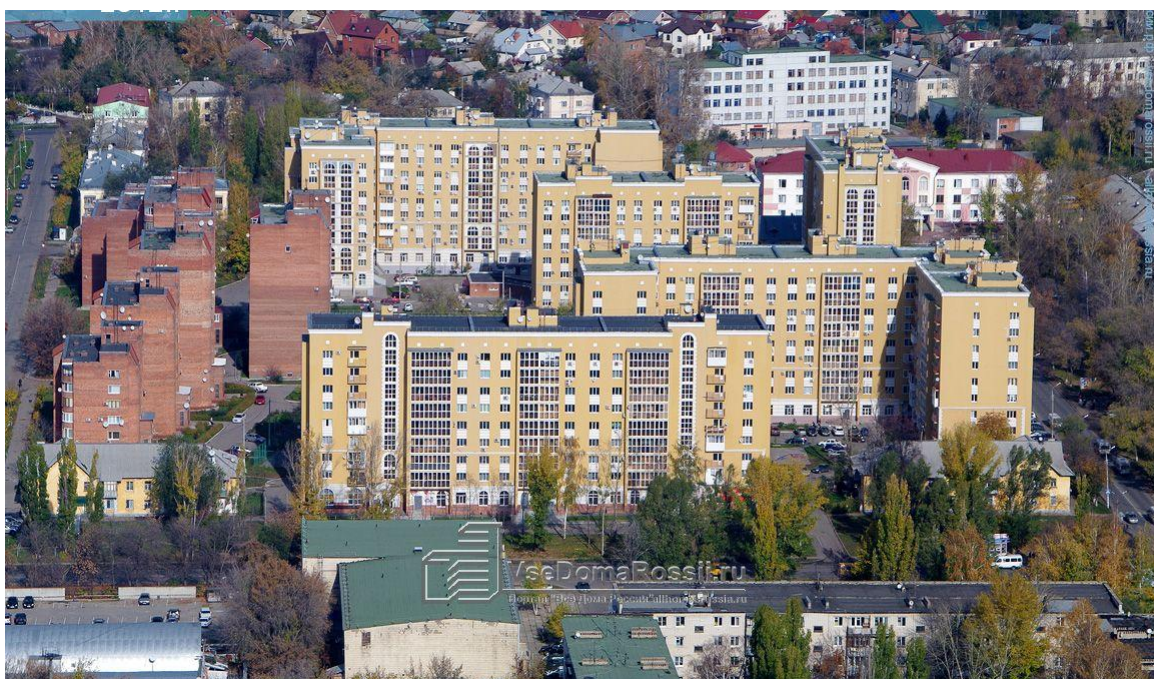


Рисунок 1.1 – Новая застройка по ул. Ленинградской, Белорусской и Республиканской Центрального района г. Тольятти

Основными потребителями реконструируемого микрорайона являются жилые 2 - 12 этажные дома. Электрическая нагрузка жилых домов определяется освещением, бытовыми приборами и электрическими плитами для приготовления пищи. В проектируемом микрорайоне Центрального района также располагаются учреждения культурно - бытового назначения для создания единой системы обслуживания населения.

Количество жителей микрорайона $N = 75$ тыс.чел.

В таблице 1.1 приведены категории надежности электроснабжения потребителей электрической энергии реконструируемого микрорайона Центрального района г.Тольятти.

Таблица 1.1 - Категории надежности электроснабжения потребителей электрической энергии микрорайона

Потребители электрической энергии	Категории надежности электроснабжения
Больницы	1
Почтовые отделения	1
Финансовые учреждения	1
Детские сады, школы	2
Жилые дома высотой 2-12 этажей	2
Поликлиники	2
Продовольственные и промтоварные магазины	2
Кафе	2
Салоны красоты, химчистки	2
Библиотеки	2
Кинотеатры	2

Схема распределительной сети 6 кВ – петлевая. Обслуживание электрических сетей 0,4 кВ и 6 кВ осуществляет ЗАО «Квант».

Внешнее электроснабжение микрорайона осуществляется от фидеров 17,19,26,33 ГПП 110/6 кВ «Западная» и фидера 27 ГПП 110/6 кВ «Южная», обслуживаемых филиалом ПАО «МРСКВолги» - «Самарские распределительные сети» Жигулевским ПО.

В связи с новой застройкой микрорайона возникла необходимость реконструкции системы электроснабжения - сетей 6 кВ и ТП 6/0,4 кВ и строительство нового РП 6 кВ и перевод на внешнее электроснабжение только от ГПП 110/6 кВ «Западная».

2 Расчет электрических нагрузок потребителей микрорайона Центрального района

Расчет электрических нагрузок существующих застроек микрорайона выполнен по методике, приведенной в [3,4,11-13].

В основу этих методов положены типовые суточные графики нагрузок групп потребителей. К сожалению, при проектировании систем электроснабжения крупных городов определение нагрузки по ступеням распределения электроэнергии от низшей к более высоким весьма затруднительно из-за большого числа электроприемников коммунально - бытовой сферы, неупорядоченности их работы, зависящей от многих факторов. В этом случае за низший уровень принимается жилой район города со всем комплексом жилых, общественных, административных зданий, спортивных сооружений, предприятий культуры и т.д. при этом большое количество потребителей характерных групп позволяет рассматривать их нагрузки методами теории вероятности и математической статистики, а также использовать экспериментально полученные данные уже существующих систем электроснабжения городов. Некоторые недостатки такого метода (необходимость сбора большого количества статистической информации) компенсируются многими преимуществами:

- возможность рассмотрения укрупненных показателей;
- меньшая трудоемкость;
- учет динамики роста нагрузок и планирование на перспективу.

Этот метод позволяет определить максимально возможную нагрузку системы электроснабжения, а также продолжительность этой нагрузки. Эти данные используются для выбора элементов системы по нагреву и определения ее технико-экономических показателей.

Расчет электрических нагрузок существующих застроек микрорайона сведен в таблицу 2.1.

Таблица 2.1 - Расчет электрических нагрузок существующих и новых застроек микрорайона

Наименование потребителя	На расчетное количество	Расчетная формула	Результат расчета
Существующие застройки			
Детский сад	200 чел.	$P_{зд} = P_{юд} \times n \times k$	569,2 кВт
Школа	1000 чел.	$P_{зд} = P_{юд} \times n \times k$	1937 кВт
Квартиры с газовыми плитами		$P_{кв} = P_{кв,юд} \times n \times k$	1027 кВт
Квартиры с электроплитами		$P_{кв} = P_{кв,юд} \times n \times k$	18054 кВт
Лифты		$P_{р.л.} = \kappa'_c \cdot \sum_{i=1}^n P_{ni}$	2310 кВт
Больницы	На 700 место -коек	$P_{зд} = P_{юд} \times n \times k$	1120 кВт
Поликлиника	На 1000 посетит.	$P_{зд} = P_{юд} \times n \times k$	1760 кВт
Почтовое отделение		$P_{зд} = P_{юд} \times n \times k$	10 кВт
Банк		$P_{зд} = P_{юд} \times n \times k$	400 кВт
Продовольственный магазин		$P_{зд} = P_{юд} \times n \times k$	787,5 кВт
Промтоварный магазин		$P_{зд} = P_{юд} \times n \times k$	500 кВт
Кафе, ресторан		$P_{зд} = P_{юд} \times n \times k$	1716 кВт
Салон красоты		$P_{зд} = P_{юд} \times n \times k$	1800 кВт
Химчистки		$P_{зд} = P_{юд} \times n \times k$	90 кВт
Кинотеатры	2 зала на 50 человек каждый	$P_{зд} = P_{юд} \times n \times k$	240 кВт
Библиотеки	На 100 посещений	$P_{зд} = P_{юд} \times n \times k$	600 кВт
Наружное освещение			12 кВт

Продолжение таблицы 2.1

Наименование потребителя	На расчетное количество	Расчетная формула	Результат расчета
Новые застройки микрорайона			
Жилой дом 10 эт. 4 с		$P_{зд} = P_{юд} \times n \times k$	26,78 кВт
Жилой дом 10 эт. 2с		$P_{зд} = P_{юд} \times n \times k$	89,7 кВт
Жилой дом 10 эт. 5 с.		$P_{зд} = P_{юд} \times n \times k$	80,01
Жилой дом 10 эт. 2с		$P_{зд} = P_{юд} \times n \times k$	86,3 кВт
Жилой дом 10 эт. 3 с.		$P_{зд} = P_{юд} \times n \times k$	77,1 кВт
Наружное освещение			5,2 кВт

Суммарная нагрузка существующих застроек микрорайона:

$$P_{\Sigma} = 32285 \text{ кВт}.$$

Общегородская нагрузка существующих застроек микрорайона с учетом коэффициента участия максимума $K_M = 0,8$:

$$P_{общ} = K_M \times P_{\Sigma} = 0,8 \times 32285 = 25828 \text{ кВт}.$$

Расчетная нагрузка новых застроек микрорайона

$$P_p = 576 \cdot 1,31 \cdot 0,14 + 484,35 = 593,98 \text{ кВт};$$

$$S_p = 638,69 \text{ кВА}.$$

3 Выбор напряжения распределительной сети микрорайона

Сложность выбора и обоснование схемы электроснабжения городских районов определяется тем, что состав потребителей включает обычно все три категории, предъявляющие различные требования к надежности электроснабжения. Комплексная застройка жилых районов, повышение этажности зданий, уровня их благоустройства и инженерного обеспечения ведут к непрерывному росту электрических нагрузок и увеличению доли потребителей 1 и 2 категорий.

Для распределительной сети реконструируемого микрорайона Центрального района выбираем $U = 6$ кВ, так как напряжение внешней электрической сети 6 кВ – источник питания ГПП 110/6 кВ.

В городских распределительных сетях 6 и 10 кВ применяются [14]: петлевые неавтоматизированные сети, магистральные сети без резервирования линий и трансформаторов, радиально-магистральная автоматизированные сети с резервированием линий и трансформаторов.

В последнем варианте сеть выполняется только кабельными линиями. На стороне 0,4 кВ со стороны шин НН при двухтрансформаторных ТП 6/0,4 кВ применяется АВР. В некоторых случаях находят применение однострансформаторные ТП с АВР на выключателях нагрузки на стороне 6кВ.

В реконструируемом микрорайоне применяем радиально-магистральную автоматизированную сеть.

