

В.М.Озерский, С.Я.Маковецкий

РАСЧЕТЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДОВ

Учебное пособие



2001

УДК 621.316.1 (21)

Расчеты электроснабжения городов: Учебное пособие/
В.М.Озерский, С.Я.Маковецкий; Саратов, 2001. - 68с.: 17 ил.

ISBN 5-7433-0556-0

В учебном пособии приведены методы расчета электрических нагрузок, выбор расположения центров питания, числа и мощности трансформаторов районных подстанций, подстанций 10/0,4 кВ для электроснабжения потребителей городов и поселков городского типа, а также тяговых подстанций для электроснабжения городского электротранспорта. Приведены рекомендации по выбору конфигурации распределительных сетей напряжением 10 кВ, и методы расчета их нормальных и аварийных режимов. Все методики проиллюстрированы примерами расчетов

Представляет интерес для специалистов, занимающихся проектированием и эксплуатацией систем электроснабжения городов.

Р е ц е н з е н т ы :

кафедра применения электроэнергии в сельском хозяйстве Саратовского государственного агроинженерного университета им. Н.В.Калинина; гл. инженер ЦЭС ОАО «Саратовэнерго» Д.О.Прохоров

Одобрено
редакционно-издательским советом
Саратовского государственного технического университета

ISBN 5-7433-0556-0

© Саратовский государственный
технический университет, 2001

Оглавление

Введение.....	4
1. Цели, задачи и исходные данные проектирования.....	6
1.1. Проект электроснабжения.....	6
1.2. Исходные данные для проектирования	7
2. Определение расчетных нагрузок проектируемого района	9
2.1. Расчет нагрузок жилых домов и учреждений культурно-бытового назначения	9
2.2. Выбор трансформаторов городских ТП	16
2.3. Определение расчетных нагрузок тяговых подстанций городского электрифицированного транспорта	23
2.4. Определение расчетных нагрузок промышленных потребителей	24
2.5. Суммирование нагрузок и определение места расположения центра питания	27
3. Выбор экономически целесообразного варианта питающей сети.....	31
4. Выбор экономически целесообразной мощности трансформаторов центра питания	38
5. Расчет распределительной сети 10 кВ	50
6. Уточненный расчет нормальных и длительных аварийных режимов распределительных сетей.....	57
Заключение	68
Литература	69

Введение

Системы электроснабжения городов должны удовлетворять ряду противоречивых требований: экономичности, надежности, электробезопасности обслуживания, обеспечивать необходимое качество электроэнергии. Специфика городских электрических сетей заключается в многообразии состава потребителей: жилые дома, промышленные, коммунально-бытовые предприятия, электрифицированный городской и магистральный транспорт и др. Группы потребителей существенно различаются по мощности электроприемников, режимам работы, требованиям к качеству электроэнергии и бесперебойности электроснабжения. При размещении подстанций и прокладке линий электропередач необходимо учитывать архитектурные, градостроительные, экологические ограничения, сложившиеся традиции планировки города. Схема электроснабжения должна допускать поэтапное развитие как по трансформаторной мощности подстанций и пропускной способности линий электропередач, так и по напряжениям питающих сетей. Сложность задачи проектирования систем электроснабжения городов усугубляется значительными объемами исходной, справочной и нормативной [1-3] информации, высокой трудоемкостью ее обработки.

В сложившейся практике проектирования широко применяется метод декомпозиции общей задачи выбора рациональной системы электроснабжения на ряд частных подзадач в соответствии с иерархическим построением систем электроснабжения. Систему электроснабжения города принято делить на сети напряжением до и выше 1000 В. Те и другие делятся на питающие и распределительные сети. Особо решаются задачи выбора напряжений, мощности трансформаторов и схем подстанций. В рамках решения каждой их перечисленных подзадач действуют свои уточненные и приближенные методики расчета электрических нагрузок, выбора рациональных схем, параметров режимов и отдельных элементов, технико-экономических обоснований наилучших вариантов.

До настоящего времени решение перечисленных подзадач проектирования систем электроснабжения городов осуществлялось на основе приближенных, инженерных методик расчета, ориентированных на "ручной" счет. Применение вычислительной техники коренным образом меняет общий подход к проектированию. На первом этапе внедрения вычислительной техники появляется возможность использования известных и разработки совершенно новых методик решения частных подзадач проектирования с использованием математически строгих алгоритмов: расчета режимов, линейного и нелинейного программирования, многокритериального выбора вариантов, использования внешних и встроенных баз данных и т.п. Однако, истинно революционное значение вычислительная техника приобретает на втором этапе своего внедрения в практику проектирования, в процессе объединения некоторых (в пределе всех) частных подзадач с

комплексной оптимизацией технических и экономических критериев в непрерывной области пространства параметров исходных данных при заданных нормативных ограничениях.

Строгое, комплексное решение задачи оптимизации электроснабжения города (особенно в условиях его традиционного развития) еще далеко от завершения. Проектирование систем электроснабжения городов в настоящее время находится на первом этапе внедрения вычислительной техники, на этапе совершенствования частных методик расчета. За последние 10-15 лет в этой области накоплен достаточный опыт. Многие алгоритмы и программы решения частных задач проектирования систем электроснабжения городов приобрели общепринятое значение.

В пособии приводятся методики расчета, описания алгоритмов и программ, получивших широкое распространение как в практике эксплуатации систем электроснабжения городов, так и при их проектировании.

1. Цели, задачи и исходные данные проектирования

В учебном пособии основное внимание уделено проектированию по дисциплине “Электроснабжение городов”.

В необходимых случаях уточняются методики расчетов, применяемые при проектировании на темы, основу которых составляет проект электроснабжения жилых районов, городов и поселков городского типа.

1.1. Проект электроснабжения

Целью проектирования по дисциплине “Электроснабжение городов” является выполнение проекта электроснабжения района города, содержащего массивы жилых домов (ЖД) различной этажности, городской электрифицированный транспорт (ГЭТ), коммунально-бытовые и промышленные предприятия.

Проект должен содержать следующие разделы:

1. Определение расчетных нагрузок потребителей проектируемого района.
2. Выбор места расположения, числа и мощности трансформаторов центра питания (ЦП).
3. Выбор мест расположения, числа и мощности трансформаторов городских ТП, тяговых подстанций ГЭТ. Для промышленных предприятий достаточно рассчитать схему внешнего электроснабжения ГПП, ГРУ или ТП напряжением 10/0,4 кВ.
4. Техничко-экономическое обоснование напряжения питающих линий передачи энергии до ЦП.
5. Выбор схемы и расчет режимов городских распределительных сетей 10 кВ.
6. Выбор схемы и расчет режимов питающих сетей 0,4 кВ одного из микрорайонов жилой застройки.
7. Выбор основного электрооборудования.

Графическая часть проекта должна содержать:

1. Генплан застройки проектируемого района с обозначением трасс ЛЭП и расположения подстанций (1 лист, А1).
2. Однолинейную схему электроснабжения района (1 лист, А1).

В проекте перечисленные выше вопросы должны быть раскрыты в более полном объеме. В частности, выбор числа и мощности трансформаторов ЦП, сечений и конфигурации распределительных сетей 10 кВ должен, как правило, осуществляться на основе многокритериального технико-экономического сравнения вариантов. При технико-экономическом обосновании схем распределительных сетей должны учитываться показатели надежности сравниваемых ва-

риантов: значения недоотпуска электроэнергии и ущербов от перерывов электроснабжения, дополнительные капитальные затраты на резервирование, частота и средняя продолжительность различных аварийных режимов (полного погашения подстанций, перегрузок основных элементов электроснабжения, влияющих на недоотпуск электроэнергии) и другие. По результатам расчета нормальных и длительных аварийных режимов в условиях минимальных и максимальных нагрузок должны быть решены вопросы по обеспечению необходимого качества электроэнергии на зажимах потребителей, обоснованы меры по регулированию напряжения, компенсации реактивной мощности.

Кроме того, проект должен включать расчеты защит основных элементов электроснабжения (питающих линий, трансформаторов, отходящих фидеров подстанций), вопросы по учету и экономии электроэнергии, экологической безопасности проектируемой системы, обеспечению электробезопасности, организационно-экономические разделы, патентные исследования по применению нового электрооборудования.

В проект могут быть включены дополнительные разделы например, разработка конструкций, монтажных схем и карт, инструкций по эксплуатации, или любой другой технической документации нетипового оборудования, переходов ВЛ или КЛ через преграды, более детальная разработка и выбор оборудования собственных нужд подстанций, включая оценку их надежности, разработка и оптимизация графиков планово-предупредительных ремонтов электрооборудования, расчеты оснащения электроцехов станочным оборудованием и инструментом малой механизации, расчеты и координация защит элементов сети от грозовых и коммутационных перенапряжений, расчеты и автоматизация схем наружного освещения улиц и площадей, нетиповых жилых и общественных зданий, разработка и расчеты схем автоматизации СЭС (АПВ, АВР и др.), вопросы автоматизации, телемеханизации и связи диспетчерских служб.

1.2. Исходные данные для проектирования

Объем сведений о потребителях электроэнергии существенно зависит от решаемых в проекте задач.

Наиболее подробные исходные данные по потреблению электроэнергии необходимы для проектирования сетей 0,4 кВ. В этом случае необходимо иметь генплан застройки с расположением домов, предприятий культурно-бытового и промышленного назначения, трасс электрифицированного транспорта. По каждому жилому дому необходимо знать тип плит для приготовления пищи, число этажей, подъездов, квартир, число и установленную мощность лифтов, насосов подкачки воды, рекламного освещения. По каждому коммунальному предприятию необходимо знать его производительность, площадь торговых залов магазинов, число учащихся школ, колледжей, площадь аудиторий и лабораторных корпусов высших учебных заведений, число мест в детских садах, поликлини-

ках, ресторанах, кафе и т. д. По каждому промышленному предприятию необходимо знать число, технологическое назначение и установленную мощность всех станков, генплан расположения и площади цехов. По каждой трамвайной или троллейбусной линии - средний интервал или интенсивность движения транспорта. Для расчета освещения - ширину и протяженность проезжей части улиц и площадей.

При расчете сетей 6(10) кВ и выше достаточно иметь сведения об общей жилой площади и этажности застройки микрорайонов, установленной мощности промышленных предприятий.

Кроме сведений о потребителях электроэнергии, необходимо иметь подробные сведения об источниках питания проектируемого района города. Географическое расположение и мощность возможных источников питания, их загрузку по мощности, реактансы сопротивлений прямой, обратной и нулевой последовательностей, стоимость потерь электроэнергии, характеристики местности по ветру, гололеду и загрязненности атмосферы, характеру грунтов и т.п.

Таблица 1

Сведения о потребителях электроэнергии микрорайона №5 (фрагмент)

Микрорайон №5		Плита/ Встроенное предприятие	Число			Лифты $P_{\text{ном}} \times n$, кВт	М (производительность)	Ед. изм.	Категория
№ дом	Название улиц		этажей	подъездов	квартир				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
48	Н.Леонова	Газ	12	1	84	7,5+4			II
4	Победы	Газ	9	3	108	4x3			II
14	Победы	Газ/Дет.сад №5					450	мест	II
6а	Победы	Банк					2682	м ²	I
16	Пр.героев	Элект/Ср.шк. №16					640	учащ.	II
1	Трнавская	Электр.	12	1	60	7,5x1			II
3	Трнавская	Газ	5	7	105				III
11	Трнавская	Газ/Продмаг	8	1	32	4x1	150	м ²	II

В пособии, в качестве примера, рассматривается электроснабжение района современного города. Питание района может быть осуществлено от шин районной подстанции (РПП) на напряжении 220, 110 или 35 кВ по двухцепной воздушной или кабельной ЛЭП. На РПП установлено два автотрансформатора типа АТДН-63000/220/110/35 мощностью 63 МВА каждый. Расстояние от РПП до границ проектируемого района 4,25 км. Сопротивление прямой последова-

тельности системы, приведенное к среднему напряжению на шинах 220 кВ РПП и базисной мощности, $S_6=450$ МВА, $x_{c,\min^*}=0,393$.¹

Пример сведений о потребителях электроэнергии для некоторых жилых домов и коммунально-бытовых предприятий микрорайона, необходимых для расчета сети 0,4 кВ, приведен в табл.1.

2. Определение расчетных нагрузок проектируемого района

2.1. Расчет нагрузок жилых домов и учреждений культурно-бытового назначения

Расчет электрических нагрузок городских потребителей производится от низших к высшим ступеням системы электроснабжения [1] и включает два этапа: 1) определение нагрузки на вводе к каждому потребителю; 2) расчет на этой основе нагрузок отдельных элементов сети.

По этой методике расчетная активная нагрузка от квартир на вводе в здание, при напряжении 0,4 кВ определяется в зависимости от числа квартир по выражению

$$P_{p(кв)} = P_{кв,уд} n_{кв}, \quad (1)$$

где $P_{кв,уд}$ - удельная расчетная нагрузка квартиры, кВт [4,5]; $n_{кв}$ - число квартир.

Расчетная нагрузка на вводе жилого здания определяется по выражению

$$P_{p(ж,зд)} = P_{p(кв)} + k_{н,м} P_c, \quad (2)$$

где P_c - расчетная нагрузка силовых электроприемников жилого здания, кВт; $k_{н,м}$ - коэффициент, учитывающий несовпадение максимумов нагрузки квартир и силовых электроприемников, принимаемый равным 0,9.

Расчетная нагрузка силовых электроприемников P_c на вводе в здание состоит из:

а) нагрузки лифтовых установок

$$P_{p(л)} = k_{с(л)} \sum_{i=1}^{n_s} P_{л(i)}, \quad (3)$$

¹ В пособии рассчитываются только наибольшие значения трехфазных токов КЗ для проверки электрооборудования на электротермическую и электродинамическую стойкость. Поэтому далее считается $x_{c^*} = x_{c,\min^*}$. Для расчета защит электрооборудования и сетей следует иметь более подробные сведения по численным значениям реактансов системы x_{c,\max^*} и x_{0^*} .

где $k_{с(л)}$ - коэффициент спроса лифтовых установок; $n_{л}$ - число лифтовых установок; $P_{л(i)}$ - установленная мощность электродвигателя i -го лифта по паспорту, кВт;

б) нагрузки электродвигателей насосов водоснабжения, вентиляторов и других санитарно-технических устройств. Для них в формуле (3) коэффициент спроса принимается равным 0,7.

Полная расчетная нагрузка жилых зданий, кВА, определяется с учетом средневзвешенных коэффициентов мощности.

$$S_{р(ж,зд)} = \sqrt{(P_{р(кв)} + k_{н,м}P_c)^2 + (P_{р(кв)}tg\varphi_{кв} + k_{н,м}P_ctg\varphi_c)^2},$$

где $tg\varphi_{кв}$ - средневзвешенный коэффициент мощности квартир [1]; $tg\varphi_c$ - номинальный коэффициент мощности силовых электроприемников.

Расчетная нагрузка на вводе в здание при наличии в жилом доме встроенного коммунального предприятия или учреждения

$$P_{р(зд)} = P_{р(ж,зд)} + k_{у,м(зд)}P_{р(пр)}, \quad (4)$$

где $P_{р(пр)}$ - расчетная нагрузка предприятия, кВт; $k_{у,м(зд)}$ - коэффициент участия в максимуме нагрузки встроенного предприятия по отношению к нагрузке жилого дома.

Расчетные нагрузки на вводе в общественные здания или встроенные в жилые дома предприятия определяются по укрупненным удельным нагрузкам по выражению

$$P_{р(общ)} = P_{р(пр)} = P_{уд,пр}M, \quad (5)$$

где $P_{уд,пр}$ - удельная расчетная нагрузка единицы количественного показателя (рабочее место, посадочное место, площадь торгового зала, m^2 , и т.п.); M - количественный показатель, характеризующий пропускную способность предприятия, объем производства и т. д.

Полная нагрузка на вводе в общественное здание, кВА, определяется с учетом средневзвешенных коэффициентов мощности для потребителей данного предприятия.

Расчетные нагрузки линий до 1000 В и ТП, питающих группы жилых и общественных зданий определяются суммированием расчетных нагрузок домов

$$P_{р(л,тп)} = P_{р(нб)} + \sum_{j=1}^{m-1} k_{у,м(j)}P_{зд(j)}, \quad (6)$$

где $P_{p(нб)}$ - наибольшая расчетная нагрузка одного из общественных зданий или суммарная нагрузка жилых зданий с одинаковым типом кухонных плит, питаемых по данной линии или от ТП, определяется по суммарному количеству квартир и лифтовых установок, питаемых по линии или от ТП, по формулам (1), (2), кВт; $P_{зд(j)}$ - расчетные нагрузки других (j) зданий, питаемых линией или от ТП, кВт; $k_{y,m(j)}$ - коэффициенты участия в максимуме нагрузок потребителей относительно наибольшей нагрузки.

Для иллюстрации методики (1)-(6) найдем нагрузки на шинах 0,4 кВ городских ТП в микрорайоне №5.

В качестве примера найдем нагрузку на вводе в дом №11 по улице Трнавской (табл.1). На первом этаже дома расположен продовольственный магазин с площадью торгового зала $M=150 \text{ м}^2$. Со второго по девятый этаж занимают жилые квартиры, общее количество которых составляет $n_{кв}=32$. Дом оборудован газовыми плитами на природном газе. Из силовых приемников в доме имеется лифт общей установленной мощностью 4 кВт.

По данным [4,5], для девятиэтажных домов на газе удельная мощность квартиры при числе квартир до 40 составляет $P_{кв,уд}=0,8 \text{ кВт}$ при коэффициенте мощности $\cos \varphi_{кв}=0,96$

$$P_{p(кв)} = P_{кв,уд} n_{кв} = 0,8 \times 32 = 25,6 \text{ кВт};$$

$$Q_{p(кв)} = P_{p(кв)} \operatorname{tg} \varphi_{кв} = 25,6 \times 0,29 = 7,4 \text{ квар.}$$

Коэффициент спроса лифтовых установок при наличии лишь одного лифта принимаем равным единице при коэффициенте мощности $\cos \varphi_{л}=0,6$. Тогда расчетная мощность лифтов равна

$$P_{p(л)} = k_{с(л)} \sum_{i=1}^{n_{л}} P_{л(i)} = 1,0 \times 4 = 4 \text{ кВт};$$

$$Q_{p(л)} = P_{p(л)} \operatorname{tg} \varphi_{л} = 4 \times 1,33 = 5,3 \text{ квар.}$$

Расчетная нагрузка на вводе жилого здания при коэффициенте несовпадения максимумов нагрузок квартир и силовых приемников 0,9 равна

$$P_{p(ж,зд)} = 25,6 + 0,9 \times 4 = 29,2 \text{ кВт};$$

$$Q_{p(ж,зд)} = 7,4 + 5,3 = 12,7 \text{ квар.}$$

По данным [3,4], удельную нагрузку продовольственного магазина без кондиционирования воздуха принимаем равной $0,11 \text{ кВт/м}^2$ при коэффициенте мощности $\cos\varphi=0,82$. Расчетная нагрузка магазина

$$P_{p(пр)}=0,11 \times 150=16,5 \text{ кВт};$$

$$Q_{p(пр)} = P_{p(пр)} \operatorname{tg}\varphi_{пр}=16,5 \times 0,7=11,6 \text{ квар.}$$

Расчетная нагрузка на вводе в здание с учетом нагрузки магазина при коэффициенте участия в максимуме для полуторасменного режима работы магазина $k_{у,м(зд)}=0,8$ равна

$$P_{p(зд)}=29,2+16,5 \times 0,8=42,4 \text{ кВт};$$

$$Q_{p(зд)}=12,7+11,6=24,3 \text{ квар.}$$

Расчет нагрузки жилых домов на шинах $0,4 \text{ кВ}$ ТП по микрорайону №5 показан в табл.2. Расчет нагрузок учреждений культурно-бытового назначения приведен в табл.3. Суммарные расчетные нагрузки с учетом коэффициентов участия в максимуме основного потребителя - в табл.4.

Для расчета нагрузок по приведенной методике (1)-(6) необходимо иметь подробные исходные данные по всем потребителям электроэнергии (табл.1) и выполнять достаточно большой объем вычислений. Сами вычисления плохо поддаются автоматизации на ЭВМ, так как основная часть времени тратится на ручной ввод исходных данных. В силу перечисленных недостатков указанная методика расчета нагрузок городских потребителей электроэнергии применяется при выполнении расчетов по проектированию линий $0,4 \text{ кВ}$ в микрорайонах и к отдельным домам, либо для проверки предварительно выбранного высоковольтного оборудования на завершающих стадиях проектирования.

На предварительных стадиях расчета нагрузки жилых домов микрорайонов, приведенные к шинам РУ $0,38 \text{ кВ}$ ТП, допустимо определять упрощенным методом [1], по формулам

$$P_{р.жд} = (p_{уд.жд} + p_{уд.общ})G \times 10^{-3}, \quad (7)$$

$$Q_{р.жд} = P_{р.жд} \operatorname{tg}\varphi_c, \quad (8)$$

где, $p_{уд.жд}$, $p_{уд.общ}$ - удельные нагрузки жилых домов и учреждений культурно-бытового назначения соответственно, Вт/м^2 ; G - суммарная жилая площадь квартир в микрорайоне, м^2 ; $\operatorname{tg}\varphi_c$ - коэффициент, учитывающий

Таблица 2

Расчет нагрузок жилых домов по микрорайону №5 на шинах 0,4 кВ городских ТП

Микрорайон №5		Плита	Число эта- жей	Число квар- тир	Удель. мощн. кварт., кВт/кв	cosφ	$P_{кв}$, кВт	$Q_{кв}$, квар	Лифты						$P_{р(ж,зд)}$, кВт	$Q_{р(ж,зд)}$, квар
№ дом	Название улиц								n	$P_{л}$, кВт	k_c	cosφ	P_c , кВт	Q_c , квар		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
11	Трнавская	Газ	8	32	0,8	0,96	25,6	7,5	1	4	1	0,6	4	5,3	29,2	12,8
	Итого: Итого:	Газ Электр.		2804 120	0,32 0,58	0,96 0,98	897,28 69,6	261,7 14,1	40 2	159 15	0,35 0,8	0,6 0,6	55,65 12	74,2 16,0	947,4 80,4	335,9 30,1

Таблица 3

Расчет нагрузок учреждений культурно-бытового назначения по микрорайону №5

Микрорайон №5		$P_{р(ж,зд)}$, кВт	$Q_{р(ж,зд)}$, квар	Встроенное предприятие	M (произ- водитель ность)	Ед. изм.	$P_{у,п}$, кВт	cosφ	$P_{п}$, кВт	$Q_{п}$, квар	$k_{у,м}$	$P_{р(зд)}$, кВт	$Q_{р(зд)}$, квар	$S_{р(зд)}$, кВА
№ дом	Название улиц													
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
6а	Победы	29,2	12,8	Банк	2682	м ²	0,045	0,87	120,7	68,4	1	120,7	68,4	138,7
7а	Трнавская			Дет.сад№42	330	мест	0,4	0,97	132	33,1	1	132	33,1	136,1
14	Пр.героев			Дет.сад№45	330	мест	0,4	0,97	132	33,1	1	132	33,1	136,1
14	Победы			Дет.сад№5	450	мест	0,1	0,95	45	14,8	1	45	14,8	47,4
11	Трнавская			Продмаг	150	м ²	0,11	0,82	16,5	11,5	0,8	42,4	24,3	48,9
51	Н.Леонова			Продмаг.	348	м ²	0,14	0,8	48,7	36,5	1	48,7	36,5	60,9
9	Трнавская			Ресторан	120	мест	0,7	0,85	84	52,1	1	84	52,1	98,8
16	Пр.героев			Ср.шк.№16	640	уч.	0,14	0,95	89,6	29,5	1	89,6	29,5	94,3

Таблица 4

Суммирование расчетных нагрузок с учетом коэффициентов участия в максимуме основного потребителя
по микрорайону №5

Микрорайон №5		Плита	$P_{p(ж,зд)}$	$Q_{p(ж,зд)}$	Встроенное	$P_{пр}$	$Q_{пр}$	$k_{у,м}$	P_p	Q_p	S_p	
№ дом	Название улиц		кВт	квар	предприятие	кВт	квар		кВт	Квар	кВА	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
6а	Победы	Электр	29,2	12,8	Банк	120,7	68,4	0,4	48,3	68,4		
7а	Трнавская				Дет.сад№42	132	33,1	0,4	52,8	33,1		
14	Пр.героев				Дет.сад№45	132	33,1	0,4	52,8	33,1		
14	Победы				Газ	Дет.сад№5	45	14,8	0,4	18,0		14,8
11	Трнавская				Газ	Продмаг	16,5	11,5	0,8	42,4		24,3
51	Н.Леонова				Электр	Продмаг.	48,7	36,5	0,5	24,4		36,5
9	Трнавская					Ресторан	84	52,1	0,7	58,8		52,1
16	Пр.героев					Электр	Ср.шк.№16	89,6	29,5	0,3		26,9
Итого: предприятия									324,3	291,7		
Итого: жил. дома с электроплитами			80,4	30,1				0,9	72,36	30,1		
Итого: жил. дома с газом			947,4	335,9				1	947,4	335,9		
Расчетная нагрузка микрорайона									1344,1	657,7	1496,4	

реактивную нагрузку квартир, общедомовых электроприемников и учреждений культурно-бытового назначения.

Удельные нагрузки жилых зданий $P_{уд.ж.д}$ и коэффициенты мощности $\cos\varphi_c$ принимаются по данным [1] в зависимости от этажности зданий и типа плит для приготовления пищи. Удельные нагрузки учреждений культурно-бытового назначения принимают укрупненно, в зависимости от типа плит: $P_{уд.общ}=2,3 \text{ Вт/м}^2$ - с плитами на твердом или газообразном топливе, $P_{уд.общ}=2,6 \text{ Вт/м}^2$ - с электроплитами.

Пример расчета нагрузок жилых и общественных зданий микрорайонов приведен в табл.5. В табл.5 не включен микрорайон №5, нагрузка которого определена ранее (табл.4) по формулам (1)-(6).

Удельные нагрузки на квадратный метр жилой площади $P_{уд.ж.д}$ учитывают нагрузки насосов систем отопления, горячего водоснабжения и подкачки воды, лифтов и наружного освещения территории микрорайонов: дворов, проездов между домами, подъездов к зданиям и т.п. Дополнительная нагрузка общественных зданий микрорайона $P_{уд.общ}$ учитывает предприятия торговли и общественного питания, детские ясли-сады, школы, аптеки, раздаточные пункты молочных кухонь, приемные и ремонтные пункты, жилищно-эксплуатационные конторы и другие учреждения, необходимые для повседневного обслуживания населения, согласно СНиП по планировке и застройке городских и сельских поселений.

Таблица 5

Определение расчетных нагрузок жилых и общественных зданий
на шинах 0,38 кВ ТП по микрорайонам

N мкр	Плита	Число этажей	Площадь, м ²	$P_{ж.д.уд}$, Вт/м ²	$P_{уд.общ.}$, Вт/м ²	$\cos\varphi$	P_p , кВт	Q_p , квар	S_p , кВА
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5а	Газ	9	18540,0	12,0	2,3	0,92	265,1	112,9	
	Газ	10	2708,0	12,0	2,3	0,92	38,7	16,5	
	Электр.	14	5516,0	21,5	2,6	0,96	132,9	38,8	
	Итого:		26764,0				436,8	168,2	
6	Газ	5	33470,0	9,3	2,3	0,96	388,3	113,2	
	Газ	9	33373,8	12,0	2,3	0,92	477,2	203,3	
	Газ	10	9202,0	12,0	2,3	0,92	131,6	56,1	
	Элект.	12	4548,0	21,5	2,6	0,96	109,6	32,0	
	Итого:		80593,8				1106,7	404,6	1178,3
7	Газ	5	30260,0	9,3	2,3	0,96	351,0	102,4	
	Газ	9	51678,0	12,0	2,3	0,92	739,0	314,8	
	Элект.	12	9264,0	21,5	2,6	0,96	223,3	65,1	
	Итого:		91202,0				1313,3	482,3	1399,0
8	Газ	5	19300,0	9,3	2,3	0,96	223,9	65,3	
	Газ	9	53910,0	12,0	2,3	0,92	770,9	328,4	

Продолжение табл.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	Элект. Итого:	14	8274,0 81484,0	21,5	2,6	0,96	199,4 1194,2	58,2 451,9	1276,8
8а	Газ Итого:	9	560091,6 560091,6	12,0	2,3	0,92	1288,2 10642,2	548,8 4533,6	
9	Газ Элект. Итого:	9 14	78921,0 27580,0 106501,0	12,0 21,5	2,3 2,6	0,92 0,96	1128,6 664,7 1793,2	480,8 193,9 674,6	1916,0
10	Газ Газ Итого:	5 9	11010,0 108531,0 119541,0	9,3 12,0	2,3 2,3	0,96 0,92	127,7 1552,0 1679,7	37,3 661,1 698,4	1819,1

В удельные нагрузки $p_{\text{уд.ж.д}}$ и $p_{\text{уд.общ}}$ не входят нагрузки общественных зданий районного и городского значения, освещения магистральных улиц и площадей. Для этих предприятий нагрузки следует определять отдельно, по формуле (5), и суммировать с нагрузками микрорайонов с учетом коэффициентов участия в максимуме нагрузки жилых зданий (6).

Нагрузка освещения определяется по удельным нагрузкам в зависимости от категории улицы (площади) и протяженности ее трассы. Численные значения удельных нагрузок освещения магистральных улиц и площадей приведены в [5].

В примере расчета к числу потребителей районного значения относятся: кинотеатр “Мир” (на 1120 мест), гостиница “Чайка” (на 690 мест) в микрорайоне №5а; здание городской администрации, профилакторий (на 300 мест) и станция скорой помощи (320 выездов в смену) в микрорайоне №8а; учебные корпуса филиала университета общей площадью 8400 м² (из них 26% лабораторных помещений) в микрорайоне №9.

Расчет нагрузок указанных потребителей, освещения магистральных улиц и их суммирование с нагрузками жилых и общественных зданий на шинах 0,4 кВ ТП по микрорайонам приведен в табл.6.

2.2. Выбор трансформаторов городских ТП

Согласно Руководящим указаниям [1] в районах новой застройки высшее напряжение трансформаторов городских ТП и распределительных линий принимается равным 10 кВ.

Число трансформаторов на ТП, схемы сетей 10 и 0,4 кВ [9] определяются необходимой надежностью системы электроснабжения, составом и категорией бесперебойности электроснабжения потребителей.

В рассматриваемом примере преобладают здания до 9-12 этажей и потребители электроэнергии II и III категории по бесперебойности электроснабжения. Плотность нагрузки не превосходит 10 МВА/кв.км.

Таблица 6

Сводная таблица расчета нагрузок на шинах 0,4 кВ ТП по микрорайонам с учетом предприятий
общегородского значения

Микро- рай он	№ п/п	Потребитель	M (производи- тельность)	Ед. изм.	$P_{у.п.},$ кВт	$\cos\varphi$	$P_{р(зд)},$ кВт	$Q_{р(зд)},$ квар	$k_{у,м}$	$P_p,$ кВт	$Q_p,$ квар	$S_p,$ кВА
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
5а	1	Жилые дома с газ.плитами					303,8	129,4	1	303,8	129,4	
5а	2	Жилые дома с электроплитами					132,9	38,8	0,9	119,6	38,8	
5а	3	К/театр "Мир"	1120	мест	0,1	0,95	112	36,8	0,9	100,8	36,8	
5а	4	Гостиница "Чайка"	630	мест	0,3	0,9	189	91,5	0,7	132,3	91,5	
5а		Ресторан "Чайка"	120	мест	0,7	0,85	84	52,1	0,7	58,8	52,1	
5а	5	Освещение улиц: Н.Леонова	0,135	км	10	0,57	1,35	1,9	0,9	1,2	1,9	
		30 лет Победы	0,645	км	10	0,57	6,45	9,3	0,9	5,8	9,3	
5а Всего										722,3	359,9	807,0
5	1	Жилые дома с газ.плитами					947,4	335,9	1	947,4	335,9	
5	2	Жилые дома с электроплитами					80,4	30,1	0,9	72,4	30,1	
5	3	Коммунальные п/я микрорайонного знач					324,3	291,7	1	324,3	291,7	
5	4	Освещение улиц: Н.Леонова	0,15	км	8,5	0,57	1,3	1,8	0,9	1,1	1,8	
		Просп.Героев	0,57	км	30	0,57	17,1	24,6	0,9	15,4	24,6	
5 Всего										1360,6	684,2	1523,0
6	1	Жилые дома с газ.плитами					997,08	372,60	1	997,1	372,60	

Продолжение табл.6

[illegible]

Продолжение табл.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
		Трнавская	0,6	км	8,5	0,57	5,1	7,4	0,9	4,59	7,4	
		Просп.Героев	0,565	км	30	0,57	16,95	24,4	0,9	15,3	24,4	
		Просп.Энергет	0,55	км	50	0,57	27,5	39,6	0,9	24,8	39,6	
8 Всего										1218,9	523,3	1326,5
9	1	Жилые дома с газ.плитами					1128,6	480,8	1	1128,6	480,8	
9	2	Жилые дома с электроплитами					664,7	193,9	0,9	598,2	193,9	
9	3	Филиал унив-та: учебные помещен.	6216	м ²	0,03	0,92	186,5	79,4	0,5	93,2	79,4	
		лаборатории	2184	м ²	0,05	0,85	109,2	67,7	0,5	54,6	67,7	
9	4	Освещение улиц:										
		Трнавская	0,47	км	8,5	0,57	4,0	5,8	0,9	3,6	5,8	
		Дружбы	0,74	км	7	0,57	5,18	7,5	0,9	4,7	7,5	
		Заречная	0,595	км	7	0,57	4,2	6,0	0,9	3,7	6,0	
		Степная	0,325	км	7	0,57	2,3	3,3	0,9	2,0	3,3	
9 Всего										1888,7	844,3	2068,8
10	1	Жилые дома с газ.плитами					1679,7	698,4	1	1679,7	698,4	
10	3	Освещение улиц:										
		30 лет Победы	0,65	км	10	0,57	6,5	9,4	0,9	5,85	9,4	
		Степная	0,8	км	7	0,57	5,6	8,1	0,9	5,04	8,1	
		Просп.Героев	0,65	км	7	0,57	4,55	6,6	0,9	4,1	6,6	
		Дружбы	0,55	км	7	0,57	3,85	5,5	0,9	3,5	5,5	
		Сар.шоссе	1,65	км	10	0,57	16,5	23,8	0,9	14,9	23,8	
10 Всего										1713,0	751,7	1870,7
Общий итог										10560,7	4703,2	11560,7

Для такой застройки в [1] рекомендуется применение неавтоматизированных петлевых схем как в сетях 10 кВ, так и в сетях 380 В с однотрансформаторными ТП и питанием линий 380 В от разных ТП. Автоматическое резервирование отдельных потребителей I категории осуществляется по кабельным линиям 0,4 кВ. Неавтоматическое резервирование потребителей зданий выше 6 этажей согласно указаниям [1] осуществляют от смежных ТП по кабельным линиям 0,4 кВ. При повреждениях линий 10 кВ электроснабжение потребителей прерывается на время определения места повреждения и оперативных переключений. При повреждении трансформатора перерыв электроснабжения допускается на время замены трансформатора или переключения питания потребителей на смежные ТП.

При заданной мощности трансформаторов ТП их число определяется, исходя из допустимой загрузки в нормальных и послеаварийных режимах. Для определения потребной резервируемой трансформаторной мощности в табл.6 выполнен расчет процентного состава потребителей. Отдельно выделены здания до и выше 6 этажей, а также потребители I категории. Коэффициент необходимого резерва трансформаторной мощности k_{I-II} определяется как отношение суммарной расчетной нагрузки жилых домов свыше 6 этажей и потребителей I категории (столбцы 5,7 табл.7) к расчетной нагрузке микрорайона (столбец 3 табл.7).

Таблица 7

Расчет необходимого резерва трансформаторной мощности городских ТП

№ микро- района		Всего	Состав потребителей					Необхо- димый резерв k_{I-II}
			Жилые дома		Жилищно- коммунальные предприятия		Освеще- ние улиц	
			До 6 эт.	Свыше 6 эт.				
			Всего	И катег.				
1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	S_p , кВА %	1523,0 100%	470,0 33%	615,0 42%	436,2 24%	83,7 4%	31,2 1%	687,1 45%
5а	S_p , кВА %	807,0 100%	0%	455,6 59%	343,2 40%	107,3 14%	13,3 0%	562,9 73%
6	S_p , кВА %	1182,5 100%	324,2 28%	647,5 54%	197,5 17%	0%	18,3 0%	647,5 54%
7	S_p , кВА %	1390,0 100%	293,1 22%	861,9 62%	224,1 16%	0%	14,9 0%	861,9 62%
8	S_p , кВА %	1326,5 100%	187,0 15%	870,9 66%	201,0 15%	0%	84,2 4%	870,9 66%
8а	S_p , кВА %	1400,1 100%	0%	963,0 71%	431,5 29%	175,3 10%	12,2 0%	1129,2 81%
9	S_p , кВА %	2068,8 100%	0%	1589,0 78%	264,9 13%	208,6 8%	26,5 0%	1782,0 86%

Продолжение табл.7

1	2	3	4	5	6	7	8	9
10	S_p , кВА %	1870,7 100%	106,7 6%	1415,6 76%	297,5 16%		62,9 2%	1415,6 76%

Ориентировочные значения экономически целесообразной установленной мощности ТП 10/0,4 кВ $S_{э,ТП}$ и количества отходящих от ТП линий 380 В $M_э$ определялись по формулам [5]

$$\begin{aligned} S_{э,ТП} &= 1,45 \sqrt[3]{\sigma^2}, \\ M_э &= 1,65 \cdot 10^{-2} \sqrt[3]{\sigma^2}, \end{aligned} \quad (9)$$

где $\sigma = S_p / F_{мкр}$ - удельная плотность нагрузки микрорайона, кВА/кв.км;
 S_p - полная расчетная мощность потребителей микрорайона, кВА; $F_{мкр}$ - площадь территории микрорайона по генеральному плану застройки, кв.км.

Расчет $S_{э,ТП}$ и $M_э$ приведен в табл.8.

По условию нормального режима работы число трансформаторов городских ТП должно быть не менее

$$N = \frac{S_p}{k_3 S_{HT}}, \quad (10)$$

где S_p - расчетная нагрузка микрорайона, кВА; S_{HT} - принятая номинальная мощность трансформаторов в микрорайоне, кВА; $k_3=0,8$ - их коэффициент загрузки в нормальном режиме работы.

Для микрорайона №5 получим $N=1523/0,8/630=3,022 \approx 3$.

При отключении одного из трансформаторов коэффициент загрузки оставшихся в работе трансформаторов городских ТП в силу резко неравномерного графика нагрузок не должен превосходить 1,6 [1] и при замкнутой сети 380 В определяется соотношением

$$k_{3,a} = \frac{S_p}{N S_{HT}} \cdot \frac{N - 1 + k_{I-II}}{N - 1}, \quad (11)$$

где k_{I-II} - коэффициент резерва трансформаторной мощности (табл.7).

Для микрорайона №5 получим $k_{3,a}=(1523/3/630)(3-1+0,73)/(3-1)=1,098 < 1,6$. Результаты расчета по остальным микрорайонам сведены в табл. 8.