4 Выбор числа и мощности трансформаторов главной понизительной подстанции 110/6 кВ

Исходными данными для выбора силовых трансформаторов являются годовые графики нагрузок микрорайона Центрального района, представленные диспетчерской службы ЗАО «КВАНТ».

Выберем для проектируемого микрорайона мощность ГПП 110/6 кВ. По годовому графику нагрузки определим потребляемую электроэнергию потребителями микрорайона:

$$W = \sum_{i=1}^n P_{in} \times t_i;$$

Годовое потребление электроэнергии составит $W = 181,34 \cdot 10^3$ МВт·час. В год.

По годовому графику нагрузки определяем:

- продолжительность максимальной годовой нагрузки:

$$T_{\max} = \frac{W}{P_{\max}}.$$

$$T_{\max} = 4968,2 \text{ час.}$$

- коэффициент заполнения графика нагрузки:

$$k_{\text{зан}} = \frac{4968,2}{8760} = 0,57.$$

Для проектируемого микрорайона мощность ГПП 110/6 кВ составит

$$S_{\max} = 39,28 \text{ МВА.}$$

В микрорайоне имеются потребители 1 и 2 категории, поэтому в соответствии с требованиями ПУЭ [1] к установке принимаем двухтрансформаторную ГПП 110/6 кВ.

Выбираем для дальнейшего сравнения трансформаторы ТРДН 25000/110/6 и ТРДН 40000/110/6.

Выбираем два варианта силовых трансформаторов: ТРДН-25000/110/6 и ТРДН-40000/110/6/6.

4.1 Вариант 1 - трансформатор ТРДН 25000/110

Исходные данные: $U_{вн} = 115$ кВ, $U_{нн} = 10,5$ кВ, $U_{кз,\%} = 10,5$ % [12].

$$\Delta P_{кз} = 250 \text{ кВт}, \Delta P_{xx} = 51,5 \text{ кВт}, I_{xx\%} = 0,6 \%,$$

$$\Delta Q_{xx} = \frac{I_{xx\%}}{100} \times S_{ном.т.} = \frac{0,6}{100} \times 63000 = 378 \text{ (вар.)}$$

Потери холостого хода:

$$\Delta P'_{xx} = \Delta P_{xx} + \kappa_{ин} \times \Delta Q_{xx} = 51 + 0,05 \times 378 = 69,9 \text{ (Вт)}$$

Потери КЗ

$$\Delta P_{кв} = 0,$$

$$\Delta P_{кн1} = \Delta P_{кн2} = 2\Delta P_{к\ вн-нн} = 2 \times 260 = 520 \text{ кВт},$$

где $\Delta P_{к\ вн-нн}$ – потери мощности двухобмоточного трансформатора той же мощности с нерасщепленной обмоткой.

Напряжение в режиме КЗ соответствующих обмоток трансформатора:

$$U_{кв} = 0,125 \times U_{к вН-НН} = 0,125 \times 10,5 = 1,3125 \ %;$$

$$U_{кн1} = U_{кн2} = 1,75 \times U_{к вН-НН} = 1,75 \times 10,5 = 18,375 \ %.$$

Приведенные потери реактивной мощности:

$$\Delta Q_{кв} = \frac{U_{кв}}{100} \times S_{ном.т.} = \frac{1,3125}{100} \times 63000 = 826,875 \ \text{квар}$$

$$\Delta Q_{кн1} = \Delta Q_{кн2} = \frac{U_{кн}}{100} \times S_{ном.т.} = \frac{18,375}{100} \times 63000 = 11576,25 \ \text{квар}$$

Приведенные потери активной мощности:

$$\Delta P_{кв}' = \Delta P_{кв} + \kappa_{ун} \times \Delta Q_{кв} = 0 + 0,05 \times 826,875 = 41,3 \ \text{кВт};$$

$$\Delta P_{кн1}' = \Delta P_{кн2}' = \Delta P_{кн} + \kappa_{ун} \times \Delta Q_{кн} = 520 + 0,05 \times 11576,25 = 1098,8 \ \text{кВт}.$$

Коэффициент загрузки:

$$\kappa_{загр} = \frac{87,9}{63} = 1,4$$

Приведенные потери активной мощности в трансформаторе:

$$\begin{aligned} \Delta P_m' &= \Delta P_{хх}' + \kappa_{загр}^2 \times \Delta P_{кв}' + \kappa_{загр}^2 \times \Delta P_{кн1}' + \kappa_{загр}^2 \times \Delta P_{кн2}' = \\ &= 69,9 + 1,4^2 \times 41,3 + 2 \times 1,4^2 \times 1098,8 = 4458,14 \ \text{кВт}. \end{aligned}$$

Расчетные данные по потерям электроэнергии в трансформаторах по 1 варианту приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – 1 вариант трансформатор ТДРН-25000/110

№	S_i	n_i	T_i	$\Delta W_{x.i.}$	κ_3	$\Delta W_{KB.i}$	$\Delta W_{KH1.i}$	$\Delta W_{KH2.i}$
1	20	2	750	104850	1,4	30355,5	807618	807618
2	19,1	2	600	83880	1,1	14991,9	398864	398864,4
3	18,1	2	650	90870	1,05	14798,3	393713	393713
4	14,5	2	600	83880	0,97	11657,7	31015	310115
5	13,7	2	550	76890	0,87	8596,5	228712,	228712
6	13,0	2	550	76890	0,84	8013,85	213211,	213211
7	12,1	2	480	67104	0,81	6503,3	173021,	173021
8	11,5	2	800	111840	0,75	9292,5	247230	247230
9	9,6	2	600	83880	0,70	6071,1	161523,	161523
10	9,2	2	650	90870	0,53	3770,4	100312,	100312
11	9,0	2	300	41940	0,50	1548,75	41205	41205
12	8,0	1	480	67104	0,38	3766,6	38080	38080

Из таблицы 4.1:

$$\Sigma \Delta W_{x_i} = 1113507 \text{ кВтч}; \Sigma \Delta W_{\kappa_{vi}} = 123081,75 \text{ кВтч};$$

$$\Sigma \Delta W_{KH1i} = 3212497,2 \text{ кВтч}; \Sigma \Delta W_{KH2i} = 3212497,2 \text{ кВтч};$$

$$\Sigma \Delta W_{ki} = 6548076,15.$$

Стоимость потерь

$$I_{\Delta W_{\text{псл}}} = 106135,5 \text{ руб.}$$

Приведенные затраты:

$$Z_{\text{пр}} = E_n \times K + I = E_n \times K + I_{\text{э}} + I_{\Delta W_{\text{псл}}},$$

$$Z_{\text{пр1}} = 2 \cdot 0,15 \cdot 9740 + 0,094 \cdot 2 \cdot 9740 + 106,1355 = 4760 \text{ тыс.руб.}$$

4.2 2 Вариант - трансформатор ТРДН-40000/110

Исходные данные: $U_{\text{вн}} = 115 \text{ кВ}$, $U_{\text{нн}} = 10,5 \text{ кВ}$, $U_{\text{кз, \%}} = 10,5 \%$ [12].

$$\Delta P_{\text{кз}} = 310 \text{ кВт}, \Delta P_{\text{xx}} = 70 \text{ кВт}, \Delta Q_{\text{xx}} = 378 \text{ квар.}$$

$$\Delta P_{\text{xx}}' = \Delta P_{\text{xx}} + \kappa_{\text{ин}} \times \Delta Q_{\text{xx}} = 70 + 0,05 \times 480 = 94 \text{ кВт},$$

$$\Delta P_{\text{кв}} = 0;$$

$$\Delta P_{\text{кн1}} = \Delta P_{\text{кн2}} = \Delta P_{\text{кн}} = 2 \times 350 = 7020 \text{ кВт};$$

Напряжение в режиме КЗ:

$$U_{\text{кз}} = 0,125 \times U_{\text{к вн-нн}} = 0,125 \times 10,5 = 1,3125\%;$$

$$U_{\text{кн1}} = U_{\text{кн2}} = 1,75 \times U_{\text{к вн-нн}} = 18,375\%.$$

Приведенные потери реактивной мощности:

$$\Delta Q_{кв} = \frac{U_{кв}}{100} \times S_{ном.т.} = \frac{1,3125}{100} \times 80000 = 1050 \text{ (вар)}$$

$$\Delta Q_{кн1} = \Delta Q_{кн2} = \frac{U_{кн}}{100} \times S_{ном.т.} = \frac{18,375}{100} \times 80000 = 14700 \text{ (вар)}$$

Приведенные потери активной мощности:

$$\Delta P_{кв}' = \Delta P_{кв} + \kappa_{нн} \times \Delta Q_{кв} = 0 + 0,05 \times 1050 = 52,5 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{кн1}' = \Delta P_{кн2}' = \Delta P_{кн} + \kappa_{ун} \times \Delta Q_{кн} = 520 + 0,05 \times 14700 = 1435 \text{ кВт.}$$

Расчетные данные по потерям электроэнергии в трансформаторах по 2 варианту приведены в таблице 4.2.