Таблица 8

Выбор числа и мощности трансформаторов городских ТП
и числа отходящих линий 380 В

Микро- район	P_p , кВт	Q_p , квар	S_p , кВА	Пло- щадь, кв.км	Плотность нагрузки, кВА/км	Экономически целесообразные		k_{I-II}	S_{HT} , кВА	Число тр-ров N		Коэффициент загрузки	
						$S_{э, TP}$, кВА	$M_э$			Расчет	Приня- то	Норм. k_3	Авар. $k_{3,a}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
5а	722,3	359,9	807,0	0,0923	8748,00	615,61	7,01	45%	630	1,601	2	0,640	0,931
5	1360,6	684,2	1523,0	0,2388	6378,56	498,71	5,67	73%	630	3,022	3	0,806	1,098
6	1105,4	420,1	1182,5	0,2179	5427,59	447,82	5,10	54%	400	3,695	4	0,739	0,873
7	1298,9	494,9	1390,0	0,2231	6229,58	490,92	5,59	62%	400	4,344	4	0,869	1,047
8а	1253,0	624,8	1400,1	0,1925	7273,27	544,32	6,19	66%	630	2,778	3	0,741	0,986
8	1218,9	523,3	1326,5	0,2106	6297,70	494,49	5,63	81%	400	4,145	4	0,829	1,053
9	1888,7	844,3	2068,8	0,2284	9058,71	630,10	7,17	86%	630	4,105	4	0,821	1,057
10	1713,0	751,7	1870,7	0,4094	4569,92	399,31	4,54	76%	400	5,846	6	0,779	0,898

Если в сети напряжением 380 В предусматриваются продолжительные периоды работы как в замкнутом так и в разомкнутом режимах, то коэффициент загрузки трансформаторов городских однострансформаторных ТП в послеаварийном режиме определяется как для двухтрансформаторных ТП с АВР, исходя из взаимного резервирования трансформаторов соседних ТП,

$$k_{3,a} = \frac{S_p}{NS_{HT}} \cdot (1 + k_{I-II}).$$

В случаях, когда в процессе эксплуатации в послеаварийном режиме не предусматривается отключение потребителей III категории, коэффициент резерва трансформаторной мощности следует принимать равным $k_{I-II}=1,0$.

2.3. Определение расчетных нагрузок тяговых подстанций городского электрифицированного транспорта

Расчет нагрузки от электрифицированного транспорта определялся на основе линейной плотности тока в контактных проводах [4] по формулам

$$I_{TC} = 1,15 jLN, \quad (12)$$

где I_{TC} - рабочий ток тяговой сети, А; j - линейная плотность тока, принимаемая для троллейбусов 10 А/км, для трамваев - 8,4 А/км; L - протяженность участка трассы движения подвижного состава, км; N - интенсивность движения подвижного состава (число троллейбусов или трамваев в час).

Нагрузка тяговой сети по постоянному току

$$P_{TC} = U_{TC} I_{TC}, \quad (13)$$

где $U_{TC}=0,6$ кВ - напряжение контактной сети.

Нагрузка тяговой подстанции, приведенная к шинам вентиляных обмоток,

$$P_{пс} = 1,3P_{TC} / 0,8, \quad (14)$$

где 1,3 - коэффициент максимума; 0,8 - коэффициент, учитывающий перегрузку подвижного состава.

Таблица 9

Расчет нагрузок тяговых подстанций троллейбусов

№ п/п	Наименование улиц	Протя- жен- ность, L , км	Интен- сив- ность, N , 1/час	Раб. ток, A	Нагр. тягов. сети, кВт	Нагрузка тяговых ТП			
						$P_{\text{ПС}}$, кВт	$\cos\varphi$	$Q_{\text{ПС}}$, квар	$S_{\text{ПС}}$, кВА
1	Саратов.шоссе	0,555	33,33	212,8	127,7	207,4	0,92	88,4	225,5
2	Трнавская	0,1883	33,33	72,2	43,3	70,4	0,92	30,0	76,5
3	Саратов.шоссе	0,775	16,67	148,5	89,1	144,8	0,92	61,7	157,4
4	Просп.Героев	1,25	16,67	239,6	143,8	233,6	0,92	99,5	253,9
5	Трнавская	0,625	16,67	119,8	71,9	116,8	0,92	49,8	127,0
6	30 лет Победы	1,225	16,67	234,8	140,9	228,9	0,92	97,5	248,8
Итого:						1002,0		426,8	1089,1

В примере в качестве городского электрифицированного транспорта в проектируемом районе используется троллейбус с децентрализованной схемой питания контактной сети. Протяженность трасс (определяется по генплану застройки района), интенсивность движения троллейбусов и результаты расчета приведены в табл.9.

2.4. Определение расчетных нагрузок промышленных потребителей

На завершающих стадиях проектирования расчет нагрузок промышленных предприятий должен выполняться шестиуровневым методом [6,7,8], основанным на расчете нагрузки по средней мощности и коэффициенту максимума.

Силовые пункты мини-предприятий (с нагрузкой до 750 кВА) подключаются отдельными кабельными вводами непосредственно к шинам 380 В городских ТП. Для них должна быть найдена расчетная нагрузка второго уровня.

Малые предприятия (с нагрузкой до 7,5 МВА) получают питание от собственных комплектных ТП напряжением 10/0,4 кВ, расположенных непосредственно в цехах (цеховые КТП). При преобладании потребителей II, III категорий по бесперебойности электроснабжения КТП могут выполняться однотрансформаторными с выключателями со стороны ВН. Их питание осуществляется по кольцевым схемам от шин 10 кВ проектируемой районной подстанции. На предприятиях с преобладанием потребителей I и II категории КТП выполняют двухтрансформаторными. Их питание осуществляют по радиальным двухцепным линиям, либо по схемам двойных сквозных магистралей через главное распределительное устройство (ГРУ)

10 кВ предприятия. Внешнее электроснабжение ГРУ осуществляется от шин 10 кВ проектируемой РТП двумя независимыми кабельными вводами. Нагрузку малых предприятий следует определять как нагрузку четвертого уровня электроснабжения.

Для электроснабжения средних (до 75-150 МВА) и крупных (свыше 150 МВА) промышленных предприятий предусматривается строительство одной или нескольких главных понизительных подстанций (ГПП) напряжением 110 кВ и выше. Для них разрабатываются самостоятельные проекты электроснабжения [8].

Для выполнения расчетов нагрузок шестиступенчатым методом можно воспользоваться программой MUD.BAS для персональных ЭВМ, разработанной на кафедре ЭПП.

На предварительных стадиях проектирования силовую нагрузку промышленных предприятий допустимо определять методом коэффициента спроса [7]

$$P_p = k_c \sum P_{ni} , \quad Q_p = P_p \operatorname{tg} \varphi , \quad (15)$$

где $\sum P_{ni}$ - суммарная установленная мощность предприятия, кВт; k_c - коэффициент спроса [5]; $\operatorname{tg} \varphi$ - средневзвешенный коэффициент мощности [5] предприятия в месте подключения к энергосистеме.

Осветительная нагрузка цехов промпредприятий определяется по удельной мощности освещения [8]

$$P_{po} = P_{но} k_c , \quad P_{но} = p_{уд.о} F \times 10^{-3} , \quad (16)$$

где P_{po} - расчетная нагрузка освещения; $P_{но}$ - установленная мощность освещения, кВт; k_c - коэффициент спроса осветительных установок; $p_{уд.о} = 14,3$ Вт/м² - удельная нагрузка освещения на квадратный метр площади пола цеха; F - площадь пола цехов предприятия, м².

Промышленным потребителем в микрорайоне №10 является “Фабрика по ремонту и пошиву обуви”. По штатному расписанию на фабрике работает 93 человека а основная масса потребителей относится к II-III категориям по бесперебойности электроснабжения с преобладанием приемников III категории. Питание фабрики предполагаем осуществить от городских электросетей. Результаты расчета нагрузок методом упорядоченных диаграмм приведены в табл.10.

Площадь цехов фабрики составляет $F = 1500$ м². На основании (16) для нагрузки освещения фабрики получим $P_{po} = 14,3 \cdot 1500 \cdot 0,9 / 1000 = 19,3$ кВт. Тогда полная расчетная нагрузка фабрики будет равна

$$S_p = \sqrt{(P_{pc} + P_{po})^2 + Q_{pc}^2} = \sqrt{(36,95 + 19,30)^2 + 25,23^2} = 56,25 \text{ кВА.}$$

Фабрика относится к мини-предприятиям (с мощностью до 750 кВА), ее питание осуществляем двумя кабельными вводами напряжением 0,4 кВ с установкой приемного СП, а за расчетную нагрузку силовых приемников фабрики принимаем нагрузку второго уровня электроснабжения [6], то есть нагрузку тридцатиминутного максимума.

Таблица 10

Исходные данные и результаты расчета нагрузок фабрики
по ремонту и пошиву обуви по программе MUD.BAS

Исходные данные

Общее число групп 13

Число групп с переменным графиком нагрузки N1= 9

Номер группы	Наименование электроприемников	N_{oi}	$P_{HiPB\%,}$ кВт	$P_{Hi100\%,}$ кВт	$N_{oi} \times$ $\times P_{Hi100\%,}$ кВт	k_{ii}	$\cos\varphi$	$tg\varphi$
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Группа А								
1	Швейные машины	12	0.25	0.187	2.245	0.12	0.4	2.291
2	Пресса	2	2.2	1.660	3.322	0.16	0.5	1.732
3	Отделочные станки	2	4.0	2.993	5.987	0.12	0.4	2.291
4	Отделочные станки	2	4.5	3.367	6.735	0.12	0.4	2.291
5	Фрезеровочный стол	2	4.5	3.897	7.794	0.2	0.5	1.732
6	Сверлильные	2	0.5	0.387	0.775	0.12	0.6	1.333
7	Лифт грузовой	1	4.5	2.846	2.846	0.1	0.5	1.732
8	Наждаки	1	3.0	2.381	2.381	0.08	0.4	2.291
9	Наждаки	1	0.4	0.299	0.299	0.12	0.4	2.291
Группа Б								
10	Термостаты	2	1.0	1	2	0.9	0.95	0.328
11	Плитки элер.	10	1.5	1.5	15	0.7	0.95	0.328
12	Вентиляторы	3	7.0	7	21	0.65	0.8	0.75
13	Вентиляторы	12	0.2	0.2	2.4	0.65	0.6	1.333

РЕЗУЛЬТАТЫ

(Значения мощности приведены к ПВ%=100%)

Токоприемники с переменным графиком установленная мощность

Продолжение табл.10

$P_y = 32.38394$ кВт

СРЕДНИЕ НАГРУЗКИ $P_{cp} = 4.49032$ $Q_{cp} = 8.871409$ $S_{cp} = 9.943082$

СРЕДНЕВЗВЕШЕННЫЕ КОЭФФИЦИЕНТЫ:

МОЩНОСТИ $\cos\varphi = 0.4516025$

ИСПОЛЬЗОВАНИЯ $K_i = 0.1386589$

ЭФФЕКТИВНОЕ ЧИСЛО ТОКОПРИЕМНИКОВ $n_{эф} = 11.51526$

КОЭФФИЦИЕНТ МАКСИМУМА

АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ $K_{ма} = 2.101713$

КОЭФФИЦИЕНТ МАКСИМУМА РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ $K_{мр} = 1.0$

РАСЧЕТНЫЕ НАГРУЗКИ 30-МИНУТНОГО МАКСИМУМА

$P_p = 9.437362$ $Q_p = 8.871409$ $S_p = 12.95244$

ТОКОПРИЕМНИКИ С ПОСТОЯННЫМ ГРАФИКОМ НАГРУЗКИ

УСТАНОВЛЕННАЯ МОЩНОСТЬ $P_{yc} = 40.4$

СРЕДНИЕ НАГРУЗКИ $P_{cp} = 27.51$ $Q_{cp} = 16.36031$ $S_{cp} = 32.00719$

СРЕДНЕВЗВЕШЕННЫЕ КОЭФФИЦИЕНТЫ:

МОЩНОСТИ $\cos\varphi = 0.4516025$

ИСПОЛЬЗОВАНИЯ $K_i = 0.6809406$

РАСЧЕТНЫЕ НАГРУЗКИ 30-МИНУТНОГО МАКСИМУМА

$P_p = 27.51$ $Q_p = 16.36031$ $S_p = 32.00719$

ВСЕГО ПО ОБЕИМ ГРУППАМ ТОКОПРИЕМНИКОВ

УСТАНОВЛЕННАЯ МОЩНОСТЬ $P_y = 72.78395$

СРЕДНИЕ НАГРУЗКИ $P_{cp} = 32.00032$ $Q_{cp} = 25.23172$ $S_{cp} = 40.7512$

СРЕДНЕВЗВЕШЕННЫЕ КОЭФФИЦИЕНТЫ:

МОЩНОСТИ $\cos\varphi = 0.7852609$

ИСПОЛЬЗОВАНИЯ $K_i = 0.4396618$

РАСЧЕТНЫЕ НАГРУЗКИ 30-МИНУТНОГО МАКСИМУМА

$P_p = 36.94736$ $Q_p = 25.23172$ $S_p = 44.74089$

2.5. Суммирование нагрузок и определение места расположения центра питания

Расчетные нагрузки на шинах 10 кВ проектируемого центра питания определяются суммированием нагрузок микрорайонов, тяговых подстанций и промышленных потребителей с учетом коэффициента совмещения максимумов нагрузок [1,4,5]

$$P_p = k_{\text{совм}} \sum_{\forall i} P_{p,i} , \quad (17)$$

где $k_{\text{совм}}$ - коэффициент совмещения максимумов нагрузок i -тых потребителей в суммарном суточном графике нагрузки центра питания;

$\sum P_{p,i}$ - сумма расчетных нагрузок i -тых потребителей, получающих питание от шин 10 кВ центра питания.

Коэффициент совмещения $k_{\text{совм}}$ определяется в зависимости от суммарного числа городских ТП 10/0.4 кВ и доли промышленной нагрузки в общем электропотреблении [1,9].

Реактивная мощность определяется, исходя из нормируемого [1,9] коэффициента мощности

$$Q_p = P_p \operatorname{tg} \varphi_{\vartheta} , \quad (18)$$

где $\operatorname{tg} \varphi_{\vartheta}$ - соответствует нормируемому коэффициенту мощности; $\cos \varphi_{\vartheta} = 0,92$ - на шинах 10 кВ центров питания [1].

Исходя из баланса реактивной мощности, необходимая мощность компенсирующих устройств на шинах 10 кВ центра питания равна

$$Q_k = \sum_{\forall i} Q_{p,i} - Q_p , \quad (19)$$

где $Q_{p,i}$ - расчетная реактивная нагрузка i -го потребителя.

Расчеты сведены в табл.11.

Центр электрических нагрузок проектируемого района определяется по формулам

$$x_{\text{ц}} = \frac{\sum P_{p,i} x_i}{\sum P_{p,i}} , \quad y_{\text{ц}} = \frac{\sum P_{p,i} y_i}{\sum P_{p,i}} , \quad (20)$$

где $x_{\text{ц}}$, $y_{\text{ц}}$ - координаты центра электрических нагрузок; $P_{p,i}$ - расчетная нагрузки i -го потребителя; x_i , y_i - координаты центра нагрузок i -го потребителя.

Координаты x_i , y_i определяются как центр тяжести плоской геометрической фигуры по конфигурации i -го потребителя на генплане района.

Радиус окружности, изображающей на картограмме суммарную мощность потребителя, вычисляется из пропорции $\pi r_i^2 m = P_{pi}$

$$r_i = \sqrt{\frac{P_{pi}}{\pi t}}, \quad (21)$$

где P_{pi} - расчетная мощность i -того потребителя, кВт; t - масштаб изображения мощности на картограмме, кВт/мм².

Таблица 11

Расчет нагрузок на шинах 10 кВ
и вычисление координат центра питания

Потребитель	P_{pi} , кВт	Q_{pi} , квар	x_i , км	y_i , км	$P_{pi}x_i$, кВт*км	$P_{pi}y_i$, кВт*км	r_i , мм
1	2	3	7	8	9	10	11
Микрорайон №5а	722,3	359,9	1,075	1,465	776,5	1058,2	34
Микрорайон №5	1360,6	684,2	1,500	1,290	2040,9	1755,2	47
Микрорайон №6	1105,4	420,1	1,925	0,970	2127,9	1072,2	42
Микрорайон №7	1298,9	494,9	2,340	0,620	3039,3	805,3	46
Микрорайон №8а	1253,0	624,8	0,695	1,200	870,8	1503,6	45
Микрорайон №8	1218,9	523,3	1,120	0,790	1365,1	962,9	44
Микрорайон №9	1888,7	844,3	1,685	0,420	3182,4	793,2	55
Микрорайон №10	1713,0	751,7	0,850	0,380	1456,1	650,9	53
Тяговая ТП	1002,0	426,8	0,797	0,584	798,7	585,1	40
Фабрика ремонта и пошива обуви	56,3	23,2	1,010	0,075	56,8	4,2	10
Сторонние потребители	2359,5	1215,2					
ИТОГО:	13978,4	6368,4			15714,6	9190,9	
С учетом $k_{совм}=0,7$ и $\cos \varphi =0,92$	9784,9	4168,3					
Потребная мощность Q_k , квар		2200,1					
Принято 22хКС2-10,5-100-1У3		2200,0					
ВСЕГО:	9784,9	4168,4	1,124	0,658			
Полная мощность S_p , кВА	10635,8						
$\cos \varphi$	0,920						

Масштаб t одинаковый для всех потребителей выбирается произвольно так, чтобы изображение мощностей отдельных потребителей на картограмме было наглядным.

Для рассматриваемого примера расчет координат центра электрических нагрузок приведен в табл. 11. На генплане района (рис.1) центр элек-

трических нагрузок располагается на проспекте Энергетиков в микрорайоне №8 с преимущественной застройкой жилыми домами в 9 этажей, непосредственно вблизи здания городской администрации. Расположение подстанции глубокого ввода 35 или 110 кВ (ЦП) в полученном центре электрических нагрузок, исходя из градостроительных, экологических и санитарно-технических ограничений, не представляется возможным. Наиболее целесообразно сместить расположение ЦП в сторону источника питания, в лесопарковую зону, на угол улиц Саратовское шоссе и 30 лет Победы.

3. Выбор экономически целесообразного варианта питающей сети

Выбор наивыгоднейшего напряжения питающих линий может быть предварительно определен по формуле [5] Ларионова

$$U_{\text{эк}} = \frac{1000}{\sqrt{500/L + 2500/P_p}}, \quad (22)$$

где L - длина линии, км; P_p - передаваемая мощность, МВт.

Подставляя расчетную нагрузку из табл.11, получим

$$U_{\text{эк}} = \frac{1000}{\sqrt{500/4,25 + 2500/9,785}} = 51,77 \text{ кВ.}$$

По найденному значению экономически целесообразного напряжения примем к рассмотрению два варианта электроснабжения района на напряжениях 35 или 110 кВ.

Вариант №1. Напряжение питающих линий 110 кВ.

Схема питающих линий приведена на рис.2. Конструктивно питающие линии целесообразно выполнить двухцепными воздушным ЛЭП на железобетонных промежуточных и стальных анкерных опорах. Предварительный выбор сечения линий производят по экономической плотности тока [3], экономическим токовым интервалам [5], по условию отсутствия короны ($>70 \text{ мм}^2$), по допустимой токовой нагрузке в послеаварийном режиме [3].

По потерям напряжения сети 35 кВ и выше не проверяются, так как на ЦП (РПП) предполагается установка трансформаторов с РПН. Кроме того, провода ВЛ не проверяются по термической стойкости к токам КЗ.

Нагрузка на одну цепь определяется с учетом реактивных потерь в трансформаторах ЦП. Так как трансформаторы ЦП еще не выбраны, потери в них учитываем упрощенно [8]

$$\Delta Q_T = 0,14 \times S_{p10} = 0,14 \times 10635,8 = 1489,0 \text{ квар}, \quad (23)$$

где S_{p10} - расчетная полная мощность на шинах 10 кВ ЦП (табл.11).

С учетом (23) получим расчетный ток на одну цепь

$$I_p = \frac{S_p}{2\sqrt{3}U_{\text{ср}}} = \frac{11302,8}{2\sqrt{3} \times 115} = 28,37 \text{ А,}$$

где $S_p = \sqrt{P_{p10}^2 + (Q_{p10} + \Delta Q_T)^2} = \sqrt{9784,9^2 + (4168,4 + 1489,0)^2} = 11302,8$
 кВА - расчетная мощность на стороне 110 кВ трансформаторов ЦП;
 P_{p10}, Q_{p10} - расчетные нагрузки на шинах 10 кВ ЦП (табл.11).

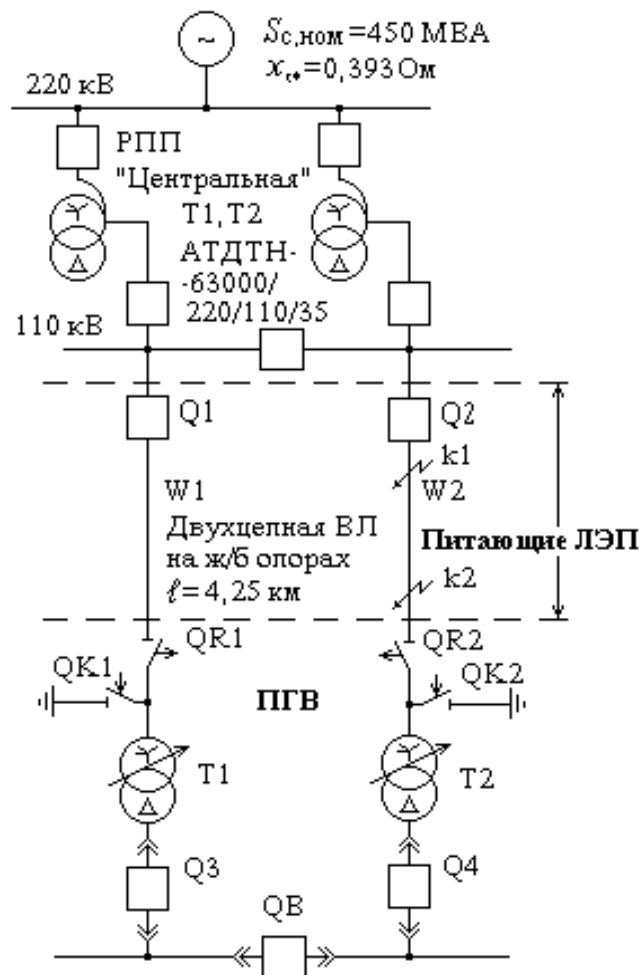


Рис.1. Вариант №1 электроснабжения ЦП на напряжении 110 кВ

По экономической плотности тока сечение питающих линий должно быть равно

$$F_j = \frac{I_p}{j} = \frac{28,37}{1,0} = 28,37 \text{ мм}^2, \quad (24)$$

где $j = 1,0 \text{ А/мм}^2$ - экономическая плотность тока [3] для времени использования максимума нагрузок $T_m = 5764 \text{ час/год}$ [4,9].

Ближайшее стандартное к F_j сечение - 25 мм^2 .

Таблица 12

Результаты технико-экономического обоснования выбора сечений питающих линий 110 кВ

N п/п	Марка Провода	F , мм ²	R_{020} , Ом/км	R , Ом	K_0 , т.р./км	K , млн.р.	$I_{\text{доп}}$, А	k_3	$k_{3,a}$	$\Delta \mathcal{E}$, млн.р. /год	$C_{\text{п}}$, млн.р. /год	C_a , млн.р. /год	$C_{\mathcal{E}} = C_{\text{п}} + C_a$, млн.р. /год	\mathcal{Z} , млн.р. /год	$\Delta \mathcal{Z}$, %	G , кг
1	АС-70/11	70	0,420	1,678	21,400	342,4	265	0,107	0,193	16347,4	10,378	9,587	19,966	132,958	8%	804
2	АС-95/16	95	0,299	1,195	21,000	336,0	330	0,086	0,155	11637,8	7,388	9,408	16,796	127,676	4%	1091
3	АС-120/19	120	0,245	0,979	20,400	326,4	390	0,073	0,131	9536,0	6,054	9,139	15,193	122,905	0%	1379
4	АС-150/24	150	0,194	0,775	22,200	355,2	450	0,063	0,113	7551,0	4,794	9,946	14,739	131,955	7%	1723

Таблица 13

Сопоставление критериев

выбора оптимального сечения питающих линий 110 кВ

N п/п	Марка провода	K^*	k_3^*	$\Delta \mathcal{E}^*$	$C_{\mathcal{E}}^*$	G^*	Σ	$\Delta \Sigma$, %
1	АС-70/11	0,964	0,589	1	1	0,467	4,020	4%
2	АС-95/16	0,946	0,733	0,712	0,841	0,633	3,866	0%
3	АС-120/19	0,919	0,867	0,583	0,761	0,800	3,930	2%
4	АС-150/24	1	1	0,462	0,738	1	4,200	9%

Для ВЛ на железобетонных опорах в III районе по гололеду при нагрузке до 100 А на цепь по таблицам равноэкономических интервалов [5] сечение проводов должно быть 120 мм².

Ток послеаварийного режима в городских сетях может быть определен с учетом снижения нагрузки на 10% (за счет не резервируемых потребителей III категории) [1] по формуле

$$I_{p,a} = 2 \times I_p \times 0,9 = 2 \times 28,37 \times 0,9 = 51,07 \text{ А.} \quad (25)$$

Для окончательного выбора сечения проводов питающих линий целесообразно провести технико-экономическое сравнение по четырем вариантам: 1) АС-70/11 ($I_{\text{доп}}=265 \text{ А}$); 2) АС-95/16 ($I_{\text{доп}}=330 \text{ А}$); 3) АС-120/19 ($I_{\text{доп}}=380 \text{ А}$); 4) АС-150/24 ($I_{\text{доп}}=445 \text{ А}$). Все перечисленные сечения удовлетворяют условию нагрева.

Вычисления технико-экономических показателей приведены в табл.12. Используются следующие исходные данные: токовые нагрузки нормального и аварийного режимов; среднегодовая температура $t_{\text{ср}}=5^{\circ}\text{C}$; время использования максимальных потерь $\tau=4035 \text{ час/год}$ [4,9]; протяженность линий $L=4,25 \text{ км}$; удельный вес алюминия $g_0=2703 \text{ кг/м}^3$; нормативный коэффициент отчислений $E_n=0,33^2$; коэффициент амортизационных отчислений для ВЛ на ж/б опорах $k_a=2,8\%$; коэффициент индексации по ценам на электротехническое оборудование $k_{\text{инд}}=10000^3$; коэффициент удорожания стоимости строительства ВЛ в условиях прохождения трассы по городской застройке $k_y=1,6$; себестоимость производства и передачи электроэнергии по Саратовской энергосистеме $C_{\text{п0}}=635 \text{ руб/кВт}^3$.

В табл.13 проведено сопоставление вариантов сечения линий 110 кВ по пяти критериям оптимальности: капитальным затратам K_* ; коэффициенту загрузки в нормальном режиме работы k_{3*} ; годовым потерям электроэнергии $\Delta \mathcal{E}_*$; суммарной стоимости эксплуатационных расходов G_{3*} ; расходу цветного металла G_* . Все критерии пронормированы так, чтобы наилучший вариант соответствовал минимуму критерия, а его численное значение находилось в пределах от 0 до 1,0 [10,11].

Из анализа годовых расчетных затрат (табл.12) и суммарного относительного критерия (табл.13) следует, что варианты 2 и 3 с марками проводов АС-95 и АС-120 соответственно равноэкономичны, так как разница в затратах и в значении составного относительного критерия не превосходит 5%.

² Исходя из возможностей предоставления банковского кредита на строительство на 3 года.

³ По состоянию на май 1997 г.

Исходя из экономии цветного металла, отдаем предпочтение проводу марки АС-95/16 с параметрами $r_{020}=0,299\text{ Ом/км}$, $b_0 \times 10^{-6}=2,64\text{ См/км}$, $x_0=0,430\text{ Ом/км}$.

Для установки выключателей линий Q1, Q2 (рис.2) производим расширение РУ-110 кВ РПП “Центральная” по существующей схеме: с двумя рабочими и обходной секциями шин с воздушными выключателями.

Стоимость строительства ячейки по указанной схеме, включая стоимость выключателей и разъединителей, измерительного, защитного и вспомогательного оборудования составляет [5] $K_B=42\text{ т.р.}$ Стоимость оборудования ВЛ-110 кВ ВЧ связью составляет [5] $K_{BC}=6\text{ т.р.}$ С учетом индексации цен, полную стоимость строительства двух ячеек получим $K_B=960\text{ млн.р.}$ При норме амортизационных отчислений 4% эксплуатационные расходы составят $C_3=38,4\text{ млн.р.}$

Устанавливаемые выключатели типа ВВЭ-110Б-16/1600У1 имеют параметры $U_{НОМ}=110\text{ кВ}$, $I_{НОМ}=1600\text{ А}$, $I_{ОТКЛ}=16\text{ кА}$, $I_T^2 t_T=2028\text{ кА}^2\text{с}$, $t_{ОТКЛ}=0,06\text{ с}$, $i_{СКВ}=67\text{ кА}$.

Расчет токов КЗ на шинах 110 кВ РПП “Центральная” для проверки выключателей (точка k1, рис.2) выполняется обычным образом [12], а здесь приводятся только окончательные результаты: приведенное к базисным значениям $S_6=450\text{ МВА}$ и $U_6=115\text{ кВ}$ суммарные реактивное $x_{\Sigma 1}=1,252$ и активное сопротивление $r_{\Sigma 1}=0,024$ до точки k1; ток трехфазного КЗ $I_{КЗ}^{(3)}=1,804\text{ кА}$; постоянная времени $T_a=0,166\text{ с}$; ударный коэффициент $k_y=1,942$; ударный ток $i_y=4,95\text{ кА}$; интеграл Джоуля $B_K=0,536\text{ А}^2\text{с}$.

Таким образом, выбранный выключатель обеспечивает надежное отключение как нормальных режимов, так и токов коротких замыканий.

Вариант №2. Напряжение питающих линий 35 кВ.

Найдем токи нормального и послеаварийного режимов

$$I_p = \frac{S_p}{2\sqrt{3}U_{cp}} = \frac{11302,8}{2\sqrt{3} \times 38,5} = 84,75\text{ А},$$

$$I_{pa} = 2 \times I_p \times 0,9 = 2 \times 84,75 \times 0,9 = 152,5\text{ А}.$$

По экономической плотности тока сечение питающих линий должно быть равно

$$F_j = \frac{I_p}{j} = \frac{84,75}{1,0} = 84,75\text{ мм}^2.$$

Таблица 14

Результаты технико-экономического сравнения сечений питающих ВЛ-35 кВ

N п/п	Марка Провода	F , мм ²	R_{020} , Ом/км	R , Ом	K_0 , т.р./км	K , млн.р	$I_{\text{доп}}$, А	k_3	$k_{3,a}$	$\Delta\mathcal{E}$, млн.р. /год	$C_{\text{п}}$, млн.р /год	C_a , млн.р /год	$C_3 = C_{\text{п}} + C_a$, млн.р. /год	\mathcal{Z} , млн.р. /год	$\Delta\mathcal{Z}$, %	G , кг
1	АС-70/11	70	0,420	1,678	23,7	379,2	265	0,320	0,576	145881,5	92,6	10,6	103,2	228,4	58%	804
2	АС-95/16	95	0,299	1,195	19,5	312,0	330	0,257	0,462	103853,7	65,9	8,7	74,7	177,6	23%	1091
3	АС-120/19	120	0,245	0,979	17,3	276,8	390	0,217	0,391	85097,5	54,0	7,8	61,8	153,1	6%	1379
4	АС-150/24	150	0,194	0,775	17,8	284,8	450	0,188	0,339	67383,4	42,8	8,0	50,8	144,7	0%	1723

Таблица 15

Сопоставление критериев выбора питающих ВЛ-35 кВ

N п/п	Марка провода	K^*	k_3^*	$\Delta\mathcal{E}^*$	C_3^*	G^*	Σ	$\Delta\Sigma$, %
1	АС-70/11	1	0,589	1	1	0,467	4,056	13%
2	АС-95/16	0,823	0,733	0,712	0,72	0,633	3,625	1%
3	АС-120/19	0,730	0,867	0,583	0,59	0,800	3,578	0%
4	АС-150/24	0,751	1	0,462	0,49	1	3,705	4%

$t_{откл}=0,08$ с, $i_{скв}=26$ кА. Токи КЗ на шинах 35 кВ РПП “Центральная”, в точке k2 (рис.3) определяем согласно существующим методикам. Результаты проверки выключателей и их технико-экономические показатели сведены в табл.16.

Таблица 16

Технико-экономические показатели линейных выключателей

N п/п	Параметр	Вариант 110 кВ		Вариант 35 кВ		
	Точка КЗ	k1	ВВЭ-110Б-16/1600У1	k2	С-35М-630-10У1	
Технические показатели						
1	2	3	4	5	6	7
1	Базисное /номинальное напряжение	$U_{бi}$, кВ	115	110	38,5	35
3	Базисный ток	$I_{бi}$, кА	2,259		6,348	
2	Расчетный /номинальный ток	I_p , А	51,07	1600	152,55	630
4	Суммарные сопротивления до	$x_{сум}$	1,252		2,893	
5	Точки короткого замыкания	$r_{сум}$	0,024		0,036	
6	Ток КЗ /отключения	$I_{кз}$, кА	1,80	16,00	2,19	10
7	Постоянная времени апериодической составляющей	T_a , с	0,166		0,256	
8	Время отключения выключателя	$t_{откл,в}$, с		0,06		0,08
9	Время срабатывания защиты	$t_{ср,з}$, с	0,01		0,01	
10	Ударный коэффициент	k_y	1,94		1,96	
11	Ударный ток	i_y , кА	4,95	67,00	6,09	26
12	Интеграл Джоуля	B_K , кА²с	0,536	2028,000	1,056	400
Экономические показатели						
13	Стоимость ячейки (1988 г.)	K_B , т.р.		42,00		9,10
14	Стоимость ВЧ связи по ВЛ (1988г.)	$K_{вс}$, т.р.		6,00		3,00
15	Капитальные затраты	K , млн.р	960,0		242,00	
16	Эксплуатационные расходы	$C_э$, млн.р	38,40		9,68	

4. Выбор экономически целесообразной мощности трансформаторов центра питания

Применение предлагаемой методики целесообразно в дипломном проекте. В курсовом проекте выбор трансформаторов ЦП следует производить упрощенно, по формуле (26).

Экономически целесообразная мощность трансформаторов проектируемой подстанции ЦП может быть рассчитана на ЭВМ по программе DSNT.EXE. Для запуска программы достаточно подвести курсор к файлу dsnt.exe и нажать Enter.

Программа работает в диалоговом режиме. После ее запуска на экране появляется меню по выбору типа трансформатора: двух- или трехобмоточного. Выбор осуществляется с помощью клавиш со стрелками “↑”, “↓”. Следует подвести курсор на необходимый тип трансформатора и нажать Enter. Экран очищается и на нем появляется меню по выбору напряжения обмотки ВН из трех значений 220, 110 и 35 кВ. Выбор осуществляется аналогично выбору типа трансформатора. Далее появляется меню по выбору типа устройства, на которое будут выводиться выходные данные расчета: на принтер, либо в файл.

После этого программа переходит в режим ввода суточных графиков нагрузок. Для перехода в таблицу летнего суточного графика нагрузок следует нажать клавишу F1. Для каждого интервала времени в 0.5 часа задается полная расчетная мощность в процентах к максимальной, которая автоматически пересчитывается в кВА. При задании графика он автоматически изображается в верхней части экрана. Для выбора временного интервала графика следует использовать клавиши с вертикальными стрелками “↑” и “↓”. Для изменения мощности в выбранном интервале времени следует нажать клавишу “пробел” и воспользоваться клавишами “↑” (или “Page Up”), “↓” (или Page Down). Клавиши “↑” (Page Up) увеличивают мощность на 1% (5%) в выбранном временном интервале, клавиши “↓” (Page Down) - уменьшают на 1% (5%). Если соседний временной интервал имеет такую же мощность, как и предыдущий, то следует одновременно нажать клавиши Ctrl+”→”, или Ctrl+”←”. Значение мощности копируется в ближайший правый (левый) временной интервал. Для перехода в следующий временной интервал следует нажать клавишу “пробел” и повторить описанные выше действия.

Для перехода в таблицу зимнего суточного графика нагрузок следует нажать клавишу F2 (справа на экране - таблица, в нижней части экрана - график). Ввод значений производится аналогично.

После нажатия клавиши F3 курсор переходит в окно, расположенное в средней части экрана. При этом можно откорректировать значения: мощности в максимальном режиме S_{max} ; коэффициента мощности $\cos\varphi$; процентного состава потребителей I и II категорий надежности в максимуме нагрузки k_{I-II} ; продолжительности работы по летнему и зимнему графикам нагрузок.

После окончательной корректировки исходных данных следует нажать клавишу F10 и программа начинает выполнять расчеты. В процессе их выполнения программа формирует на диске несколько файлов с одинаковым именем и разными расширениями:

*.hh - годовой график нагрузки по продолжительности на стороне НН трансформатора;

*.ch - годовой график нагрузки по продолжительности на стороне СН (для трехобмоточных трансформаторов);

*.gg - суммарный суточный график нагрузки на стороне ВН (для трехобмоточных трансформаторов);

*.bh - годовой график нагрузки по продолжительности на стороне ВН (для двухобмоточных трансформаторов).

Графики выводятся на экран для просмотра. Переход от одного графика к другому осуществляется клавишей Tab.

После этого программа осуществляет предварительный выбор трансформатора из встроенной базы данных по следующим условиям:

- 1). номинальное напряжение на стороне ВН;
- 2). тип трансформатора (двух- или трехобмоточный);
- 3). предварительно определяет номинальную мощность, исходя из условия

$$S_{\text{ном.т}} \geq S_{\text{max.ВН}} k_{\text{I-II}} / 1,4, \quad (26)$$

где $S_{\text{max.ВН}}$ - максимальная мощность на стороне ВН; $k_{\text{I-II}}$ - процентный состав потребителей I и II категорий по бесперебойности электроснабжения; $S_{\text{ном.т}}$ - номинальная мощность трансформатора; 1,4 - допустимая нагрузка в длительном аварийном режиме.

Для каждого трансформатора, удовлетворяющего этим условиям, программа определяет:

- отношение $S_{\text{max.ВН}} / S_{\text{ном.т}}$;
- температуру наиболее нагретой точки обмотки для аварийного и зимнего режимов работы;
- температуру масла в верхних слоях;
- износ изоляции за сутки при работе в аварийном режиме и за зимние сутки, годовой износ.

Результаты этих вычислений в виде таблицы выводятся на экран. На основании [13] необходимо принять решение о возможности перегрузки предложенных в таблице трансформаторов. Если какой-либо трансформатор исключается из дальнейшего рассмотрения, к нему следует подвести курсор и нажать Enter. Если необходимо для выделенного курсором трансформатора просмотреть графики температуры масла и наиболее нагретой точки обмотки, то следует нажать клавишу "пробел".

После окончания корректировки таблицы предварительного выбора трансформаторов следует нажать F10. Программа переходит к многокритериальной оптимизации [11] намеченных вариантов установки трансформаторов. Для окончательного выбора используются четыре критерия:

- трудоемкость ремонтного обслуживания [14];

- капитальные затраты;
- потери электроэнергии;
- износ изоляции.

Для этих критериев следует задать весовые коэффициенты и нажать F10.

Программа выводит на экран тип выбранного трансформатора и ожидает нажатия любой клавиши, после чего заканчивает работу.

В рассматриваемом примере расчета в качестве исходных данных использованы типовые суточные зимние и летние графики нагрузок (рис.4) [5] на шинах 10 кВ районной подстанции. Расчетная мощность принята по данным табл.11. По данным рис.4 и расчетной мощности программа DSNT строит годовой график нагрузок по продолжительности (рис.5).