Из таблицы 4.2:

$$\Sigma \Delta W_{xi} = 1452300 \text{ кВтч}; \Sigma \Delta W_{кvi} = 96529,1 \text{ кВтч};$$

$$\Sigma \Delta W_{кн1i} = 2638459,3 \text{ кВтч}; \Sigma \Delta W_{кн2i} = 2638459,3 \text{ кВтч};$$

$$\Sigma \Delta W_{ki} = 5373447,7.$$

Стоимость потерь электроэнергии в трансформаторе на ПС:

$$И_{\Delta W_{nc}} = C_{э.х.}(T_x) \times \Sigma \Delta W_{xi} + C_{э.к.}(\tau) \times \Sigma \Delta W_{ki} = 0,012 \times 1452300 + 0,015 \times 5373447,7 = 200554,1 \text{ руб.}$$

Приведенные затраты:

$$З_{пр2} = 2 \cdot 0,15 \cdot 14890 + 0,094 \cdot 2 \cdot 14890 + 200,5541 = 7541 \text{ тыс.руб.}$$

Таблица 4.2 - 2 вариант трансформатор ТРДН-40000/110

№	S_i МВА	n_i	T_i ч	ΔW_{xi} кВтч	K_3	ΔW_{kbi} кВтч	ΔW_{khi} кВтч	ΔW_{kh2i} кВтч
1	20	2	750	141000	1,1	23821,9	651131,3	651131,3
2	19,1	2	600	112800	0,86	11648,7	318397,8	318397,8
3	18,1	2	650	122200	0,83	11754,4	321285,7	321285,7
4	14,5	2	600	112800	0,76	9097,2	248656,8	248656,8
5	13,7	2	550	103400	0,69	6873,7	187881,0	187881,0
6	13,0	2	550	103400	0,67	6481,0	177146,2	177146,2
7	12,1	2	480	90240	0,64	5161,3	141066,2	141066,2
8	11,5	2	800	150400	0,59	7310,1	199809,4	199809,4
9	9,6	2	600	112800	0,55	4764,4	130226,3	130226,3
10	9,2	2	650	122200	0,42	3009,8	82268,6	82268,6
11	9,0	2	300	56400	0,39	1197,8	32739,5	32739,5
12	8,0	1	480	45120	0,30	2268,0	61992	61992

За расчетный вариант принимаем вариант ГПП 110/6 кВ с трансформаторами типа ТДРН-25000/110 производства ООО «Тольяттинский трансформатор» [17], имеющий меньшие приведенные затраты и лучшие качественные показатели, т.е. на ГПП 110/6 кВ замена силовых трансформаторов не требуется.

5 Выбор числа и мощности трансформаторов ТП 6/0,4 кВ

Городские электрические сети, объединяющие для совместной работы потребителей энергии и источники мощности, характеризуются сложностью взаимосвязей элементов. В силу этих взаимосвязей изменение параметров какого-либо элемента сети вызывает изменение параметров других элементов, что в конечном итоге отражается на величине затрат и технико-экономических показателях всей системы электроснабжения [3,14].

Технико-экономическая зависимость параметров отдельных элементов сети между собой наиболее полно проявляется при выборе оптимальной нагрузки ТП. При заданной нагрузке потребителей сети низшего напряжения в зависимости от принятой мощности ТП изменяется их число и размещение, следовательно, изменяется схема, конфигурация и параметры распределительной сети 10 кВ. При этом технико-экономические показатели одних элементов улучшаются, а других - ухудшаются.

Например, при увеличении мощности ТП уменьшаются суммарные капиталовложения в подстанции вследствие сокращения их числа и укрупнения трансформаторов. Снижаются также затраты и улучшаются технико-экономические показатели распределительной сети 10 кВ вследствие уменьшения их протяженности, повышения использования пропускной способности, тогда как затраты на распределительные сети до 1 кВ увеличиваются из-за роста их суммарной протяженности.

При уменьшении мощности ТП, наоборот, технико-экономические показатели ТП и распределительных сетей 10 кВ ухудшаются, а показатели сетей до 1 кВ улучшаются.

Таким образом, оптимизация мощности ТП имеет важное экономическое значение для выбора рациональной схемы и конфигурации городских электрических сетей. Решение этой задачи требует рассмотрения различных вариантов построения сети с различным числом ТП и сравнения их по величине суммарных приведенных затрат. Такие сравнения проводятся с учетом

соответствующих требований к надежности системы, качеству электроснабжения, принимаемым одинаковыми для всех вариантов. Расчеты показывают, что на оптимальную мощность ТП значительное влияние оказывает технико-экономические показатели распределительных сетей до 1 кВ и самих подстанций, существенно меньше показатели сетей 10 кВ.

Оптимальную мощность ТП определяем по плотности нагрузки города σ :

$$\sigma = \frac{P_{ж.д.} + P_{осв.общ.зд.} + P_{м.мот} + P_{ул.осв} + P_{в.к.} + P_{гор.тр.}}{F \times \cos\varphi};$$

$$\sigma = \frac{60,97 + 18,62 + 13,59 + 5,91 + 5,03 + 4,46}{20 \times 0,93} = 5,84 \text{ МВА/км}^2.$$

В микрорайоне имеются потребители 1 и 2 категории, поэтому в соответствии с требованиями ПУЭ [1] к установке принимаем двухтрансформаторные ТП 6/0,4 кВ.

Согласно [4] для районов многоэтажной застройки (9 этажей и выше) при расчетной плотности нагрузки 5,84 МВА/км² оптимальная мощность двухтрансформаторных подстанций - 2х630 кВА.

Максимальная мощность, потребляемая жилой застройкой:

$$S_{\max} = \frac{39280}{0,92} = 42695 \text{ кВА.}$$

Определение количества ТП города с учётом возможной (70-80)% перегрузки. Количество ТП:

$$n_{ТП} = \frac{S_{\max}}{1,8 \cdot S_{ном.ТП}} = \frac{42695}{1,8 \cdot 630} = 37,6 \approx 38 \text{ шт.}$$

Всего в микрорайоне для электроснабжения потребителей целесообразно разместить 19 двухтрансформаторных ТП 6/0,4 кВ с номинальной мощностью трансформаторов 630 кВА.

Для двухтрансформаторной ТП номинальная мощность каждого трансформатора $S_{ном}$ с учетом допустимой перегрузки в аварийном режиме в общем виде определяется по выражению [14]

$$S_{ном} \geq \frac{S_{max} \times k_{1-2}}{k_{пер} \times n - 1},$$

где k_{1-2} - коэффициент участия в нагрузке потребителей 1 и 2 категории, $k_{1-2} = 0,8$; $k_{пер}$ - коэффициент допустимой аварийной перегрузки; n – количество трансформаторов на ТП.

Приведем пример выбора ТП 6/0,4 кВ для новой застройки:

$$S_{ном Т} \geq \frac{638,69 \cdot 0,8}{1,4(2 - 1)} = 405 \text{ кВА}.$$

Выбираем трансформатор ТМ -630/6 [12] с паспортными данными:

$U_{вн} = 6,3$ кВ, $U_{нн} = 0,4$ кВ, $U_{кз} = 5,5\%$, $\Delta P_{кз} = 8,5$ кВт, $\Delta P_{xx} = 1,42$ кВт, $I_{xx} = 2\%$, $\Delta Q_{xx} = 12,6$ квар.

По преобразованному эквивалентному годовому графику нагрузки микрорайона выполним расчет нагрузок.

Потребляемая мощность:

$$W = \sum P_{in} \cdot t_i;$$

$$W = 1632,17 \cdot 850 + 1470 \cdot 730 + 1355 \cdot 1560 + 1290 \cdot 770 + 1150 \cdot 820 + 1000 \cdot 1170 + 690 \cdot 750 + 450 \cdot 650 + 250 \cdot 1360 = 8858 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

Продолжительность максимальной годовой нагрузки и коэффициент заполнения графика нагрузки:

$$T_{\max} = \frac{W}{P_{\max}}$$

$$T_{\max} = 5247,4 \text{ ч};$$

$$k_{\text{зан}} = 5247,4 / 8760 = 0,59.$$

Расчетные данные по потерям электроэнергии в трансформаторах сведены в таблицу 5.1.

Таблица 5.1 – Расчет потери электроэнергии в трансформаторах ТМ 630/6

№ ступени	S_i кВА	n_i	T_i ч	ΔW_{xi} кВт·ч	κ_s	ΔW_k кВт·ч
1	408,04	2	850	3485	0,65	1836,92
2	367,5	2	730	2993	0,58	1256,1
3	338,75	2	1560	6396	0,54	2326,79
4	322,5	2	770	3157	0,51	1024,42
5	287,5	2	820	3362	0,46	877,52
6	247,5	2	1170	4797	0,39	910,25
7	197,5	2	750	3075	0,31	368,67
8	112,5	2	650	2665	0,18	107,72
9	62,5	2	1460	5986	0,1	74,68
Σ				35916		8783
$\Sigma\Pi$				71832		17566

Проверим трансформаторы ТП на перегрузочную способность:

- определим коэффициент перегрузки

$$K_{\text{пер}} = \frac{S_{\text{номм}} \cdot n}{S_m} = \frac{630 \cdot 2}{638,69} \geq 1,0.$$

Т.к. $K_{пер} \geq 1$, то силовые трансформаторы ТП не испытывают систематической перегрузки и проверка на аварийную перегрузку не требуется [14].

К установке принимаем двухтрансформаторную ТП с трансформаторами типа ТМ-630/6 производства АО «Самарский завод «Электроцит» [16], встроенную в РП 6 кВ.

6 Обеспечение требуемых параметров электрической энергии и выбор способа регулирования напряжения в городской электрической сети

Основными показателями качества электроэнергии или режима работы электрических сетей являются напряжение и частота тока. Их значение независимо от режима потребления энергии должно поддерживаться постоянным, близким к номинальному. Изменение напряжения и частоты тока вызывает нарушения работы электроприемников, ухудшает их технические и экономические показатели.

В процессе проектирования системы электроснабжения микрорайона все звенья схемы от ЦП до зажимов электроприемников должны быть проверены на отклонение напряжения, с тем, чтобы отклонения находились в допустимых пределах. В электрических сетях должны быть обеспечены отклонения напряжения у приемников электроэнергии, не превышающие $\pm 5\%$ номинального напряжения сети в нормальном режиме и $\pm 10\%$ в после аварийном режиме. В сетях напряжением до 0.4 кВ усредненная потеря напряжения от ТП до ввода в здание не более 6%: для одно- и двухэтажной застройки 5.5-6%; для четырех- и пятиэтажной застройки 5%; для девятиэтажных жилых зданий и крупных общественных зданий, в которых не требуется значительное зрительное напряжение - 4-5%; для зданий от девяти этажей и более этажей - 4%; для зданий, в которых требуется значительное зрительное напряжение - 2.5-3%. В сетях 10 кВ до 6%. Таким образом, при проектировании элементов схемы учитываем нормируемые потери напряжения.

Напряжение в электрических сетях регулируется изменением:

- напряжения на генераторах станций,
- коэффициента трансформации трансформаторов на центрах питания,
- параметров питающей сети,
- потоков реактивной мощности.

Первые два способа хороши в том случае, если у потребителей сходные графики нагрузки, поэтому применение их не всегда эффективно, с другой стороны, они не требуют больших дополнительных капитальных затрат и находят достаточно широкое применение, особенно в том случае, если от шин генерирующих элементов питаются потребители. В этом случае регулировка производится изменением параметров возбуждения генератора.

Встречное регулирование. Изменение коэффициента трансформации трансформаторов 110/10 кВ, установленных на ГПП, в большую или меньшую сторону позволяет обеспечить требуемый уровень напряжения у потребителей. При этом использование трансформаторов с РПН позволяет оперативно реагировать на изменение режимов работы системы как в течение суток, так и на протяжении всего года. В периоды максимума нагрузки напряжение на шинах 10 кВ ГПП искусственно повышается для того, чтобы скомпенсировать потери напряжения в сетях. В часы минимума потребления, когда потери напряжения снижаются, снижается и уровень напряжения на шинах 10 кВ ГПП.

Трансформаторы 10/0.4 кВ, оборудованные устройствами ПБВ, регулируются при необходимости дежурным персоналом с отключением потребителей.

Использование источников реактивной мощности для регулирования напряжения не нашло широкого применения из-за невысокой плотности нагрузки городских районов, а установка ККУ на ТП (вдали от потребителей) экономически нецелесообразна, так как основные потери происходят в сети 0.4 кВ.

Одним из путей оптимизации работы системы может служить применение экономичных режимов параллельной работы трансформаторов и распределительных сетей, обеспечивающих минимальные потери энергии.

7 Выбор сечений жил кабелей 6 кВ питающей электрической сети. Выбор сечений кабелей 0,4 кВ внутриквартальной сети

Определение сечений жил кабелей 6 кВ питающей электрической сети микрорайона выполнено по методике, приведенной в [14].

Расчетный ток линии определяется по формуле:

$$I_{pi} = \frac{S_{p.l.}}{\sqrt{3} \cdot U_n}, \quad (7.1)$$

где $S_{p.l.}$ - расчетная нагрузка линии, определяется по формуле:

$$S_{p.l.} = \sum (S_{ном.т} \cdot n \cdot K_3 \cdot K_y),$$

K_3 - коэффициент загрузки трансформаторов; n , $n_{ав.}$ - число работающих трансформаторов для каждого участка линии в нормальном и аварийном режимах; K_y - коэффициент участия в максимуме нагрузки.

Линия 1: от ГПП до 1 секции сборных шин РП 6 кВ;

$$S_{p.l1} = (2 \cdot 400 + 2 \cdot 100 + 2 \cdot 400 + 2 \cdot 560 + 2 \cdot 630 + 2 \cdot 250 + 2 \cdot 630 + 2 \cdot 630 + 2 \cdot 560 + 2 \cdot 320 + 315 + 320 + 2 \cdot 320 + 180 + 100 + 2 \cdot 400 + 2 \cdot 630) \cdot 0.7 \cdot 0.9 = 7922,25 \text{ кВА};$$

$$I_{p1} = \frac{7922,25}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 739,7 \text{ А.}$$

Линия 2: от ГПП до 2 секции сборных шин РП 6 кВ

$$S_{p.l2} = 3805,2 \text{ кВА.}$$

$$I_{p1} = \frac{3805,2}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 355,3 \text{ А}$$

В аварийном режиме:

$$I_{авт} = \frac{S_{ав.л.}}{\sqrt{3} \cdot U_n}; \quad (7.2)$$

$$I_{авт} = \frac{11727,45}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 980,5 \text{ А}$$

По экономической плотности кабелей выбираем кабели 6 кВ марки АСБ (3х240) [8].

При выборе сечения кабелей по нагреву токами перегрузки следует руководствоваться данными ПУЭ [1], где регламентируются допустимые длительные расчётные нагрузки для кабелей всех типов при различных условиях их прокладки. Эти нагрузки являются исходными и определены для строго фиксированных температурных условий, в качестве которых принимаются допустимая температура нагрева токоведущих жил в зависимости от типа кабеля и нормальная температура окружающей среды. Для кабелей с бумажной пропитанной изоляцией напряжением 10 кВ расчётная температура нагрева жил составляет 60 °С.

Следовательно:

$$I_{1 доп} = 1,2 \cdot 0,9 \cdot 355 \cdot 2 = 766,8 \text{ А};$$

$$I_{2 доп} = 1,2 \cdot 0,9 \cdot 355 \cdot 2 = 766,8 \text{ А}.$$

Выбранные марки кабелей проходят по нагреву.

Проверим выбранные сечения кабелей по потерям напряжения:

для линии 1

$$\Delta U_{л1} = 980,5 \cdot 0,132 \cdot 1,5 \cdot 0,92 = 178,6 \text{ В};$$

для линии 2

$$\Delta U_{л2} = 980,5 \cdot 0,132 \cdot 1,5 \cdot 0,92 = 178,6 \text{ В.}$$

Максимальные потери на линии меньше 5%, что удовлетворяет требованиям ГОСТ 32144-2013 [2]. Следовательно, сечение жил кабелей проходят по проверки потерь напряжения.

Таким образом, выбранные кабели 6 кВ удовлетворяют условиям проверки. Для линий 1,2 принимаем по 2 кабеля АСБ сечением $3 \times 240 \text{ мм}^2$ [8].

Выберем сечения кабелей 6 кВ для

линии 3: от РП 1 секции до ТП 25;

линии 4: от РП 1 секции до ТП 43;

линии 5: от РП 1 секции до ТП Лада дизайн;

линии 6: от РП 2 секции до ТП Лада Дизайн;

линии 7: от РП 2 секции до ТП 391;

линии 8: от РП 1 секции до ТП 4;

линии 9: от ГПП фидер 27 до ТП 25;

линии 10: от ГПП фидер 17 до ТП 40;

линии 11: от ГПП фидер 19 до ТП 10.

Расчетные токи линий по формуле (7.1):

$$I_{p3} = 190,8 \text{ А;}$$

$$I_{p4} = 211,7 \text{ А;}$$

$$I_{p5} = 28,8 \text{ А;}$$

$$I_{p6} = 28,8 \text{ А;}$$

$$I_{p7} = 148 \text{ А;}$$

$$I_{p8} = 70,2 \text{ А;}$$

$$I_{p9} = 190,8 \text{ А;}$$

$$I_{p10} = 56,4 \text{ А;}$$

$$I_{p11} = 209,8 \text{ А.}$$

Токи линий в аварийном режиме по формуле (7.2)

$$I_{ав3}=593,3 \text{ A};$$

$$I_{p4}=750,9 \text{ A};$$

$$I_{p5}=57,6 \text{ A};$$

$$I_{p6}=57,6 \text{ A};$$

$$I_{p7}=456,4 \text{ A};$$

$$I_{p8}=147,2 \text{ A};$$

$$I_{p9}=190,8 \text{ A};$$

$$I_{p10}=221,8 \text{ A};$$

$$I_{p11}=201,9 \text{ A}.$$

Выбираем кабели для линий 3, 9, 11 - марки АСБ (3x150), для линии 4 - марки АСБ (3x185), для линий 5, 6 - марки АСБ (3x25), для линии 7 - марки АСБ (3x120), для линии 8- марки АСБ (3x70), для линии 10 – марки АСБ (3x50).

Все кабели проходят проверку по нагреву.

При проверке выбранных сечений в аварийном режиме получили, что сечения линий 3,4,7,9,10 необходимо увеличить.

Поэтому принимаем:

линия 3 - 2 кабеля АСБ (3x150)

линия 4 – кабель АСБ (3x150)+кабель АСБ (3x185)

линия 5 – 2 кабеля АСБ (3x25)

линия 6 – 2 кабеля АСБ (3x25)

линия 7 – 2 кабеля АСБ (3x120)

линия 8 – 2 кабеля АСБ (3x70)

линия 9 – 2 кабеля АСБ (3x240)

линия 10 – 2 кабеля АСБ (3x150)

линия 11 – 2 кабеля АСБ (3x150).

Таблица 7.1 - Проверка сечения жил кабелей 6 кВ линий 3-11 по потерям напряжения

Линия	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Сечение, мм ²	185	185	25	25	120	70	240	150	150
$\Delta U_{ли}, В$	102	84,5	28,5	28,5	15,9	27,8	119,4	27,9	63,3

Максимальные потери на линиях меньше 5%, что удовлетворяет требованиям ГОСТ 32144-2013 [2]. Следовательно, сечение жил кабелей проходят по проверки потерь напряжения.

Кабельные линии 0,4 кВ в проектируемом микрорайоне Центрального района г.Тольятти прокладываются в земле. Выбор сечений кабелей 0,4 кВ выполнен по методике [8]. Выбраны кабели марки АСБ сечениями 3х35+1х16; 3х50+1х35; 3х70+1х35; 3х95+1х50; 3х150+1х70 [15].

8 Расчет токов короткого замыкания

8.1 Расчет токов КЗ на стороне 110 и 6 кВ

Для выбора и проверки электрооборудования, питающих и распределительных сетей микрорайона выполним расчет токов КЗ. Расчет токов КЗ выполнен согласно [5,11,14].

Расчетная схема и схема замещения приведены на рисунке 8.1.