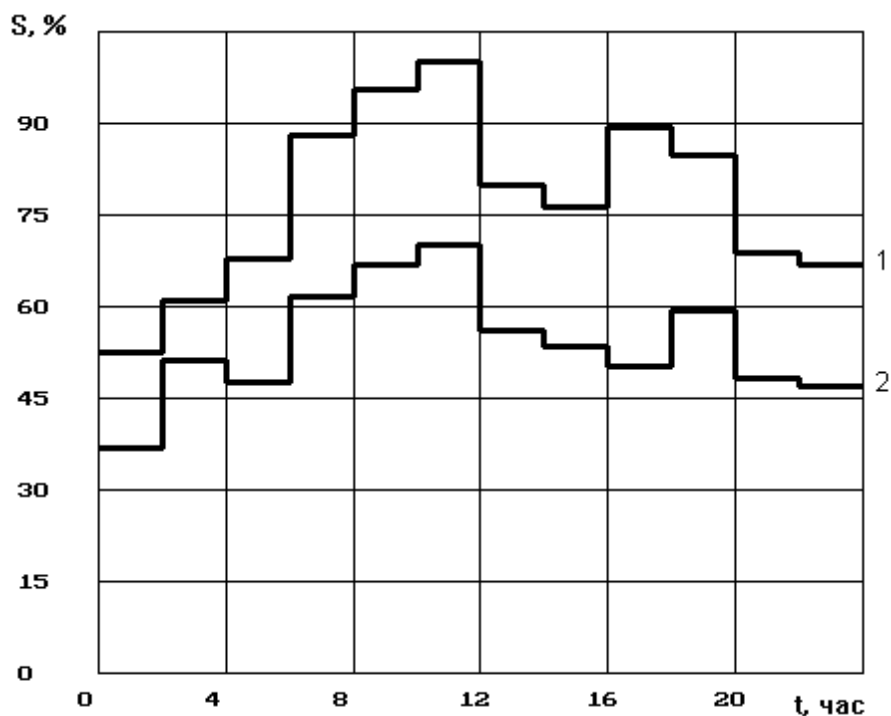


Рис. 3. Суточные графики нагрузок на шинах 10 кВ ЦП:

кривая 1 - зимний график, 2 - летний

Коэффициент процентного состава потребителей I и II категории вычисляется по данным табл.7 и в среднем по проектируемому району равен $k_{I-II}=0,748$. Средневзвешенный коэффициент мощности определяется с учетом компенсации реактивной мощности на шинах 10 кВ ЦП (табл.11) и составляет $\cos\varphi=0,92$. Результаты предварительного выбора трансформаторов представлены в табл.17.

При предварительном просмотре кривых нагрева масла и наиболее нагретой точки обмотки для трансформатора типа ТМН-6300/110 (рис.6)

установлено, что даже с учетом отключения потребителей III категории обмотка трансформатора недопустимо перегревается.

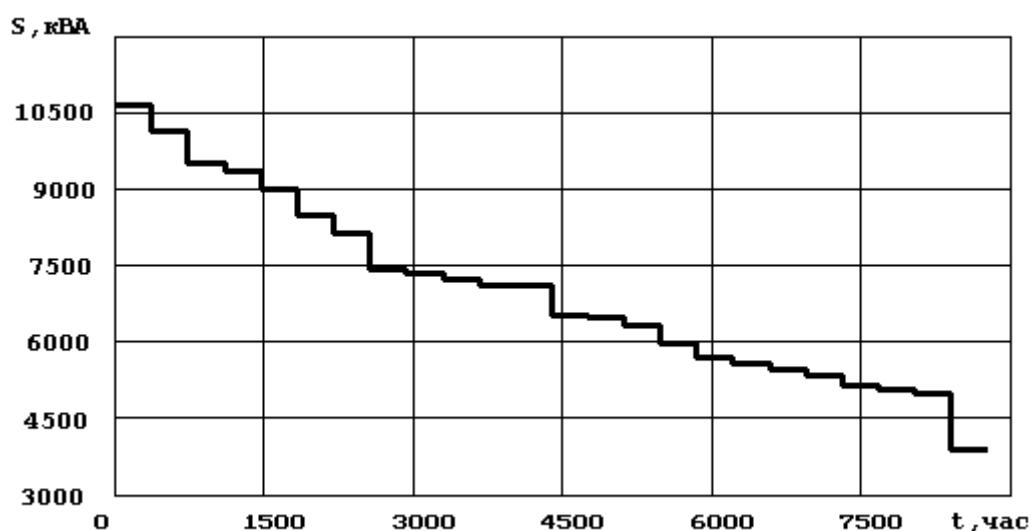


Рис. 4. Годовой график нагрузок по продолжительности

Таблица 17

Результаты работы программы DSNT при выборе трансформаторов ЦП на напряжении 110 кВ

Тип трансформатора	$k_{3,a}$	$t_M, ^\circ\text{C}$	$t_{\text{ННТ}}, ^\circ\text{C}$	$L_{\text{сут,ав}}$	$t_M, ^\circ\text{C}$	$t_{\text{ННТ}}, ^\circ\text{C}$	$L_{\text{сут,зим}}$	$L_{\text{год}}$
ТМН-6300/110	1.688	95.4	131.5	15.2504	34.2	50.2	0.0012	0.21161
ТДН-10000/110	1.064	59.1	82.3	0.0638	19.4	27.6	0.0002	0.00310
ТДН-16000/110	0.665	33.9	44.9	0.0010	17.3	25.5	0.0001	0.00085
ТДЦ-80000/110	0.133	14.1	14.9	0.0001	4.1	4.9	0.0000	0.00018
ТДЦ-125000/110	0.085	14.4	14.8	0.0001	4.4	4.8	0.0000	0.00019
ТДЦ-200000/110	0.053	14.5	14.7	0.0001	4.5	4.7	0.0000	0.00019
ТДЦ-250000/110	0.043	14.6	14.7	0.0001	4.6	4.7	0.0000	0.00019
ТДЦ-400000/110	0.027	15.5	15.6	0.0001	5.5	5.6	0.0000	0.00021
ТРДН-25000/110	0.425	29.4	34.7	0.0005	19.4	24.7	0.0001	0.00088
ТРДН-32000/110	0.332	27.6	31.2	0.0003	17.6	21.2	0.0001	0.00079
ТРДН-40000/110	0.266	25.2	27.8	0.0003	15.2	17.8	0.0001	0.00062
ТРДН-63000/110	0.169	24.0	25.2	0.0002	14.0	15.2	0.0001	0.00057
ТРДН-80000/110	0.133	22.7	23.5	0.0002	12.7	13.5	0.0001	0.00049
ТРДЦН-125000/110	0.085	18.9	19.3	0.0001	8.9	9.3	0.0000	0.00032
ТРДЦНК-63000/110	0.169	17.3	18.5	0.0001	7.3	8.5	0.0000	0.00026
ТРДЦНК-80000/110	0.133	16.4	17.1	0.0001	6.4	7.1	0.0000	0.00023

Оптимальным вариантом является ТДН-10000/110

Параметры трансформаторов:

Кап.затраты на один трансформатор 400.00, млн.р.
Трудоемкость ремонтного цикла 2202.2, чел.час
Потери эл.энергии в двух трансформаторах 307942,3, кВтч

При температуре $t_{\text{ннт}}=131,5^{\circ}\text{C}$ изоляция может работать с нормативным износом не более 0,5 часа. В то время как продолжительность утреннего максимума нагрузки (рис.6) составляет 6 часов, а вечернего - 4 часа. Согласно расчету, относительный суточный износ изоляции за аварийные сутки в 15,25 раза превышает нормативный. Исходя из изложенного, трансформатор ТМН-6300/110 исключен из рассмотрения.

Трансформаторы мощностью 40000 кВА и выше исключены, исходя из недопустимо низкого коэффициента загрузки.

Из оставшихся трансформаторов по критериям минимума стоимости, трудоемкости ремонтного цикла, годового износа изоляции и потерь мощности при весовых коэффициентах, равных единице, наилучшим вариантом является установка двух трансформаторов типа ТДН-10000/110.

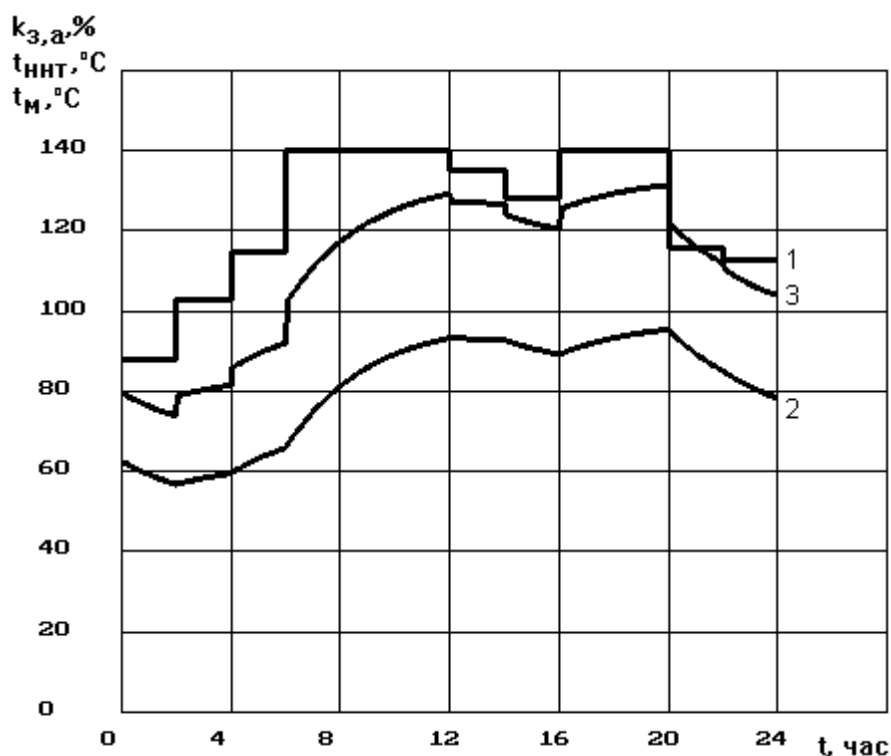


Рис. 5. Кривые нагрева трансформатора ТМН-6300/110 в аварийном режиме:

кривая 1 - коэффициент загрузки трансформатора с учетом ограничения мощности потребителей III категории; 2 - температура нагрева масла; 3 - температура наиболее нагретой части обмотки

Кривые нагрева масла и обмоток принятого к установке трансформатора в режимах летних, зимних и аварийных нагрузок приведены на рис.7-9.

При построении графиков нагрева среднесезонная летняя температура окружающей среды принималась равной $t_{oc,л} = +20^{\circ}\text{C}$, зимняя - $t_{oc,з} = -5^{\circ}\text{C}$ [3]. Нагрузка аварийных суток принималась по зимнему графику нагрузок при температуре окружающей среды $t_{oc,а} = +5^{\circ}\text{C}$.

Выбор мощности трансформаторов ЦП с высшим напряжением 35 кВ выполнен аналогично.

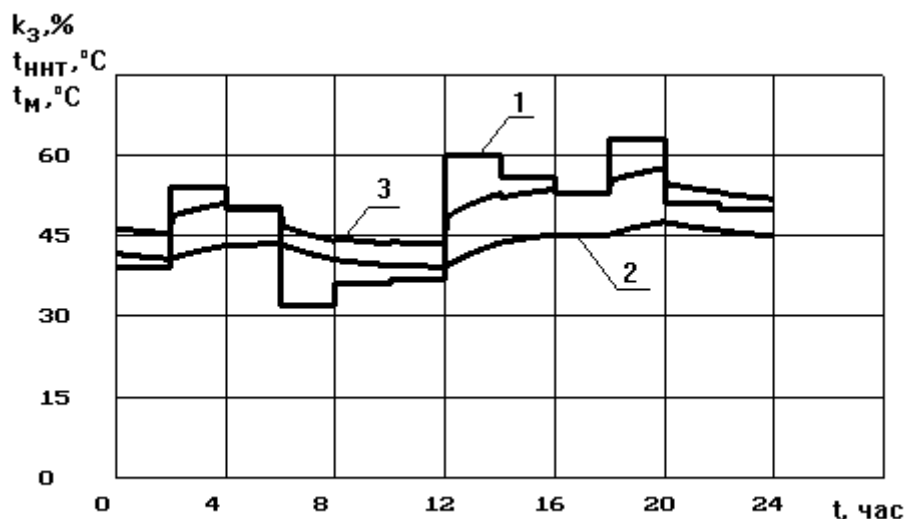


Рис. 6. Нагрев масла и обмоток трансформатора ТДН-10000/110 в режиме зимних нагрузок:

кривая 1- коэффициент загрузки трансформатора; 2- температура нагрева масла; 3 - температура нагрева наиболее нагретой части обмотки

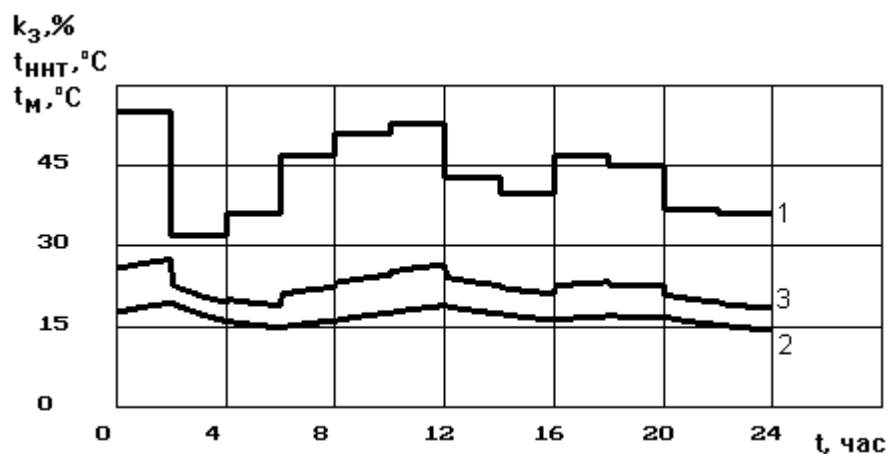


Рис. 7. Нагрев масла и обмоток трансформатора ТДН-10000/110 в режиме летних нагрузок:

кривая 1- коэффициент загрузки трансформатора; 2- температура нагрева масла; 3 - температура нагрева наиболее нагретой части обмотки

Сводные результаты расчетов технико-экономических показателей по вариантам 35 и 110 кВ приведены в табл.19.

Принимая в качестве критериев оптимальности капитальные затраты, годовые потери электроэнергии и амортизационные отчисления, получим значения целевой функции по варианту 110 кВ $\psi_{110}=2,820$, по варианту 35 кВ - $\psi_{35}=2,518$.

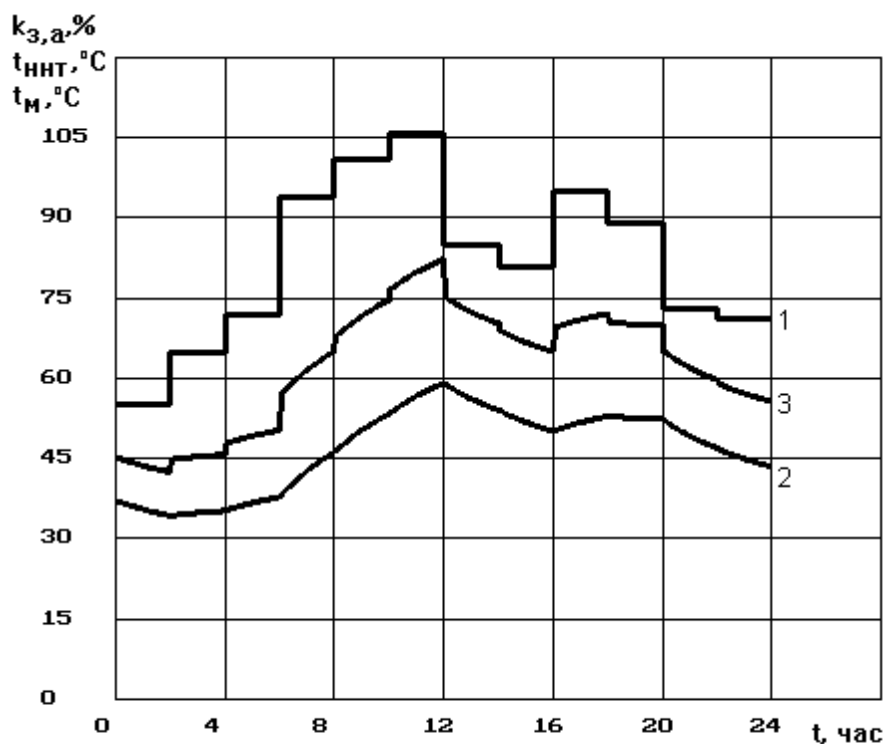


Рис. 8. Нагрев масла и обмоток трансформатора ТДН-10000/110 в режиме аварийных нагрузок:

кривая 1- коэффициент загрузки трансформатора; 2- температура нагрева масла;
3 - температура нагрева наиболее нагретой части обмотки

Таблица 18

Распечатка работы программы DSNT при выборе трансформаторов ЦП на напряжении 35 кВ

Тип трансформатора	$k_{3,a}$	$t_m, ^\circ\text{C}$	$t_{ннт}, ^\circ\text{C}$	$L_{сут,ав}$	$t_m, ^\circ\text{C}$	$t_{ннт}, ^\circ\text{C}$	$L_{сут,зим}$	$L_{год}$
ТДН-10000/35	1.064	59.1	82.3	0.0689	18.6	26.7	0.0002	0.00258
ТДН-16000/35	0.665	33.9	44.9	0.0011	17.3	25.5	0.0001	0.00085
ТРДНС-25000/35	0.425	29.8	35.1	0.0005	19.8	25.1	0.0002	0.00093

Оптимальным вариантом является установка двух трансформаторов типа ТДН-10000/35.

Параметры трансформаторов:

Продолжение табл.18

Кап.затраты на один трансформатор	430.00, млн.р.
Трудоемкость ремонтного цикла	1449.8, чел.час
Потери эл.энергии в двух трансформаторах	304836,3, кВтч

Таким образом, как по критерию минимума суммарных приведенных затрат (табл.19), так и по многокритериальной методике оптимальным является вариант питания ЦП по двухцепным ВЛ на железобетонных опорах с проводами марки АС-120/19 и установкой выключателей типа С-35М-630-10У1 на напряжении 35 кВ. На проектируемой подстанции следует установить два трансформатора типа ТДН-10000/35. Схема подстанции соответствует типовому проекту и приведена на рис.10.