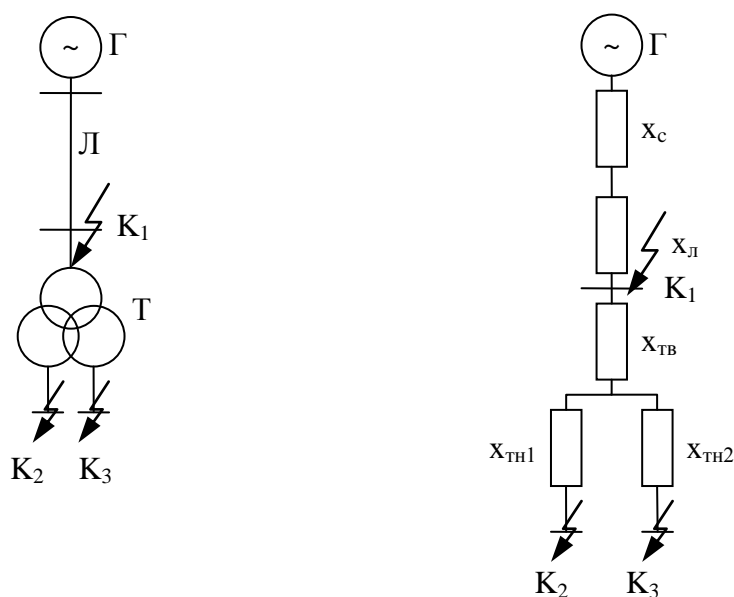


Рисунок 8.1 - Расчетная схема и схема замещения электрической сети микрорайона для расчета токов КЗ

Определим параметры схемы замещения:

Система С:

$$x_c = \frac{S_{\sigma}}{S_{кз}} = \frac{1000}{4000} = 0,25$$

Воздушная линия Л 110 кВ

$$x_{л} = x_{л} \times \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{ном.л}^2} = 4 \times \frac{1000}{115^2} = 0,303;$$

Силовой трансформатор ГПП Т:

$$x_{тв} = \frac{U_{кв}}{100} \times \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{ном.т}} = \frac{1,3125}{100} \times \frac{1000}{25} = 0,08;$$

$$x_{тн1} = x_{тн2} = \frac{U_{кн}}{100} \times \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{ном.т}} = \frac{18,375}{100} \times \frac{1000}{25} = 4,12.$$

Суммарное сопротивление в точке К1:

$$X_{\Sigma} = X_c + X_{л1} = 0,25 + 0,303 = 0,553;$$

Ток КЗ в точке К1

$$I_{к1} = \frac{1}{X_{\Sigma}} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{\sigma}}} = \frac{1}{0,553} \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 9,1 \text{ кА.}$$

$$S_{к1} = \sqrt{3} \cdot I_{к1} \cdot U_{\bar{\sigma}} = \sqrt{3} \cdot 9,1 \cdot 115 = 1808 \text{ МВА.}$$

Суммарное сопротивление в точке К2 и К3:

$$X_{\Sigma} = X_c + X_{л1} + X_T = 0,25 + 0,303 + 0,08 + 4,12 = 4,75;$$

$$I_{к2} = \frac{1}{4,75} \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 19,6 \text{ кА.}$$

$$I_{к3} = \frac{1}{4,75} \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 19,6 \text{ кА} =$$

$$S_{к2} = \sqrt{3} \cdot 19,6 \cdot 6,3 = 212 \text{ МВА.}$$

$$S_{к3} = \sqrt{3} \cdot 19,6 \cdot 6,3 = 212 \text{ МВА.}$$

8.2 Расчет токов КЗ на стороне 0,4 кВ ТП 6/0,4 кВ

Расчет выполнен по методике [5].

Расчетная схема и схема замещения для расчетов тока КЗ представлены на рисунке 8.2.

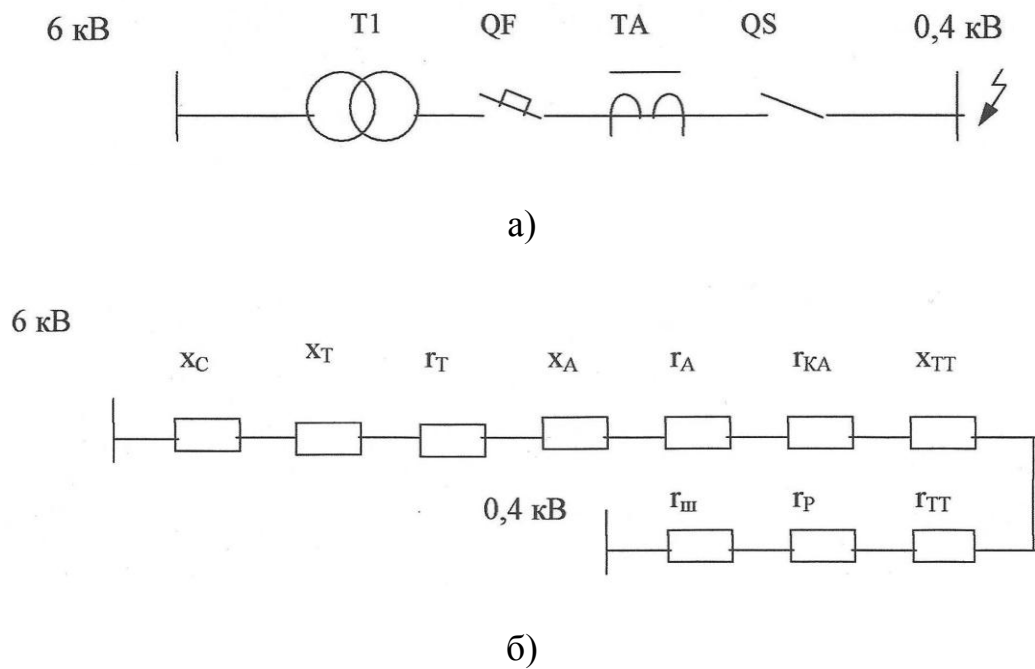


Рисунок 8.2 – Расчетная схема (а) и схема замещения (б)

Суммарное сопротивление точки К₄

$$x_4 = x_T + x_a + x_{mm} + x_m = 8,5 + 0,11 + 7,5 + 0,02 + 0,7 = 16,83 \text{ мОм};$$

$$r_4 = r_T + r_a + r_{mm} + r_m = 2,12 + 0,08 + 0,021 + 0,25 + 0,45 = 2,91 \text{ мОм.}$$

Ток короткого замыкания на шинах 0,4 кВ $I_{к4} = 11,97 \text{ кА.}$

9 Выбор электрических аппаратов и токоведущих частей

9.1 Выбор коммутационных аппаратов ГПП 110/6 кВ

Выбор электрооборудования ГПП 110/6 кВ выполнен в соответствии с требованиями [1,5,6,11-14].

На рисунке 9.1 приведено ОРУ 110 кВ ГПП 110/6 с элегазовыми выключателями типа ВБЭ-110.



Рисунок 9.1 - ОРУ 110 кВ ГПП 110/6

Выбор разъединителей и выключателей 110 кВ

Результаты выбора разъединителей и выключателей ОРУ 110 кВ и ЗРУ 6 кВ сведены в таблицы 9.1 и 9.2.

Таблица 9.1 - Выбор разъединителя 110 кВ

Условие выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{рн} \geq U_{ном}$	110 кВ	110 кВ
$I_{рн} \geq I_{расч}$	155 А	630 А
$i_{пр.с} \geq i_y$	22,11	80 кА
$I_{пр.тер}^2 \cdot t_{тер.} \geq I_{\infty}^2 \cdot t_{ф}$	19,26	3969 кА ² с

Выбран разъединитель РНДЗ-2-110/630 УХЛ1 [16].

Таблица 9.2 - Выбор выключателя 110 кВ

Условие выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{рн} \geq U_{ном}$	110 кВ	110 кВ
$I_{рн} \geq I_{расч}$	155 А	1000 А
$i_{пр.с} \geq i_y$	22,11	80 кА
$I_{пр.тер}^2 \cdot t_{тер} \geq I_{\infty}^2 \cdot t_{ф}$	19,26	3969 кА ² с

Выбран выключатель ВБЭ-110/1000 [18].

Выбор выключателей 6кВ

Выбор выключателя 6 кВ приведен в таблице 9.3.

Таблица 9.3 - Выбор вводного выключателя 6 кВ

Условие выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{рн} \geq U_{ном}$	6 кВ	6 кВ
$I_{рн} \geq I_{расч}$	3211 А	5000 А
$I_o^{(3)} \geq I_{пр.с}$	19,6	52
$i_{пр.с} \geq i_y$	45,76	80 кА
$I_{пр.тер}^2 \cdot t_{тер} \geq I_{\infty}^2 \cdot t_{ф}$	894	1600 кА ² с

Выбираем выключатель ВВ/TEL – 6 серии Shell, установленный в ячейках КРУ 6 кВ типа КРУ2-10 производства группы компаний «Элеткроцит» [16,20] (рисунок 9.2).

Линейные выключатели – ВВ/TEL – 10 – 1000 (630), секционный – ВВ/TEL – 10 – 2500.

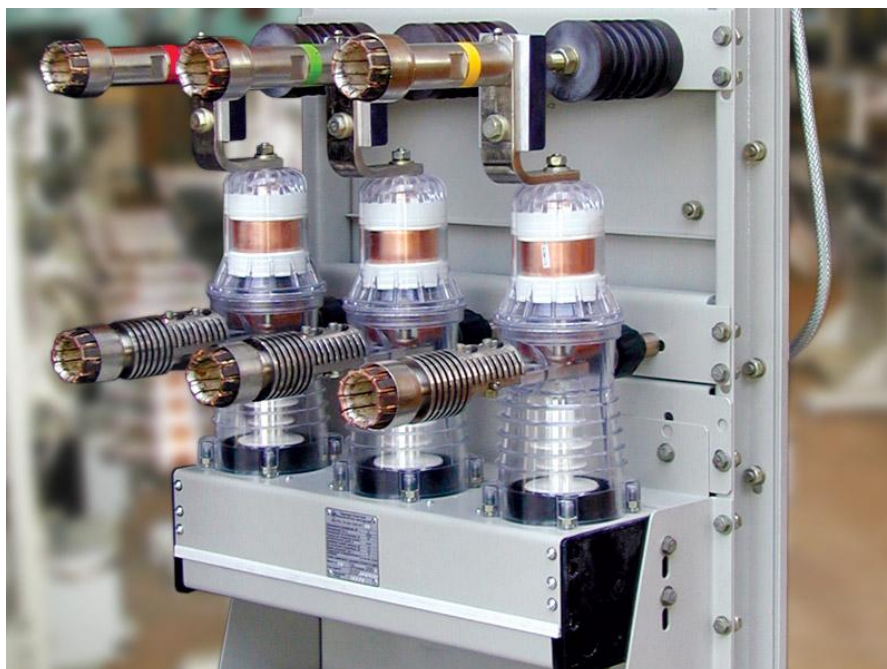


Рисунок 9.2 – Выкатной элемент выключателя ВВ/TEL – 6 серии Shell

9.2 Выбор ограничителей перенапряжения 110 кВ и 6 кВ

Выбор ОПН 110 кВ и 6 кВ приведен в таблице 9.4.

К установке принимаем:

- на напряжение 110 кВ ОПН/TEL-110 УХЛ1 (рисунок 9.2),
- в нейтрали силовых трансформаторов ОПН/TEL-110 УХЛ1,
- на напряжение 6 кВ – ОПН/TEL-6 УХЛ1 [18].

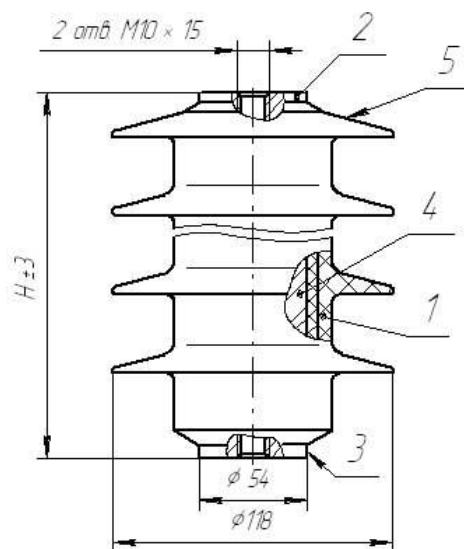


Рисунок 9.2 – Габаритные размеры ОПН/TEL-110

Таблица 9.4 - Выбор и проверка ОПН 110 кВ и 6 кВ

Тип оборудования	Проверяемые параметры	Расчетное значение	Паспортное значение
ОПН/TEL-110 в ОРУ 110 кВ	Наибольшее длительное допустимое напряжение $U_{доп}$	73 кВ	88 кВ
	Номинальный разрядный ток I_3	1 кА	10 кА
	Значение остающегося напряжения $U_{ост}$	222 кВ	286 кВ
	Наибольший ток в режиме коммутационных перенапряжений I_k	220 А	1000 А
	$U_{ост}$	321 кВ	400 кВ
	Максимальное значение тока при грозовых перенапряжениях I_T	1,61 кА	10 кА
	Обеспечение взрывобезопасности U_6	7,5 кА	40 кА
	Энергия, поглощаемая ОПН при коммутационных и грозовых перенапряжениях W	1,353 кДж	1,775 кДж
ОПН/TEL-110 в нейтрали силового трансформатора	Наибольшее длительное допустимое напряжение $U_{доп}$	42 кВ	56 кВ
	Номинальный разрядный ток I_3	1 кА	10 кА

Продолжение таблицы 9.4

Тип оборудования	Проверяемые параметры	Расчетное значение	Паспортное значение
	Наибольший ток в режиме коммутационных перенапряжений I_k	220 А	1000 А
	Значение остающегося напряжения $U_{ост}$	138 кВ	141 кВ
	Максимальное значение тока при грозовых перенапряжениях $I_{Г}$	3,33 кА	10 кА
	Обеспечение взрывобезопасности U_6	7,5 кА	40 кА
	Энергия, поглощаемая ОПН при коммутационных и грозовых перенапряжениях W	1,353 кДж	1,775 кДж
ОПН/TEL-6 в КРУ 6 кВ	Наибольшее длительное допустимое напряжение $U_{доп}$	6,7 кВ	13,7 кВ
	Номинальный разрядный ток I_3	1 кА	10 кА
	Значение остающегося напряжения $U_{ост}$	34,2 кВ	40,1 кВ
	Наибольший ток в режиме коммутационных перенапряжений	12 А	1000 А
	$U_{ост}$	49,5 кВ	62,5 кВ

Продолжение таблицы 9.4

Тип оборудования	Проверяемые параметры	Расчетное значение	Паспортное значение
	Энергия, поглощаемая ОПН при коммутационных и грозовых перенапряжениях W	2,68 кДж	33 кДж
	Обеспечение взрывобезопасности U_6	6,08 кА	40 кА
	Максимальное значение тока при грозовых перенапряжениях I_{Γ}	5,16 кА	10 кА

9.3 Выбор измерительных трансформаторов тока 110 кВ и 6 кВ, трансформаторов напряжения 6 кВ

Результаты выбора трансформатора тока и напряжения 110 кВ и 6 кВ занесены в таблицу 9.5.

Таблица 9.5 – Выбор трансформатора тока и напряжения 110 кВ и 6 кВ

Тип оборудования	Проверяемые параметры	Расчетное значение	Паспортное значение
ТВТ 110 на вводах трансформатора	$U_{уст} \leq U_{ном}$	110 кВ	110 кВ
	$I_p \leq I_{ном}$	180 А	250 А
	Номинальный вторичный ток	5 А	
	Класс точности	0,5/10Р	
	$i_{a,\tau} \leq i_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot I_{откл.ном}$	7,3 кА	9,2 кА
	$i_{y0} \leq i_{np,c}$	22 кА	38 кА

Продолжение таблицы 9.5

Тип оборудования	Проверяемые параметры	Расчетное значение	Паспортное значение
	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_T$	23,14 кА ² ·с	375 кА ² ·с
ТЛМ-6 в ячейках КРУ 6 кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$	6 кВ	10 кВ
	$I_p \leq I_{ном}$	2882 А	3200 А
	$i_{уд} \leq i_{пр.с}$	45,7 кА	81 кА
	$i_{а.т} \leq i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot I_{откл.ном}$	17,5 кА	18 кА
	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_T$	359,3 кА ² ·с	3025 кА ² ·с
Трансформатор напряжения НАЛИ-6 в ячейках КРУ	$U_{уст} \leq U_{ном}$	6 кВ	10 кВ
	$S_{\sum пр} \leq S_{ном}$	58 ВА	250 ВА

К установке принимаем [18]:

- на стороне 110 кВ трансформатор тока ТВТ 110-1-200/5
- на стороне 6 кВ трансформатор тока ТЛМ-6-600/5
- - на стороне 6 кВ трансформатор напряжения НАЛИ-6.

9.4 Выбор электрооборудования РП 6 кВ

Оборудование для РП 6 кВ производится аналогично выбору электрооборудования для ГПП 110/6 кВ.

Выбор выключателей 6кВ

Выбор выключателя 6 кВ приведен в таблице 9.6.

Таблица 9.6 - Выбор вводного выключателя 6 кВ

Условие выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{рн} \geq U_{ном}$	6 кВ	6 кВ
$I_{рн} \geq I_{расч}$	546 А	600 А
$I_o^{(3)} \geq I_{пр.с}$	9,4	20
$i_{пр.с} \geq i_y$	21,58	52 кА
$I_{пр.тер}^2 \cdot t_{тер} \geq I_{\infty}^2 \cdot t_{\phi}$	5,4	1600 кА ² с

Выбираем выключатель ВВ/TEL – 6 серии Shell с номинальным током 600 А, установленный в ячейках КРУ 6 кВ типа КРУ2-10 [20].

Линейные выключатели - ВВ/TEL – 6 серии Shell с номинальным током 400 А, секционный - ВВ/TEL – 6 Shell с номинальным током 600 А.

Выбор трансформаторов тока и напряжения 6 кВ

Результаты выбора трансформаторов тока и напряжения 6 кВ приведены в таблице 9.7.

Таблица 9.7 – Выбор трансформатора тока и напряжения 6 кВ

Тип оборудования	Проверяемые параметры	Расчетное значение	Паспортное значение
ТЛМ-6	$U_{уст} \leq U_{ном}$	6 кВ	10 кВ
	$I_p \leq I_{ном}$	425 А	630 кА
	$i_{уд} \leq i_{пр.с}$	45,7 кА	81 кА
	$i_{а.т} \leq i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot I_{откл.ном}$	17,5 кА	18 кА
	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_T$	359,3 кА ² ·с	3025 кА ² ·с
Трансформатор напряжения НАЛИ-6	$U_{уст} \leq U_{ном}$	6 кВ	10 кВ
	$S_{\sum пр} \leq S_{НОМ}$	46,2 ВА	250 ВА

Выбираем трансформатор тока ТЛМ-6-600/5 и трансформатор напряжения НАЛИ-6 [16].

Выбор ОПН 6 кВ

Выбор ОПН 6 кВ РП 6 кВ приведен в таблице 9.8.

Таблица 9.8 - Выбор ОПН 6 кВ РП 6 кВ

Тип оборудования	Проверяемые параметры	Расчетное значение	Паспортное значение
ОПН/TEL-6	Наибольшее длительное допустимое напряжение $U_{доп}$	6,7 кВ	13,7 кВ
	Номинальный разрядный ток I_3	1 кА	10 кА
	Значение остающегося напряжения $U_{ост}$	34,2 кВ	40,1 кВ
	Наибльший ток в режиме коммутационных перенапряжений I_k	12 А	1000 А
	$U_{ост}$	49,5 кВ	62,5 кВ
	Максимальное значение тока при грозовых перенапряжениях I_T	5,16 кА	10 кА
	Обеспечение взрывобезопасности U_6	6,08 кА	40 кА
	Энергия, поглощаемая ОПН при коммутационных и грозовых перенапряжениях W	2,68 кДж	33 кДж

Выбираем ОПН/TEL-6 УХЛ1 [18].

Таким образом, на РП 6 кВ принято к установке:

- ячейки КРУ типа К2-10;
- выключатели типа ВВ/TEL – 6 Shell с номинальным током 600 и 400 А;
- трансформаторы тока ТЛМ-6 и ТПК-6;
- шинные разъединители типа РФВЗ-630;
- линейные разъединители типа РВЗ-630;
- ограничители перенапряжения ОПН/TEL-6;
- комплект – счетчик активной и реактивной энергии СЭТ-4 МО-2.

10 Конструктивные решения по ТП - 6/0,4 кВ микрорайона

В микрорайоне установлены ТП-6/0,4 кВ для электроснабжения существующей застройки: ТП1, ТП2, ТП3, ТП4, ТП24, ТП42, ТП40, ТП81, ТП81, ТП82, которые размещаются в отдельных помещениях.

Для новой застройки ТП 183 и ТП 391 установлены в одном здании с РП6.

Все ТП двухтрансформаторные с трансформаторами мощностью 630 кВА.

В помещениях ТП РУ -6 кВ и щит 0.4 кВ размещаются в отдельных помещениях, Соединения трансформаторов со щитом 0.4 кВ выполняются плоскими шинами, с РУ - 6 кВ кабелем, РУ 6 кВ комплектуется камерами КСО - 395. Шкафы счетчиков навесного исполнения размещаются в помещении щита 0,4 кВ. Щит 0,4 кВ комплектуется из камер ЩО 94. В помещении щита 0,4 кВ предусматривается установка панели уличного освещения.

Питание сетей общедомового и домового освещения принято от групповых щитков, которые с помощью автоматических выключателей подключен к одному из вводов 0,4 кВ силовых трансформаторов. Для ремонтных нужд пользуются напряжением освещения 36В.