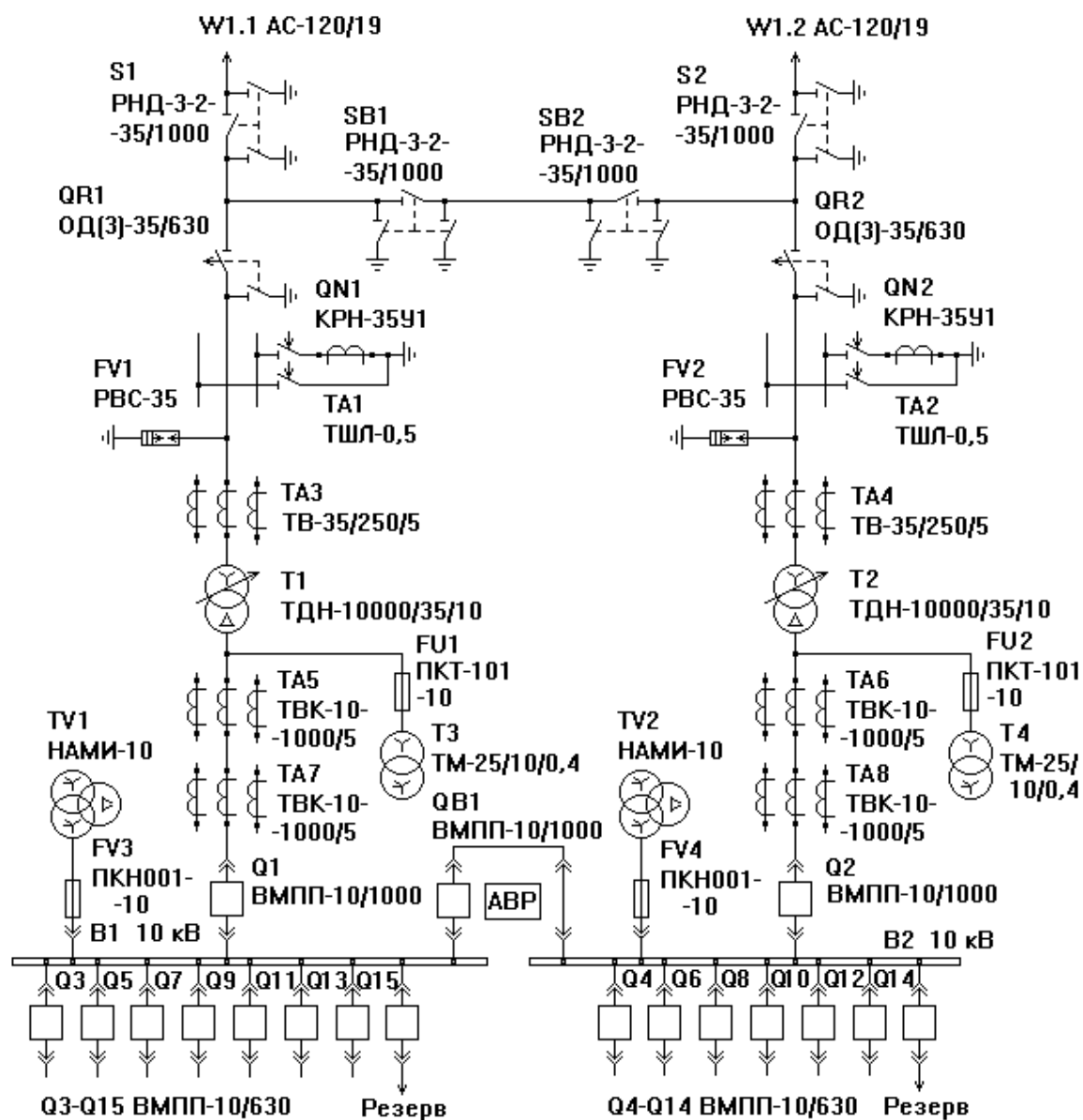


Рис. 9. Схема подстанции ЦП проектируемого района

Таблица 19

Сводная таблица технико-экономических показателей по вариантам внешнего электроснабжения

Электро- оборудование	Тип (марка)	K , млн.р.	$I_{\text{доп}}$, А	k_3	$k_{3,a}$	$\Delta \mathcal{E}$, кВтч/год	$C_{\text{п}}$, млн.р. /год	$C_{\text{а}}$, млн.р. /год	$C_{\mathcal{E}} = C_{\text{п}} + C_{\text{а}}$, млн.р./год	Z , млн.р. /год
Вариант 110 кВ										
ВЛ-110 кВ	АС-95/16	336,0	330,0	0,0	0,2	11637,8	7,4	9,4	16,8	127,7
Выключатели	ВВЭ-110Б- 16/1600У1	960,0						38,4	38,4	355,2
Трансформаторы	ТДН- -10000/110	2400,0		0,5	1,1	307942,3	195,5	96,0	291,5	1083,5
Вариант 35 кВ										
ВЛ-35 кВ	АС-120/19	276,8	390,0	0,2	0,4	85097,5	54,0	7,8	61,8	153,1
Выключатели	С-35М-630 -10У1	242,0						9,7	9,7	89,5
Трансформаторы	ТДН- -10000/35	2290,0		0,5	1,1	304836,3	193,6	91,6	285,2	1040,9
Итого 110 кВ:		3696,0				319580,1	202,9	143,8	346,7	1566,4
Итого 35 кВ:		2808,8				389933,9	247,6	109,0	356,6	1283,5

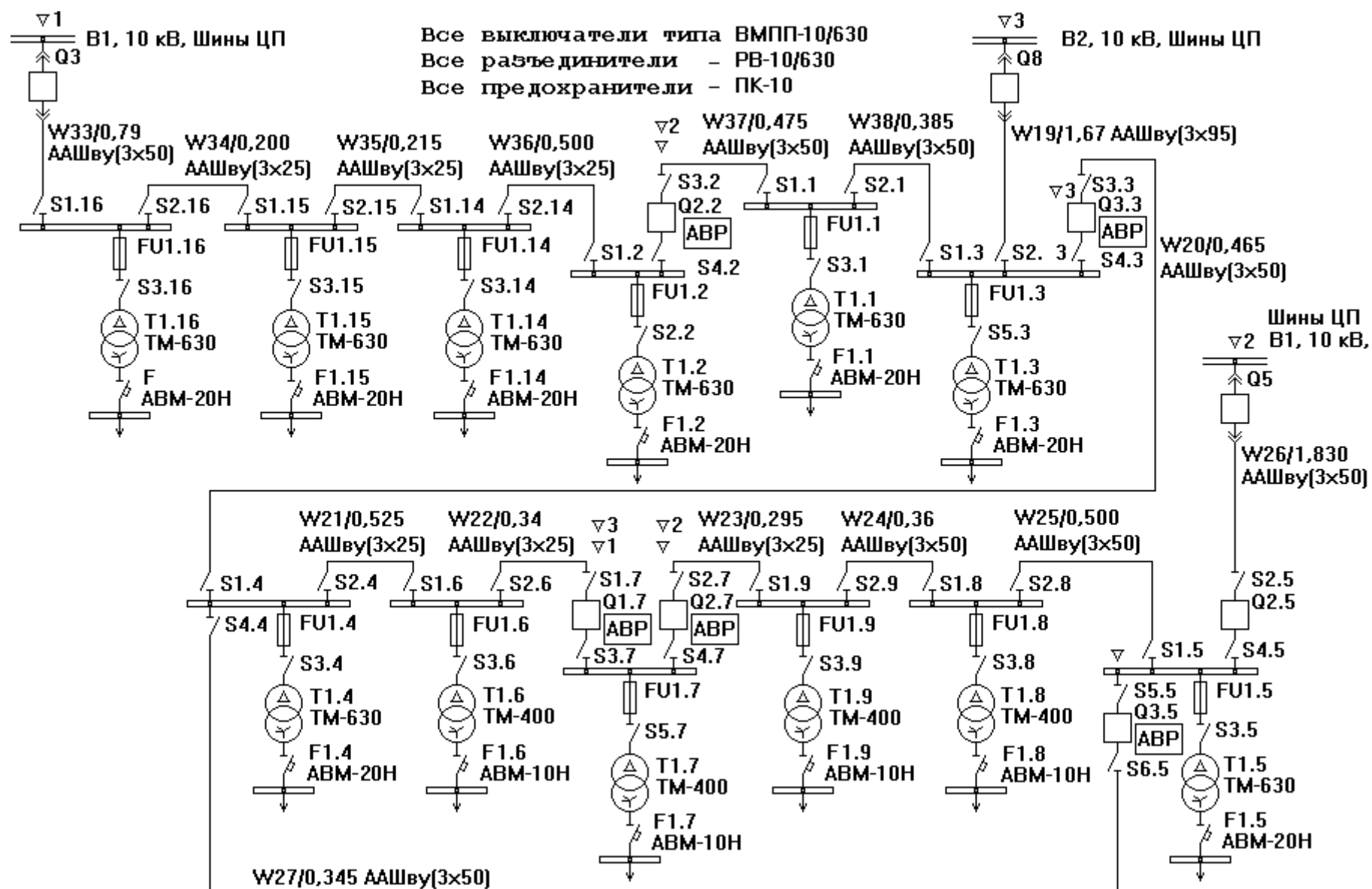


Рис. 10. Схема электроснабжения микрорайонов 5а, 5, 6 и 8а

5. Расчет распределительной сети 10 кВ

Распределительная сеть 10 кВ представляет собой сочетание радиальных, кольцевых и магистральных схем питания подстанций городских ТП.

Схема электроснабжения микрорайонов 5а, 5, 6 и 8а показана на рис.11. В соответствии с рекомендациями [1] все ТП указанных микрорайонов - однотрансформаторные. Схемы РУ на стороне ВН ТП выполнены с максимальным упрощением. Только в точках токораздела установлены выключатели типа ВМПП-10/630 с АВР. Остальные линии присоединены к шинам ТП через разъединители типа РВ-10/630. Защита трансформаторов выполнена предохранителями типа ПК-10.

В проекте следует проверять возможность упрощения схем РУ ТП по условиям надежности, чувствительности и селективности действия защит трансформаторов и линий.

Питание ТП осуществляется кабельными линиями (КЛ) на напряжении 10 кВ по кольцевым схемам. Использовано два кольца: 1) ТП1-ТП3, ТП14-ТП16 и 2) ТП3-ТП9. С целью экономии кабельной продукции оба кольца объединены на ТП3, что позволяет сэкономить одну КЛ на головных участках, имеющих наибольшую протяженность. С целью повышения надежности и снижения протяженности КЛ в аварийных режимах между ТП4 и ТП5 предусмотрена кабельная перемычка с установкой АВР на ТП5.

Электроснабжение микрорайонов 7, 8, 10 целесообразно осуществить по традиционным кольцевым схемам. Схемы электроснабжения этих микрорайонов представлены на рис.12, 13.

Застройка микрорайона 9 состоит из 9- и 12-этажных домов с достаточно большой долей потребителей I категории. Микрорайон удален от ЦП. Поэтому ТП21, ТП22 этого микрорайона двухтрансформаторные с питанием по схеме двойных сквозных магистралей. Схема приведена на рис.14.

Питание тяговой подстанции троллейбусов целесообразно осуществить по радиальной двухцепной схеме (рис.14) с установкой секционного выключателя и АВР на стороне ВН выпрямительных трансформаторов. Питание фабрики пошива обуви осуществляется на напряжении 0,4 кВ по отдельной кабельной линии от ближайшей ТП30 с установкой на вводе РП 0,4 кВ расчетного счетчика электроэнергии.

Расчет режимов сети 10 кВ производится в два этапа. На предварительном этапе выполнялся упрощенный расчет потокораспределений с целью выбора параметров кабельных линий. Упрощенный расчет выполняется для нормального режима без учета потерь в сети. После выбора сечений кабельных линий производим уточненный расчет с целью проверки ка-

бельных линий по нагреву и определения уровней напряжений на шинах 0,4 кВ городских ТП в режимах максимальных и минимальных нагрузок.

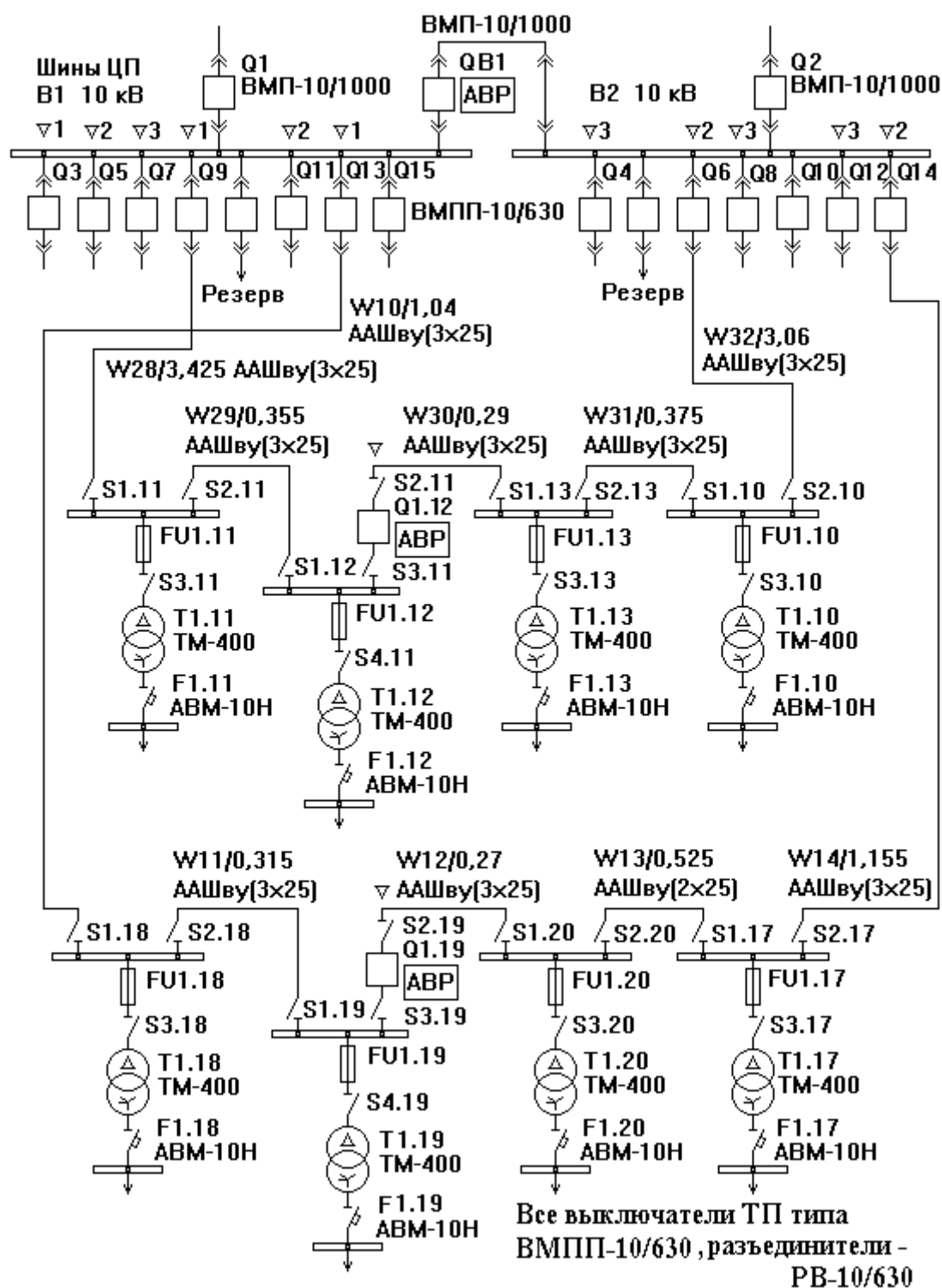


Рис. 11. Схема электроснабжения микрорайонов 7, 8

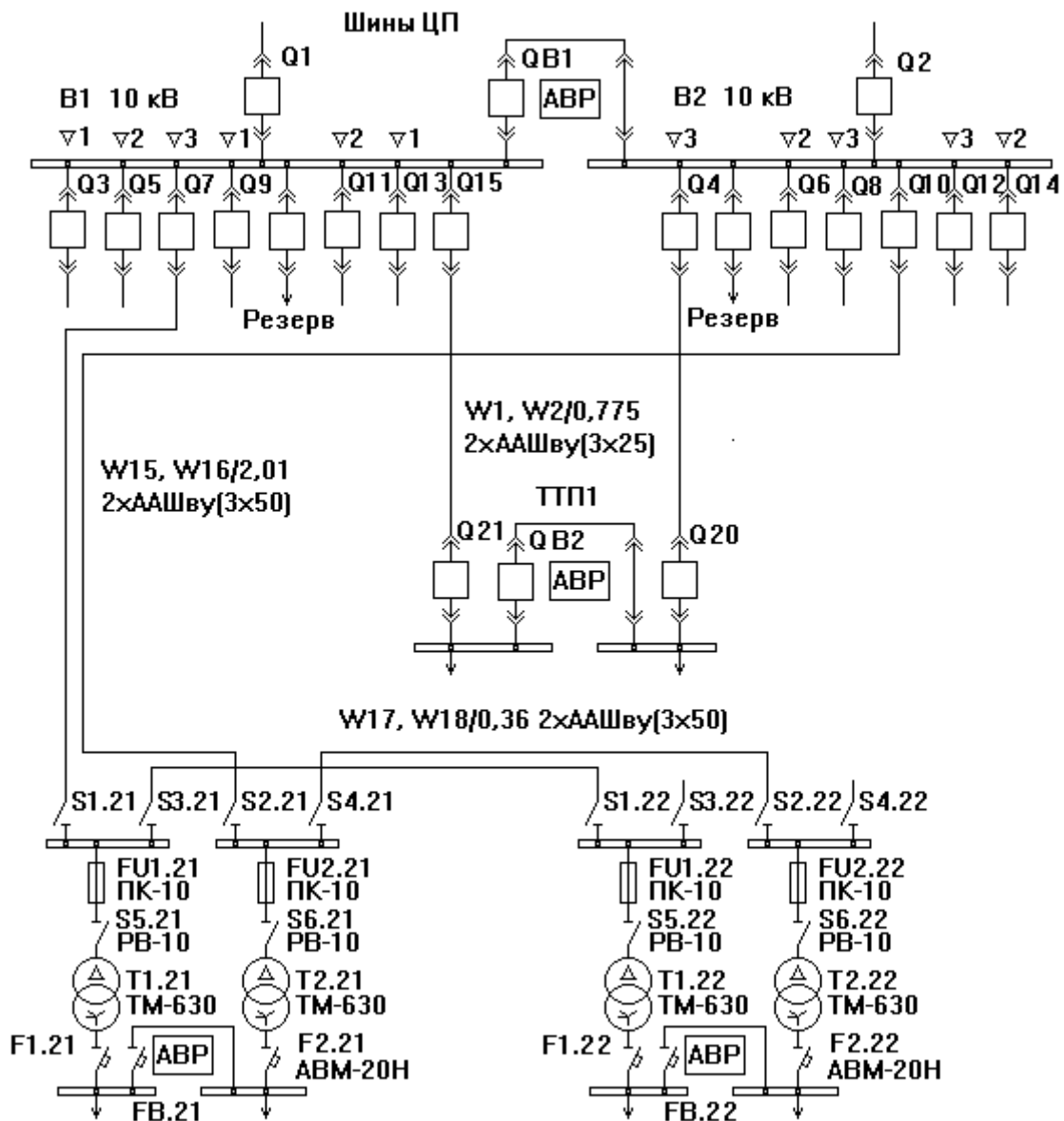


Рис. 13. Схема электроснабжения тяговой подстанции ТПП1 и микрорайона 9

В примере по радиальной схеме осуществляем питание тяговых подстанций троллейбусов (ТПП1). Сечение кабельных линий определяем по экономической плотности тока по формуле (22). Значение экономической плотности тока для алюминиевых кабелей с бумажной изоляцией принимаем по [3] равным $1,4 \text{ А/мм}^2$ для времени использования максимума нагрузки от 3000 до 5000 час/год. Расчет сечений кабелей в линиях ЦП-ТПП1 приведен в табл.21.

Электроснабжение микрорайона 9 целесообразно осуществить от двухтрансформаторных ТП, так как его потребители практически на 100% составляют дома в 9 и 12 этажей. Подстанции ТП21, ТП22 микрорайона 9

удалены от ЦП. Значительная (2,01 км) протяженность кабелей головных участков в сравнении с расстояниями между ТП не позволяет реализовать преимущества кольцевой схемы питания по сокращению протяженности кабельных трасс. Поэтому электроснабжение ТП21, ТП22 осуществляем по схеме двойных сквозных магистралей с упрощенной схемой РУ со стороны 10 кВ и АВР на шинах 0,4 кВ. В нормальном режиме трансформаторы ТП21, ТП22 работают раздельно, поэтому расчет можно произвести для каждой цепи отдельно по схеме рис.15.

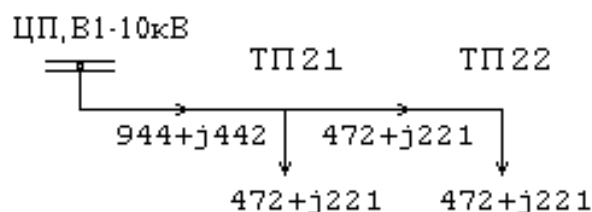


Рис. 14. Схема упрощенного расчета линий к ТП21, ТП22

Выбор сечений КЛ к ТП21, ТП22 представлен в табл.21.