Крепление электрооборудования и конструкций осуществляется сваркой с закладными деталями в полу и стенках, предусмотренных в строительной части ТП.

Запирание приводов заземляющих разъединителей сборных шин, заземляющих ножей линий и секционных разъединителей осуществляется устройствами с висячими замками.

В ТП 6/0,4 кВ микрорайона установлены следующие измерительные приборы:

- вольтметры на каждой секции сборных шин 0,4 кВ,
- амперметры в каждой фазе низкой стороны трансформатора,
- комплект – счетчик активной и реактивной энергии СЭТ-4 МО-2.

Автоматизация выполняется в следующем объеме:

- автоматическое отключение при перегорании плавких вставок предохранителей;

- АВР на шинах 0,4 кВ осуществляется включением секционного автомата при исчезновении напряжения на одной из шин 0,4 кВ или отключения одного из трансформаторов;

- предусматривается восстановление схемы при появлении напряжения на обоих вводах.

11 Программные комплексы для учета электропотребления микрорайона

11.1 Программный комплекс «Энергостат»

Программный комплекс «Энергостат» эксплуатируется более 10 лет. Программный комплекс позволяет на единой информационной базе, с использованием однородного пользовательского интерфейса решать различные задачи планирования [10,19]. Комплекс состоит из нескольких специализированных технологических подсистем (комплексов), разделенных по функциональным возможностям, типам и дискретности параметров (рисунок 11.1).

Подсистемы оснащены средствами создания и удаления объектов и параметров, просмотра и коррекции измеряемых величин и характеристик объектов.

Средства комплекса позволяют производить расчеты регрессионных зависимостей параметров друг от друга, в том числе расчет влияния на нагрузку энергосистемы метеофакторов - температуры, освещенности. В процессе эксплуатации комплексов часто требуется печать данных в виде графиков и таблиц. Для автоматизации подготовки печати предусмотрен генератор печатных форм. Средства генератора дают возможность просматривать, редактировать объекты в экранной форме предварительного просмотра, которая эмулирует лист бумаги для печати. Объектами являются графики, таблицы, диаграммы, текст. Все объекты на эмулируемом листе можно передвигать необходимым образом, изменять размеры. При печати получается полная копия эмулируемого листа. Функции генератора печатных форм позволяют осуществлять удобную подготовку и архивирование суточной ведомости. При необходимости данные архивов суточной ведомости выводятся в форматы стандартных Windows-приложений Excel, Word.

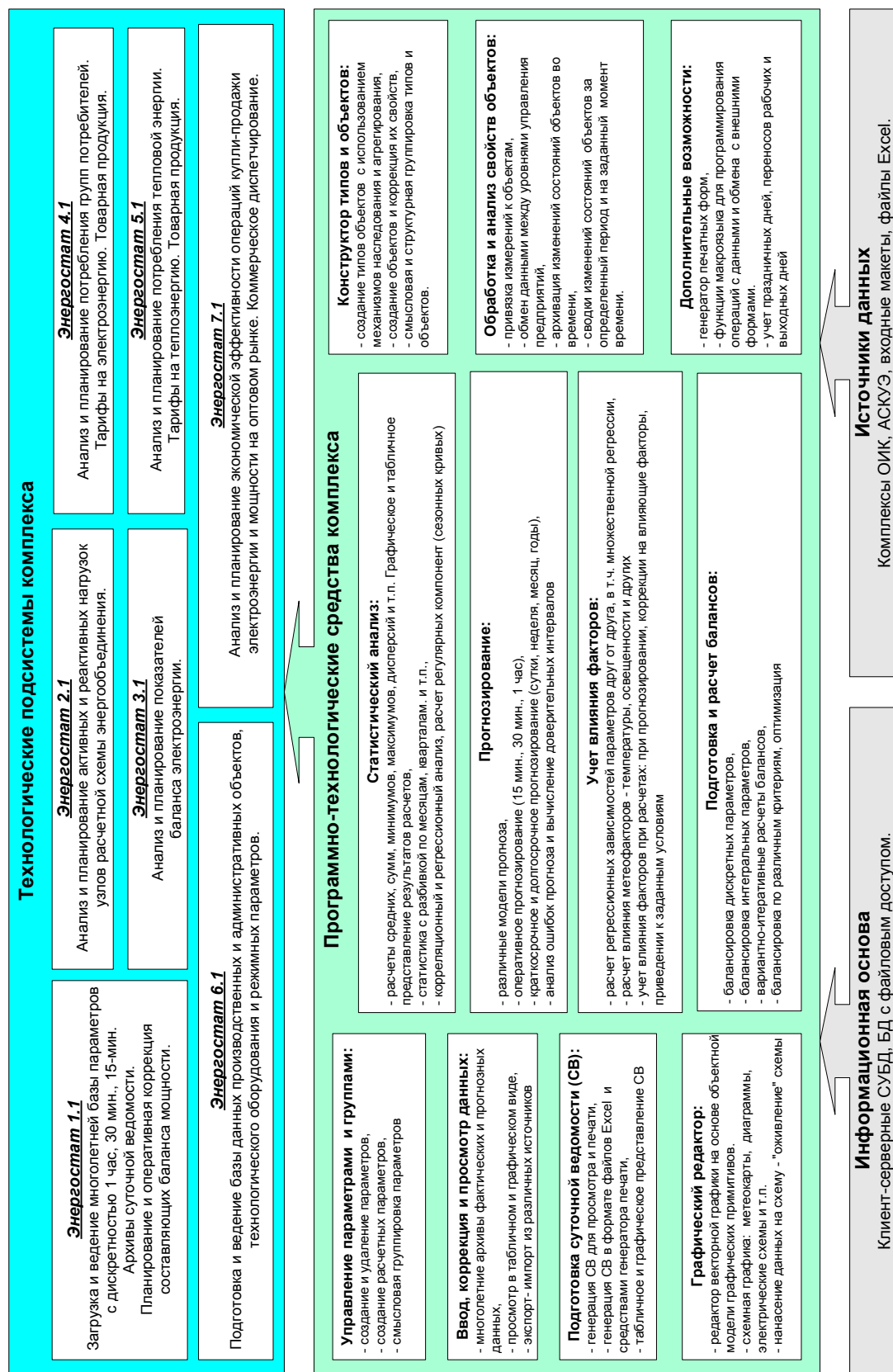


Рисунок 11.1 – Функциональные возможности программного комплекса

ЭНЕРГОСТАТ

Для отображения электрических, энергетических схем, карт, диаграмм используется разработанный графический редактор - полнофункциональный редактор векторной графики на основе объектных графических примитивов. Программные средства позволяют наносить на подготовленные схемы данные из архивов с любой временной дискретностью (часовой, месячной, годовой). Перемещаясь по временным интервалам с помощью функциональных кнопок, можно "оживлять" схемы и графики [10,13].

В состав программно-технологических средств всех подсистем входит функция кроме функций технического и коммерческого учета, также функция прогнозирования. В основу алгоритмов прогнозирования положен метод сезонных кривых. Реализованная методика учета факторов дает возможность учитывать влияние температуры, освещенности и других заданных метеорологических факторов. Функции прогнозирования позволяют осуществлять расчеты ожидаемых величин параметров с упреждением от одного часа (получаса) до нескольких лет, оценивать точность прогнозов, производить настройку коэффициентов математических моделей. Средние относительные ошибки прогнозирования графиков электрической нагрузки Мосэнерго составляют: для краткосрочных прогнозов (упреждение 2-3 суток) - математическое ожидание 0,15 %, среднеквадратическое отклонение 2,5 %, для оперативных прогнозов (упреждение 1-2 часа) - математическое ожидание 0,05 % , среднеквадратическое отклонение 1,2 %.

На рисунке 11.2 приведена рабочая панель программного комплекса, на которой слева отображена иерархическая структура показателей. В правом нижнем углу экрана – панель данных (в конкретном случае – данных по электропотреблению (полезный отпуск) населения с газовыми плитами).

Программный комплекс работает под управлением ОС Windows в сетевом режиме с единой базой данных и возможностью одновременной работы большого количества пользователей. В процессе работы исходные данные и результаты расчетов могут быть выведены на экраны компьютеров специалистов различных служб и отделов энергообъединений. Результаты

расчетов оперативного цикла выводятся непосредственно на диспетчерский пункт управления энергосистемой.

Объекты внедрения программного комплекса - Мосэнерго, Ленэнерго, Ярэнерго, Смоленскэнерго, Воронежэнерго, Нижновэнерго, другие энергообъединения России.

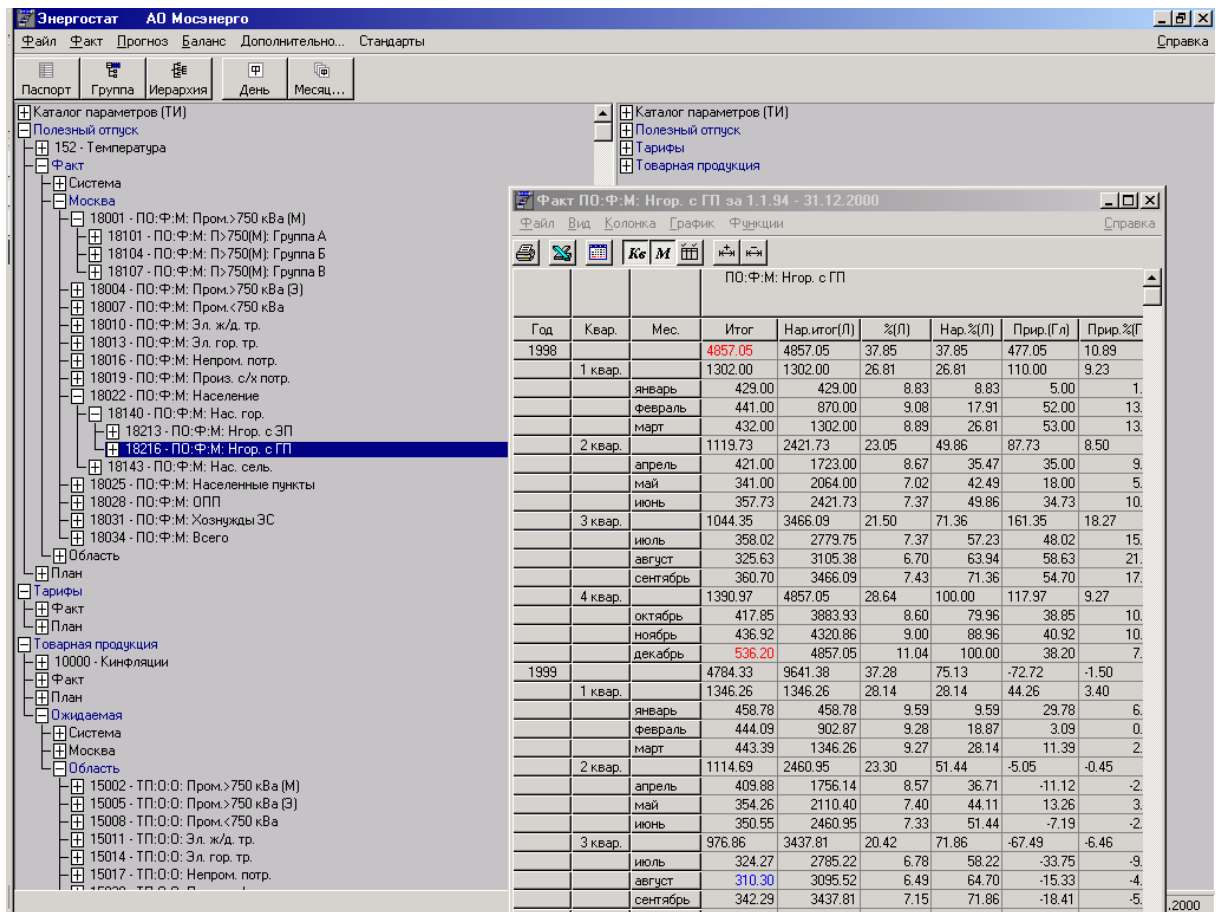


Рисунок 11.2 - Главное окно программного комплекса «Энергостат»

11.2 Мониторинг нагрузок на основе информационного комплекса РСДУ2

ЗАО «ЭМА» [19] разрабатывает программное обеспечение, предназначенное для мониторинга электрических нагрузок, а также их краткосрочного прогнозирования нагрузок энергосистем, районов, отдельных

расчетных узлов на основе архивных данных оперативного информационного комплекса РСДУ2. Целью такого мониторинга является учет электропотребления, а также получение прогнозов суточного потребления электрической энергии, а также суточных часовых графиков нагрузок энергообъекта, отдельных его частей и расчетных узлов с упреждением от 24 часов до 10 суток.

Работа программного обеспечения осуществляется в двух режимах: в режиме on-line идет съём показателей со всех цифровых приборов учета, анализ полученных данных. Так же возможна функция прогнозирования на следующую неделю всех семи дней и в режиме «скользящего» прогнозирования на следующие три дня.

В качестве исходной информации для краткосрочного прогнозирования используются данные суточных графиков нагрузок за последние несколько недель, средние значения температур, коэффициенты корреляции нагрузок расчетных узлов с нагрузкой энергообъекта. Прогноз температур на предстоящие три дня и т.д.

Методика прогнозирования основана на выделении регулярной составляющей как функции времени и прогнозирования остаточной части изменения нагрузки. Прогноз суточного электропотребления на предстоящий день определяется по опорному значению электропотребления за предыдущий день $W(i)$ и предсказанному отклонению $d W(i, t)$:

$$W(t) = W(i) + d W(i, t) + F (T(i) ; C(i)),$$

где $F (T(i) ; C(i))$ – функция, учитывающая изменение температуры и освещенности на i -ый день.

Точность прогнозирования по данным в летние месяцы при низком электропотреблении составляет 2-4%.

12 Пожарная безопасность объекта проектирования

«Пожарная опасность электроустановок обусловлена наличием в применяемом электрооборудовании горючих изоляционных материалов. Горючей является изоляция обмоток трансформаторов, различных электромагнитов (контакторы, реле, контрольно-измерительные приборы), проводов и кабелей» [6,7].

На вновь строящемся РП 6 кВ микрорайона предусмотрены следующие меры предупреждения пожара:

- своевременный осмотр электрооборудования;
- применение средств пожарной сигнализации;
- установка средств автоматического пожаротушения;
- плановая чистка оборудования;
- соблюдение персоналом правил пожарной безопасности при работе в электроустановках.

Значительную пожарную опасность представляют коммутационные аппараты открытого типа и открытые плавкие предохранители, в которых при отключении токов, а также при перегорании плавкой вставки возникает опасное искрообразование. Поэтому, коммутационное оборудование в РП 6 выполнено закрытого исполнения.

13 Экономическая эффективность проекта

Данные по капитальным затратам на реконструкцию схемы электроснабжения микрорайона приведены в таблице 13.1.

Таблица 13.1 - Капитальные затраты на реконструкцию электроснабжения больницы

Наименование элементов ЦТП	Кол-во	Сметная стоимость с учетом строительно-монтажных работ, тыс. руб.	
		За единицу	Общая стоимость
ТМ 630/6/0,4	4	450	1800
Выключатель ВВ/TEL-6	13	320	4160
Строительная часть	1	2	210
Здание РПб			3250
Итого:			9210

Укрупненный расчет годовых эксплуатационных расходов на схему электроснабжения:

Амортизационные отчисления – 405,4 тыс. руб.

Фонд оплаты труда – 1368,8 тыс. руб.

Ремонтный фонд – 175,2 тыс. руб.

Затраты на охрану труда и технику безопасности – 5,5 тыс. руб.

Стоимость потерь электроэнергии в линии и трансформаторах – 68,4 тыс. руб.

Суммарные затраты – 2020,2 тыс. руб.

Показатели экономической эффективности проекта сведены в таблицу 13.2.

Таблица 13.2 - Показатели экономической эффективности проекта

Наименование показателя	Значение показателя
Инвестиции в проект	9210 тыс. руб.
Эксплуатационные расходы на схему электроснабжения	2020,2 тыс. руб.
Годовой экономический эффект	357,2 тыс.руб.
Прибыль	708,4 тыс. руб.
Срок окупаемости	7,8 лет

Заключение

Выполнен анализ потребителей электрической энергии и схемы электроснабжения микрорайона Центрального района г.Тольятти. В связи с новой застройкой микрорайона возникла необходимость реконструкции системы электроснабжения - сетей 6 кВ и ТП 6/0,4 кВ и строительство нового РП 6 кВ. Схема распределительной сети 6 кВ – петлевая. Обслуживание электрических сетей 0,4 кВ и 6 кВ осуществляет ЗАО «Квант».

Произведен расчет электрических нагрузок новых застроек, а также расчет уже существующих застроек проектируемого микрорайона Центрального района г.Тольятти. Для повышения надежности электроснабжения потребителей новых застроек и существующих в работе предусмотрена установка новой РП 6 кВ и принята радиально-магистральная схема распределительной сети 6 кВ.

Для новой застройки также к установке принята двухтрансформаторная ТП с трансформаторами типа ТМ-630/6 производства ЗАО «Самарский завод «Электрощит», встроенная в РП 6 кВ.

Выбрано напряжение распределительной сети 6 кВ. Рассмотрены вопросы обеспечения требуемых параметров электрической энергии и выбор способа регулирования напряжения в городской электрической сети.

Выбраны сечения кабелей питающей и распределительной сети. Для ГПП 110/6 кВ и РП 6 выбрано электрооборудование 110 и 6 кВ, кабельные линии 6 кВ. Обоснованы конструктивные решения ТП - 6/0,4 кВ микрорайона.

В работе также рассмотрены программные комплексы для учета электропотребления микрорайона. Вопросы пожарной безопасности объекта проектирования. Рассчитана экономическая эффективность проекта.

Список использованных источников

1. Правила устройства электроустановок. – 7-е издание. – М. : Изд-во НЦ ЭНАС, 2009.
2. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – М.: СтандартИнформ, 2014.
3. Инструкция по проектированию городских распределительных сетей. РД 34.20.185-94. - М.: Энергоатомиздат, 1995.
4. Нормативы для определения расчетных электрических нагрузок зданий (квартир), коттеджей, микрорайонов (кварталов) застройки и элементов городской распределительной сети. - М., 2000.
5. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. – М.: НЦ ЭНАС, 2004.
6. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. Приложение к приказу Министерства труда и социальной защиты от 24 июля 2013 г. № 328н.
7. Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок в вопросах и ответах : учебн.- практ. пособие. - М. : КНОРУС, 2012.
8. Алиев, И.И. Электротехнические материалы и кабельные изделия: справочник / И.И. Алиев. - М.: ИП РадиоСОФТ, 2014.
9. Киреева, Э.А. Электрооборудование электрических станции и подстанций / Э.А. Киреева. – М.: КНОРУС, 2017.
10. Комплекс программ анализа и прогнозирования электропотребления энергосистем с помощью персональных ЭВМ// Описание алгоритмов прогнозирования электропотребления. – М.: НЦ ЭНАС, 2015.

11. Конюхова, Е.А. Электроснабжение : учебник для вузов / Е.А. Конюхова. – М.: Издательский дом МЭИ, 2014.
12. Киреева, Э.А. Полный справочник по электрооборудованию систем электроснабжения (с примерами расчетов) : справочное издание / Э.А. Киреева; под общ. ред. С.Н. Шерстнева. - М.: КНОРУС, 2017.
13. Киреева, Э.А. Электрооборудование электрических станции и подстанций / Э.А. Киреева. – М.: КНОРУС, 2017.
14. Шведов, Г.В. Городские электрические распределительные сети / Г.В. Шведов. – М.: Изд. дом МЭИ, 2013.
15. ООО «Камкабель». Каталог продукции. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: / <http://www.kamkabel.ru> (16.05.17).
16. Официальный сайт АО «Самарский завод «Электрошит» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://electroshield.ru>(16.05.17).
17. Официальный сайт ООО «Тольяттинский трансформатор». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.bktp.ru> <http://transformator.com.ru> (16.05.17).
18. Schneider Electric. Product Catalog [Электронный ресурс]. – <http://www.schneider-electric.ru> (16.05.17).
19. Официальный сайт ЗАО «ЭМА» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.energostat.ru> (16.05.2017).
20. Каталог «Комплектные распределительные устройства» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.electroshield.ru/komplektnye-raspredelitelnye-shkafy-kru-63> (06.05.2017).