Таблица 20

Нагрузки ТП

Микро- район	$P_{p, \text{мкр}}$, кВт	$Q_{p, \text{мкр}}$, квар	Номер ТП	$S_{\text{нт}}$, кВА	P_p , кВт	Q_p , квар	Типовой проект ТП
1	2	3	4	5	6	7	8
5а	722,3	359,9	ТП1	630	361,2	179,9	К-31-630М3
			ТП2	630	361,2	179,9	К-31-630М3
5	1360,6	684,2	ТП3	630	453,5	228,1	К-31-630М3
			ТП4	630	453,5	228,1	К-31-630М3
			ТП5	630	453,5	228,1	К-31-630М3
6	1105,4	420,1	ТП6	400	276,4	105,0	К-31-400М3
			ТП7	400	276,4	105,0	К-31-400М3
			ТП8	400	276,4	105,0	К-31-400М3
			ТП9	400	276,4	105,0	К-31-400М3
7	1298,9	494,9	ТП10	400	324,7	123,7	К-31-400М3
			ТП11	400	324,7	123,7	К-31-400М3
			ТП12	400	324,7	123,7	К-31-400М3
			ТП13	400	324,7	123,7	К-31-400М3
8а	1253,0	624,8	ТП14	630	417,7	208,3	К-31-630М3
			ТП15	630	417,7	208,3	К-31-630М3
			ТП16	630	417,7	208,3	К-31-630М3
8	1218,9	523,3	ТП17	400	304,7	130,8	К-31-400М3
			ТП18	400	304,7	130,8	К-31-400М3
			ТП19	400	304,7	130,8	К-31-400М3
			ТП20	400	304,7	130,8	К-31-400М3
9	1888,7	844,3	ТП21	2х630	472,2	211,1	К42-630М4
			ТП22	2х630	472,2	211,1	К42-630М4

Продолжение табл.20

1	2	3	4	5	6	7	8
10	1713,0	751,7	ТП25	400	285,5	125,3	К-31-400МЗ
			ТП26	400	285,5	125,3	К-31-400МЗ
			ТП27	400	285,5	125,3	К-31-400МЗ
			ТП28	400	285,5	125,3	К-31-400МЗ
			ТП29	400	285,5	125,3	К-31-400МЗ
			ТП30	400	285,5	125,3	К-31-400МЗ

Таблица 21

Предварительный расчет потокораспределений и выбор сечений
кабельных линий в сети 10 кВ

N	Назначение	L , км	P_{pi} ,	Q_{pi} ,	P_{rij} ,	Q_{rij} ,	I ,	F ,	$F_{ст}$,	Примечания
п/п	линии		кВт	квар	кВт	квар	А	мм ²	мм ²	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	ЦП-ТПП1	0,775			501	213,4	31,4	22,5	25	
2	ЦП-ТПП1	0,775			501	213,4	31,4	22,5	25	
	Итого	1,550								
3	ЦП-ТП27	0,470	285,5	125,3	961,6	422,0	60,6	43,3	50	
4	ТП27-ТП29	0,400	285,5	125,3	676,1	296,7	42,6	30,4	50	
5	ТП29-ТП28	0,165	285,5	125,3	390,6	171,4	24,6	17,6	25	
6	ТП28-ТП30	0,600	285,5	125,3	105,1	46,1	6,6	4,7	25	
7	ТП30-ТП26	0,365	285,5	125,3	-180,4	-79,2	11,4	8,1	25	
8	ТП26-ТП25	0,425	285,5	125,3	-465,9	-204,4	29,4	21,0	25	
9	ТП25-ЦП	0,780			-751,4	-329,7	47,4	33,8	50	
	Итого	3,205	1713,0	751,7						
10	ЦП-ТП18	1,040	304,7	130,8	650,0	279,1	40,8	29,2	25	
11	ТП18-ТП19	0,315	304,7	130,8	345,3	148,2	21,7	15,5	25	
12	ТП19-ТП20	0,270	304,7	130,8	40,6	17,4	2,5	1,8	25	
13	ТП20-ТП17	0,525	304,7	130,8	-264,1	-113,4	16,6	11,9	25	
14	ТП17-ЦП	1,155			-568,9	-244,2	35,7	25,5	25	
	Итого	3,305								
15	ЦП-ТП21	2,010	472,16	211,1	944,3	422,12	59,7	42,7	50	
16	ЦП-ТП21	2,010	472,16	211,1	944,3	422,12	59,7	42,7	50	
17	ТП21-ТП22	0,360	472,16	211,1	472,2	211,06	29,9	21,3	50	
18	ТП21-ТП22	0,360	472,16	211,1	472,2	211,06	29,9	21,3	50	
	Итого	4,740								
19	ЦП-ТП3	1,670	1486,6	743,0	2025,	950,9	129,2	92,3	95	
20	ТП3-ТП4	0,465	453,5	228,1	538,8	207,9	33,3	23,8	50	
21	ТП4-ТП6	0,525	276,4	105,0	85,2	-20,1	5,1	3,6	25	
22	ТП6-ТП7	0,340	276,4	105,0	-191,1	-125,1	13,2	9,4	25	
23	ТП7-ТП9	0,295	276,4	105,0	-467,5	-230,2	30,1	21,5	25	
24	ТП9-ТП8	0,360	276,4	105,0	-743,8	-335,2	47,1	33,6	50	
25	ТП8-ТП5	0,500	453,5	228,1	-1020,	-440,2	64,1	45,8	50	
26	ТП5-ЦП	1,830			-1474,	-668,3	93,4	66,7	50	
	Итого	5,985								

Продолжение табл.21

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
27	ТП4-ТП5	0,345					0		50	Отключена в нормальной схеме
	Итого	6,330								
28	ЦП-ТП11	3,425	324,7	123,7	618,7	235,8	38,2	27,3	25	
29	ТП11-ТП12	0,355	324,7	123,7	294,0	112,0	18,2	13,0	25	
30	ТП12-ТП13	0,290	324,7	123,7	-30,7	-11,7	1,9	1,4	25	
31	ТП13-ТП10	0,375	324,7	123,7	-355,4	-135,4	22,0	15,7	25	
32	ТП10-ЦП	3,060	324,7	123,7	-680,2	-259,2	42,0	30,0	25	
	Итого	7,505								
33	ЦП-ТП16	0,790	417,7	208,3	942,2	469,75	60,8	43,4	50	
34	ТП16-ТП15	0,200	417,7	208,3	524,6	261,5	33,8	24,2	25	
35	ТП15-ТП14	0,215	417,7	208,3	106,9	53,2	6,9	4,9	25	
36	ТП14-ТП2	0,500	361,2	179,9	-310,7	-155,0	20,0	14,3	25	
37	ТП2-ТП1	0,475	361,2	179,9	-671,9	-335,0	43,3	31,0	50	
38	ТП1-ТП3	0,385			-1033,	-514,9	66,6	47,6	50	
	Итого	2,565	1975,3	984,6						
	ВСЕГО:	26,40								

Для расчета потоков мощности в кольцевых схемах определяем мощности на головных участках линий. На остальных участках потоки определяются с помощью первого закона Кирхгофа [13].

В качестве примера рассмотрим расчет кольцевой схемы микрорайона 8. Расчетная схема показана на рис.16.



Рис. 15. Расчетная схема электроснабжения микрорайона 8

Мощность на участке ЦП-ТП18 определяется по формуле

$$S_A = \frac{S_1(Z_{12}^* + Z_{23}^* + Z_{34}^* + Z_{4B}^*) + S_2(Z_{23}^* + Z_{34}^* + Z_{4B}^*) + S_3(Z_{34}^* + Z_{4B}^*) + S_4(Z_{4B}^*)}{Z_{AB}^*}, \quad (27)$$

где S_1, S_2, S_3, S_4 - нагрузка подстанций ТП18, ТП19, ТП20, ТП17 соответственно; $Z_{12}^*, Z_{23}^*, Z_{34}^*, Z_{4B}^*$ - относительные сопротивления участков ЦП-ТП18, ТП18-ТП19, ТП19-ТП20, ТП20-ТП17, ТП17-ЦП соответственно; Z_{AB}^* - полное относительное сопротивление всей линии.

Так как кабельные линии еще не выбраны, в качестве Z_{ij}^* будем использовать протяженности соответствующих участков трассы (рис.11-14).

В этом случае комплексное выражение (25) распадается на две отдельные формулы по активным и реактивным мощностям соответственно.

Подставляя численные значения, для активной мощности головного участка ЦП-ТП18, получим

$$P_A = ((304.7(0.315+0.27+0.525+1.155)+304.7(0.27+0.525+1.155)+304.7(0.525+1.155)+304.7(1.155))/ (1.04+0.315+0.27+0.525+1.155)) = 650.0 \text{ кВт.}$$

Для реактивной мощности

$$Q_A = ((130.8(0.315+0.27+0.525+1.155)+130.8(0.27+0.525+1.155)+130.8(0.525+1.155)+130.8(1.155))/ (1.04+0.315+0.27+0.525+1.155)) = 279.1 \text{ кВт.}$$

В соответствии с законом Кирхгофа находим

$$S_{12} = S_A - S_1 = (6500+j279.1)-(304.7+j130.8)=345.3+j148.2,$$

$$S_{23} = S_{12} - S_2 = (345.3+j148.2)-(304.7+j130.8)=40.6+j17.4,$$

$$S_{34} = S_{23} - S_3 = (40.6+j17.4)-(304.7+j130.8)=-264.1-j113.4,$$

$$S_B = S_{34} - S_4 = (-264.1-j113.4)-(304.7+j130.8)=-568.9-j244.2.$$

Для остальных кольцевых схем расчеты производим аналогично. Результаты расчетов потоков мощности и выбор сечений КЛ сведены в табл.21.

6. Уточненный расчет нормальных и длительных аварийных режимов распределительных сетей

Уточненный расчет проводится с целью проверки кабелей марки ААШВ_У предварительно выбранных сечений (табл.21) по допустимому нагреву в нормальных и аварийных режимах работы. Так как трансформаторы ЦП оборудованы РПН и способны пропустить всю мощность проектируемого района, сеть 35 кВ не учитывалась в схеме замещения, а шины 10 кВ ЦП рассматривались в качестве балансирующих узлов как по активной, так и реактивной мощности. Емкость батарей статических конденсаторов и нагрузка сторонних потребителей на шинах 10 кВ ЦП не влияют на режим распределительной сети 10 кВ и могут не учитываться.

Параметры кабельных линий 10 кВ определяются по формулам

$$R_{wi} = r_0 l_{wi}, \quad X_{wi} = x_0 l_{wi}, \quad B_{wi} = b_0 l_{wi}, \quad (28)$$

где r_0 , x_0 , b_0 - удельные параметры линий, Ом/км принимались по данным [5]; l_{wi} - протяженность участка КЛ по генплану (табл.21).

Нагрузка трансформаторов городских ТП на шинах 0,4 кВ принимается по данным табл.20. Параметры трансформаторов городских ТП определяются по формулам:

$$\begin{aligned} Z_T &= U_K \% \frac{U_H^2}{S_H} 10, \text{ Ом}, \quad R_T = \Delta P_K \frac{U_H^2}{S_H^2} 1000, \text{ Ом}, \\ X_T &= \sqrt{Z_T^2 + R_T^2}, \text{ Ом}, \\ G_T &= \frac{\Delta P_X}{U_H^2} 1000, \text{ мкСм}, \quad B_T \approx I_X \% \frac{S_H}{U_H^2} 10, \text{ мкСм}, \end{aligned} \quad (29)$$

где $U_K \%$ в процентах, ΔP_K , кВт- напряжение и потери короткого замыкания; $I_X \%$ в процентах, ΔP_X , кВт - ток и потери холостого хода; U_H , кВ, S_H , кВА – номинальные напряжение и мощность трансформатора; R_T , X_T - параметры продольной и G_T , B_T - поперечной части Г-образной схемы замещения трансформатора.

Расчет режимов может быть выполнен с помощью комплекса программ Rastr. Комплекс программ Rastr предназначен для расчета и анализа установившихся режимов электрических систем на ПЭВМ IBM PC и совместимых с нею. Rastr позволяет производить расчет, эквивалентирование и утяжеление режима, обеспечивает возможности экранного ввода и коррекции исходных данных, быстрого отключения узлов и ветвей схемы, имеет возможности районирования сети, также предусмотрено графическое представление схемы или отдельных ее фрагментов вместе с практически любыми расчетными и исходными параметрами. В комплекс включена оптимизация режима по реактивной мощности.

Алгоритм расчета основан на расширенном методе узловых потенциалов. Система узловых уравнений формируется автоматически и решается итерационным методом Ньютона. Первый шаг итераций по указанию пользователя может выполняться методом Зейделя (стартовый алгоритм), либо сразу – методом Ньютона (плоский старт).

Теоретические положения алгоритма программы Rastr достаточно подробно изложены в [14]. Расчетный блок программы Rastr представляет собой дальнейшее развитие программ Уран-1000, КУРС-1000 и RGM.

Программа полностью использует все доступные ресурсы ЭВМ, поэтому максимальное число ветвей и узлов схемы ограничено лишь свободной оперативной памятью ЭВМ и обычно превышает 1000 узлов и ветвей.

Для запуска программы достаточно на файле Rastr.exe нажать клавишу Enter. Программа поддерживает диалоговый режим через русифицированное меню.

Функциональные клавиши главного меню:

- F1 – HELP, повторно – оглавление HELP,
- F2 – Сохранить режимный файл,
- F3 – Загрузить режимный файл,
- F4 – Изменить текущий диск,
- F5 – Изменить текущий каталог,
- F6 – Изменить видеорежим – позволяет переключить стандартный видеорежим (25 строк экрана) на режим EGA (43 строки), VGA (50 строк) и обратно,
- F7 – Ввести название текущей схемы,
- F8 – Ввести пароль для ограничения доступа к файлам,
- F9 – Установить атрибуты для текущей схемы (продолжение действий по клавише F8),
- F10 – Закончить работу Rastr,
- ALT_F10 – отобразить расширенный протокол,
- ALT_F5 – установить файл базы данных трансформаторов.

Исходные данные для расчета режима, определенные по формулам (26), (27) и по данным табл.20, 21, в формате программы Rastr по узлам схемы сети 10 кВ представлены табл.23. Данные по ветвям схемы приведены в табл.24.

Данные вводятся в таблицы «Узлы», «Ветви», «Районы», «Полиномы» в именованных единицах. В зависимости от напряжения сети целесообразно применять следующие системы единиц:

Таблица 22

Рекомендуемые системы единиц для исходных данных программы Rastr

Уном сети	U	S	P	Q	R	X	G	B
до 10 кВ при числе ТП до 20	В	кВА	кВт	квар	Ом	Ом	мСм	мСм
до 10 кВ при числе ТП более 20	кВ	МВА	МВт	Мвар	Ом	Ом	мкСм	мкСм
35 и более кВ	кВ	МВА	МВт	Мвар	Ом	Ом	мкСм	мкСм

Таблица 23

Исходные данные по узлам схемы сети 10 кВ

- Файл: dir - * 18-мая-97/Сред * 09:13:09

	Район	Номер	СХН	Название	Уном	Рнаг	Qнаг	Гшунт	Вшунт
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Б	1	10		ЦП	10.5				
Б	1	20		ЦП	10.5				

Продолжение табл.23

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	1	30	2	ТПП1	10	.501	.213		
	1	40	2	ТПП1	10	.501	.213		
	1	50		ТПП1	10			16.8	126
	1	51	1	T-1/630	.4	.361	.18		
	1	60		ТПП2	10			16.8	126
	1	61	1	T-1/630	.4	.361	.18		
	1	70		ТПП3	10			16.8	126
	1	80		ТПП4	10			16.8	126
	1	90		ТПП5	10			16.8	126
	1	71	1	T-1/630	.4	.454	.228		
	1	81	1	T-1/630	.4	.454	.228		
	1	91	1	T-1/630	.4	.454	.228		
	1	100		ТПП6	10			10.8	84
	1	110		ТПП7	10			10.8	84
	1	120		ТПП8	10			10.8	84
	1	130		ТПП9	10			10.8	84
	1	101	1	T-1/400	.4	.276	.105		
	1	111	1	T-1/400	.4	.276	.105		
	1	121	1	T-1/400	.4	.276	.105		
	1	131	1	T-2/400	.4	.276	.105		
	1	140		ТПП10	10			10.8	84
	1	150		ТПП11	10			10.8	84
	1	160		ТПП12	10			10.8	84
	1	170		ТПП13	10			10.8	84
	1	141	1	T-1/400	.4	.325	.124		
	1	151	1	T-1/400	.4	.325	.124		
	1	161	1	T-1/400	.4	.325	.124		
	1	171	1	T-1/400	.4	.325	.124		
	1	180		ТПП14	10			16.8	126
	1	190		ТПП15	10			16.8	126
	1	200		ТПП16	10			16.8	126
	1	181	1	T-1/630	.4	.418	.208		
	1	191	1	T-1/630	.4	.418	.208		
	1	201	1	T-1/630	.4	.417	.208		
	1	210		ТПП17	10			10.8	84
	1	220		ТПП18	10			10.8	84
	1	230		ТПП19	10			10.8	84
	1	240		ТПП20	10			10.8	84
	1	211	1	T-1/400	.4	.305	.131		
	1	221	1	T-1/400	.4	.305	.131		
	1	231	1	T-1/400	.4	.305	.131		
	1	241	1	T-1/400	.4	.305	.131		
	1	250		ТПП21	10			16.8	126
	1	260		ТПП21	10			16.8	126
	1	270		ТПП22	10			16.8	126
	1	280		ТПП22	10			16.8	126
	1	251	1	T-1/630	.4	.472	.211		

Продолжение табл.23

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	1	261	1	T-2/630	.4	.472	.211		
	1	271	1	T-1/630	.4	.472	.211		
	1	281	1	T-2/630	.4	.472	.211		
	1	290		ТП25	10			10.8	84
	1	300		ТП26	10			10.8	84
	1	310		ТП27	10			10.8	84
	1	320		ТП28	10			10.8	84
	1	330		ТП29	10			10.8	84
	1	340		ТП30	10			10.8	84
	1	291	1	T-1/400	.4	.285	.125		
	1	301	1	T-1/400	.4	.285	.125		
	1	311	1	T-1/400	.4	.285	.125		
	1	321	1	T-1/400	.4	.285	.125		
	1	331	1	T-1/400	.4	.285	.125		
	1	341	1	T-1/400	.4	.285	.125		

Нагрузка задается в виде стандартных квадратичных полиномов статических характеристик нагрузки (СХН) в зависимости от напряжения. Стандартные СХН с номерами 1 и 2 имеют вид представленный на рис.17.

Результаты расчета приведены в табл. 25-31.

Таблица 24

Исходные данные нормального режима по ветвям схемы сети 10 кВ

* Файл: dir - * 18- май-97/Сред * 09:13:24

	Ннач	Нкон	Рлин	Хлин	Глин	Влин	Кт\в	Идоп
1	2	3	4	5	6	7	8	9
	10	30	.0961	.0767		-60.5		91.1
	20	40	.0961	.0767		-60		91.1
	10	310	.29	.0423		-49.9		141.8
	310	330	.248	.036		-42.9		175
	330	320	.205	.0163		-12.9		112.5
	320	340	.744	.0594		-46.8		103.5
О	340	300	.453	.0361		-28.5		103.5
	300	290	.527	.0421		-33.2		112.5
	290	20	.484	.0702		-82.8		141.8
	10	220	1.29	.103		-81.1		91.1
	220	230	.319	.0312		-24.6		112.5
О	230	240	.335	.0267		-21.1		103.5
	240	210	.651	.052		-41		103.5
	210	20	1.432	.1143		-90.1		91.1
	10	250	1.246	.1809		-213.3		141.8
	20	260	1.246	.1809		-213.3		141.8
	250	270	.223	.0324		-38.2		147

Продолжение табл.24

1	2	3	4	5	6	7	8	9
	260	280	.223	.0324		-38.2		147
	10	150	4.247	.3391		-267.2		91.1
	150	160	.44	.0351		-27.7		112.5
O	160	170	.36	.0287		-22.6		112.5
	170	140	.465	.0371		-29.3		112.5
	140	20	3.794	.3029		-238.7		91.1
	20	70	.544	.1386		-236.3		199.3
	70	80	.288	.0419		-49.3		161
	80	100	.651	.052		-41		103.5
	100	110	.422	.0337		-26.5		103.5
O	110	130	.366	.0292		-23		112.5
	130	120	.223	.0324		-38.2		161
	120	90	.31	.045		-53.1		161
	90	10	1.135	.1647		-194.2		136.1
O	80	90	.214	.0311		-36.6		175
	10	200	.49	.0711		-83.8		175
	200	190	.248	.0198		-15.6		112.5
	190	180	.267	.0213		-16.8		112.5
	180	60	.62	.0429		-39		112.5
O	60	50	.295	.0428		-50.4		175
	50	70	.239	.0347		-40.9		161
	310	311	3.7	10.7			.038	32.4
	330	331	3.7	10.7			.038	32.4
	320	321	3.7	10.7			.038	32.4
	340	341	3.7	10.7			.038	32.4
	300	301	3.7	10.7			.038	32.4
	290	291	3.7	10.7			.038	32.4
	220	221	3.7	10.7			.038	32.4
	230	231	3.7	10.7			.038	32.4
	240	241	3.7	10.7			.038	32.4
	210	211	3.7	10.7			.038	32.4
	150	151	3.7	10.7			.038	32.4
	160	161	3.7	10.7			.038	32.4
	170	171	3.7	10.7			.038	32.4
	140	141	3.7	10.7			.038	32.4
	120	121	3.7	10.7			.038	32.4
	130	131	3.7	10.7			.038	32.4
	110	111	3.7	10.7			.038	32.4
	100	101	3.7	10.7			.038	32.4
	250	251	2.1	8.4			.038	51
	260	261	2.1	8.4			.038	51
	270	271	2.1	8.4			.038	51
	280	281	2.1	8.4			.038	51
	200	201	2.1	8.4			.038	51
	190	191	2.1	8.4			.038	51
	180	181	2.1	8.4			.038	51
	60	61	2.1	8.4			.038	51

Продолжение табл.24

1	2	3	4	5	6	7	8	9
	50	51	2.1	8.4			.038	51
	70	71	2.1	8.4			.038	51
	80	81	2.1	8.4			.038	51
	90	91	2.1	8.4			.038	51

Таблица 25

Общая информация расчета нормального режима сети 10 кВ
проектируемого района

Общая информация

* Файл: dip_prob - * 14-май-97/Субб *

узлов 64=2+0+62, ветвей 68=38+30+0, районов 1

Баланс мощности	P, МВт	Q, Мвар
- генерация	11.66	5.43
- нагрузка	11.35	4.93
- потери	0.31	0.50
Генерация бал. у.: N 10	6.52	3.07
Генерация бал. у.: N 20	5.14	2.36

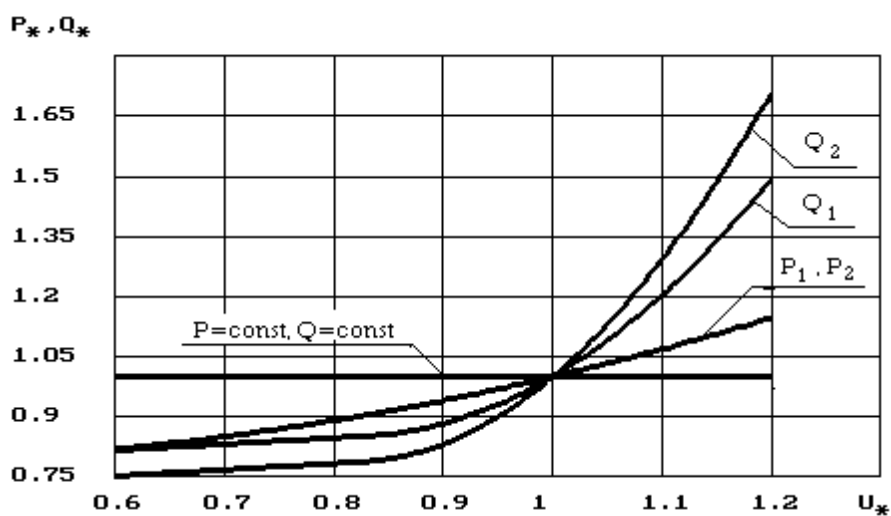


Рис. 16. Встроенные в программу Rastr
статические характеристики нагрузки (СХН)

Таблица 26

Структурный анализ активных потерь по всей сети

* Файл: dip_prob - * 14-май-97/Субб * 21:35:38

Уном	Тип	Потери в ЛЭП		Потери в тр-рах		Потери в шунтах	
		мВт	%	мВт	%	мВт	%
10	Всего:	0.150	47.65	0.118	37.49	0.047	14.86

	Сумма:	0.150	47.65	0.118	37.49	0.047	14.86
--	--------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

Суммарные потери: 0.314(100.00%)

Таблица 27

Структурный анализ реактивных потерь по всей сети

* Файл: dir_prob - * 14-май-97/Субб * 21:35:52

Ун	Тип	Потери в ЛЭП		Потери в тр-ах		Потери в шун-тах	
		мВар	%	мВар	%	мВар	%
1	2	3	4	5	6	7	8
	Продольные	0.020	4.08	0.401	80.38		
	Поперечные	-.274	-4.98	0.000	0.00		
10	Всего:	-.254	-0.90	0.401	80.38	0.352	70.52
	Сумма:	-.254	-0.90	0.401	80.38	0.352	70.52

Суммарные потери: 0.499(100.00%)

Таблица 28

Токовые нагрузки нормального режима

Линия	Название	Ток	Доп.ток	Загрузка
10-30	ЦП-ТП1	31	91	34.5
20-40	ЦП-ТП1	31	91	34.5
10-310	ЦП-ТП27	70	142	49.2
310-330	ТП27-ТП29	52	175	29.9
330-320	ТП29-ТП28	35	112	31.0
320-340	ТП28-ТП30	18	104	16.9
340-300	ТП30-ТП26	0	104	0.0
300-290	ТП26-ТП25	17	112	15.5
290-20	ТП25-ЦП	35	142	24.5
10-220	ЦП-ТП18	37	91	40.8
220-230	ТП18-ТП19	19	112	16.5
230-240	ТП19-ТП20	0	104	0.0
240-210	ТП20-ТП17	19	104	17.9
210-20	ТП17-ЦП	37	91	40.5
10-250	ЦП-ТП21	58	142	40.9
20-260	ЦП-ТП21	58	142	40.9
250-270	ТП21-ТП22	29	147	19.8
260-280	ТП21-ТП22	29	147	19.8
10-150	ЦП-ТП11	39	91	43.2
150-160	ТП11-ТП12	20	112	17.5
160-170	ТП12-ТП13	0	112	0.0
170-140	ТП13-ТП10	20	112	17.4
140-20	ТП10-ЦП	39	91	42.6
20-70	ЦП-ТП3	113	199	56.6
70-80	ТП3-ТП4	62	161	38.4
80-100	ТП4-ТП6	33	104	32.3
100-110	ТП6-ТП7	17	104	16.2
110-130	ТП7-ТП9	0	112	0.0
130-120	ТП9-ТП8	17	161	10.3

120-90	ТП8-ТП5	33	161	20.7
90-10	ТП5-ЦП	61	136	45.0
80-90	ТП4-ТП5	0	175	0.0

Продолжение табл.28

10-200	ЦП-ТП16	101	175	57.9
200-190	ТП16-ТП15	75	112	66.8
190-180	ТП15-ТП14	49	112	43.5
180-60	ТП14-ТП2	23	112	20.2
60-50	ТП2-ТП1	0	175	0.0
50-70	ТП1-ТП3	23	161	14.1

Таблица 29

Токовые нагрузки при отключении головных участков линий ЦП-ТП18,
ЦП-ТП11, ЦП-ТП16 (аварийный режим N1)

Линия	Название	Ток	Доп. ток	Загрузка
10-30	ЦП-ТП1	33	91	36.1
20-40	ЦП-ТП1	33	91	36.1
10-310	ЦП-ТП27	60	142	42.4
310-330	ТП27-ТП29	44	175	25.4
330-320	ТП29-ТП28	26	112	23.3
320-340	ТП28-ТП30	8	104	8.0
340-300	ТП30-ТП26	9	104	8.8
300-290	ТП26-ТП25	27	112	24.0
290-20	ТП25-ЦП	44	142	31.2
10-220	ЦП-ТП18	0	91	0.0
220-230	ТП18-ТП19	24	112	21.2
230-240	ТП19-ТП20	4	104	3.4
240-210	ТП20-ТП17	18	104	17.4
210-20	ТП17-ЦП	36	91	39.3
10-250	ЦП-ТП21	57	142	40.4
20-260	ЦП-ТП21	57	142	40.4
250-270	ТП21-ТП22	29	147	19.6
260-280	ТП21-ТП22	29	147	19.6
10-150	ЦП-ТП11	0	91	0.0
150-160	ТП11-ТП12	17	112	15.5
160-170	ТП12-ТП13	3	112	2.8
170-140	ТП13-ТП10	22	112	19.1
140-20	ТП10-ЦП	39	91	43.1
20-70	ЦП-ТП3	187	199	93.6
70-80	ТП3-ТП4	31	161	19.4
80-100	ТП4-ТП6	23	104	22.0
100-110	ТП6-ТП7	0	104	0.0
110-130	ТП7-ТП9	10	112	8.6
130-120	ТП9-ТП8	28	161	17.6
120-90	ТП8-ТП5	43	161	26.5
90-10	ТП5-ЦП	94	136	68.9
80-90	ТП4-ТП5	26	175	15.0
10-200	ЦП-ТП16	0	175	0.0
200-190	ТП16-ТП15	25	112	22.1
190-180	ТП15-ТП14	54	112	48.4

180-60	ТП14-ТП2	80	112	70.9
60-50	ТП2-ТП1	102	175	58.2
50-70	ТП1-ТП3	128	161	79.4

Таблица 30

Токовые нагрузки при отключении головного участка линий ЦП-ТП25, ЦП-ТП17, ЦП-ТП10, ЦП-ТП5, (аварийный режим N2)

Линия	Название	Ток	Доп. ток	Загрузка
10-30	ЦП-ТП1	28	91	31.2
20-40	ЦП-ТП1	28	91	31.2
10-310	ЦП-ТП27	106	142	74.8
310-330	ТП27-ТП29	89	175	50.8
330-320	ТП29-ТП28	70	112	62.2
320-340	ТП28-ТП30	52	104	49.9
340-300	ТП30-ТП26	34	104	33.3
300-290	ТП26-ТП25	18	112	16.1
290-20	ТП25-ЦП	0	142	0.0
10-220	ЦП-ТП18	79	91	86.2
220-230	ТП18-ТП19	61	112	53.9
230-240	ТП19-ТП20	39	104	37.6
240-210	ТП20-ТП17	18	104	17.8
210-20	ТП17-ЦП	0	91	0.0
10-250	ЦП-ТП21	58	142	40.7
20-260	ЦП-ТП21	58	142	40.7
250-270	ТП21-ТП22	29	147	19.6
260-280	ТП21-ТП22	29	147	19.6
10-150	ЦП-ТП11	80	91	88.1
150-160	ТП11-ТП12	61	112	54.6
160-170	ТП12-ТП13	39	112	35.1
170-140	ТП13-ТП10	19	112	17.1
140-20	ТП10-ЦП	0	91	0.0
20-70	ЦП-ТП3	176	199	88.3
70-80	ТП3-ТП4	128	161	79.8
80-100	ТП4-ТП6	33	104	32.2
100-110	ТП6-ТП7	18	104	17.2
110-130	ТП7-ТП9	0	112	0.0
130-120	ТП9-ТП8	21	161	12.8
120-90	ТП8-ТП5	37	161	22.9
90-10	ТП5-ЦП	0	136	0.0
80-90	ТП4-ТП5	63	175	35.7
10-200	ЦП-ТП16	104	175	59.4
200-190	ТП16-ТП15	78	112	69.7
190-180	ТП15-ТП14	52	112	46.5
180-60	ТП14-ТП2	27	112	24.4
60-50	ТП2-ТП1	0	175	0.0
50-70	ТП1-ТП3	21	161	12.9

Таблица 31

Токовые нагрузки при отключении головного участка линии ЦП-ТПЗ
(аварийный режим N3)

Линия	Название	Ток	Доп. ток	Загрузка
10-30	ЦП-ТПП1	33	91	36.1
20-40	ЦП-ТПП1	33	91	36.1

Продолжение табл.32

10-310	ЦП-ТП27	74	142	52.0
310-330	ТП27-ТП29	54	175	30.7
330-320	ТП29-ТП28	35	112	31.1
320-340	ТП28-ТП30	18	104	17.1
340-300	ТП30-ТП26	0	104	0.0
300-290	ТП26-ТП25	17	112	15.2
290-20	ТП25-ЦП	33	142	23.0
10-220	ЦП-ТП18	36	91	39.9
220-230	ТП18-ТП19	17	112	15.1
230-240	ТП19-ТП20	0	104	0.0
240-210	ТП20-ТП17	18	104	17.7
210-20	ТП17-ЦП	35	91	38.9
10-250	ЦП-ТП21	57	142	40.1
20-260	ЦП-ТП21	57	142	40.1
250-270	ТП21-ТП22	29	147	19.6
260-280	ТП21-ТП22	29	147	19.6
10-150	ЦП-ТП11	38	91	41.8
150-160	ТП11-ТП12	19	112	16.8
160-170	ТП12-ТП13	0	112	0.0
170-140	ТП13-ТП10	19	112	17.0
140-20	ТП10-ЦП	38	91	41.3
20-70	ЦП-ТП3	0	199	0.0
70-80	ТП3-ТП4	0	161	0.0
80-100	ТП4-ТП6	16	104	15.8
100-110	ТП6-ТП7	0	104	0.0
110-130	ТП7-ТП9	18	112	15.7
130-120	ТП9-ТП8	36	161	22.3
120-90	ТП8-ТП5	53	161	33.2
90-10	ТП5-ЦП	126	136	92.7
80-90	ТП4-ТП5	46	175	26.4
10-200	ЦП-ТП16	152	175	86.9
200-190	ТП16-ТП15	128	112	113.4
190-180	ТП15-ТП14	100	112	89.2
180-60	ТП14-ТП2	74	112	65.9
60-50	ТП2-ТП1	52	175	29.7
50-70	ТП1-ТП3	30	161	18.4

Из анализа результатов расчета видно, что токовые нагрузки кабелей не превышают допустимых как в нормальном, так и в аварийных режимах. Единственным исключением является кабельная линия W34 (ТП15-ТП16). Для предварительно выбранного кабеля марки ААШву(3х25) в третьем аварийном режиме (табл.31) токовая нагрузка составляет 113,4%. Поэтому целесообразно увеличить сечение этой линии до 50 мм². Напряжения в узлах схемы (результаты расчетов не приведены) соответствуют требованиям [2] и обеспечивают нормальные уровни напряжений на зажимах потребителей.

З а к л ю ч е н и е

В заключении следует привести, возможно более полное описание результатов проектирования. Для рассматриваемого примера следует отметить следующее.

Спроектированная система электроснабжения удовлетворяет требованиям бесперебойности электроснабжения потребителей, заданного качества напряжения на зажимах потребителей, экономичности как с точки зрения минимума капитальных затрат на строительство, так и с точки зрения суммарных эксплуатационных затрат, включая стоимость потерь электроэнергии.

Основные ее элементы выбраны по многокритериальным методикам оценки эффективности технических устройств. В качестве критериев оптимальности использованы основные экономические и технические параметры системы.

Система электроснабжения проектируемого района состоит из подстанции глубокого ввода напряжением 35/10 кВ с двумя трансформаторами типа ТДН-10000/35 номинальной мощностью 10000 кВА каждый. Питание подстанции осуществляется по двухцепной воздушной линии напряжением 35 кВ на железобетонных опорах с проводами марок АС-120/19. На секциях шин 10 кВ ЦП предусмотрено автоматическое включение резерва.

Распределение энергии внутри района осуществляется на напряжении 10 кВ по кабельным линиям 10 кВ. Кабельные линии выполнены кабелем марки ААШ_{ву}. Используется ограниченное число сечений - 25, 50 и 95 мм², что позволяет упростить как монтажные работы, так и эксплуатацию системы. Трансформаторные подстанции, кроме ТП21, ТП22, однострансформаторные. На ТП21, ТП22 установлено по два трансформатора. На ТП установлены трансформаторы типов ТМ с номинальной мощностью 400 и 630 кВА.

Питание ТП в основном осуществляется по кольцевым схемам. Двухтрансформаторные ТП21, ТП22 питаются по схеме двойных сквозных магистралей с упрощенной схемой РУ на высшем напряжении. В точках

токораздела схемы предусматриваем установку масляных выключателей с АВР.

На трансформаторах ЦП предусмотрены защиты дифференциальная токовая, максимальная токовая, газовая. Схема РУ-35 кВ - без выключателей с отделителями и короткозамыкателями. В связи с небольшой протяженностью ВЛ-35 кВ (4.25 км) отключающий импульс защит трансформаторов по ВЧ связи передается непосредственно на головной выключатель ВЛ-35 кВ. Короткозамыкатель вступает в действие только в случае сбоев ВЧ связи, при отсутствии подтверждения приема отключающего импульса.

Литература

1. Инструкция по проектированию городских электрических сетей. РД 34.20.185-94. Мин. топлива и энергетики РФ. Российское АО Энергетики и электрификации "ЕЭС РОССИИ". -М.: Энергоатомиздат, 1995. -48с.
2. ГОСТ 13109-87. Электрическая энергия. Требования к качеству электроэнергии в электрических сетях общего назначения. -М.: Изд-во стандартов, 1987.
3. Правила устройства электроустановок. -М.: Энергоатомиздат, 1985. - 640с.
4. Козлов В.А. Электроснабжение городов. -Л.: Энергоатомиздат, 1988. -264с.
5. Электротехнический справочник: в 3 т./Под общ. ред. профессоров МЭИ. Т. 3, кн. 1. -М.: Энергоатомиздат, 1988. - 880с.
6. Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования/ Под ред. Ю.Г.Барыбина. - М.: Энергоатомиздат, 1991. - 464 с.
7. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию: в 2 т. /Под общ. ред. А.А.Федорова. Т.2. Электрооборудование, -М.: Энергоатомиздат, 1987. -592с.
8. Шаткин А.Н. Расчеты по электроснабжению/ Учеб. пособ. по курсу "Электроснабжение". -Саратов: СГТУ, 1993. - 88 с.
9. Козлов В.А. Городские распределительные электрические сети.- Л.:Энергоатомиздат,1982.-264 с.
10. Гордиевский И.Г., Лордкипанидзе В.Д. Оптимизация параметров электрических сетей. -М.: Энергоиздат,1978. - 144 с.
11. Вентцель Е.С. Исследование операций: задачи, принципы, методология. -М.: Наука, 1988. -208 с.
12. Гук Ю.Б. и др. Проектирование электрической части станций и подстанций. -Л.: Энергоатомиздат,1985.- 312 с.
13. Хусаинов И.М. Примеры расчетов электрических сетей/ Учеб. Пособ. для студ. спец. 100400 и направл. 551700. – Саратов: СГТУ, 1998. - 95 с.
14. Идельчик В.И. Расчеты и оптимизация режимов электрических сетей и систем. –М.: Энергоатомиздат, 1988. –288с.

ОЗЕРСКИЙ Владимир Михайлович
МАКОВЕЦКИЙ Станислав Яковлевич

РАСЧЕТЫ
ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДОВ

Учебное пособие

Редактор Р.А.Козина

Лицензия ЛР № 020271 от 15.11.96

Подписано в печать 25.02.2001

Формат 60×84 1/16

Бум.тип.

Усл.–печ.л. 3,95 (4,25)

Уч.–изд.л. 3,7

Тираж 1000

экз.

Заказ 71

С 31

Саратовский государственный технический университет

410054 г.Саратов, ул. Политехническая, 77

Копипринтер СГТУ, 410054 г.Саратов, ул. Политехническая, 77