



МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ФГБОУ ВПО «МГУ им. Н. П. Огарёва»

430904, г. Саранск, р.п.Ялга, ул.Пионерская, 12, стр.1, тел.: 25-41-01

**Схема электроснабжения Тургеневского городского поселения
Ардатовского муниципального района Республики Мордовия**

Руководитель УНЦ «Мордовский центр энергосбережения»
А.П. Левцев



Саранск 2014

Содержание

1.СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ТУРГЕНЕВСКОГО ГОРОДСКОГО ПОСЕЛЕНИЯ	6
1.1.Анализ существующей структуры электроснабжения напряжением 10-110 кВ	6
1.2. Распределительные пункты (РП).....	8
1.3.Трансформаторные подстанции (ТП)	9
1.4. Линии, соединяющие центры питания (ЦП) с РП и ТП. Линия, соединяющие ТП между собой.....	11
1.5.Питающие линии промышленных предприятий, находящихся на территории Тургеневского городского поселения	14
1.6.Резервы и дефициты ЦП и электроприемников потребителей ПС 110/35/10 кВ «Ардатов».....	14
1.7.Безопасность и надежность систем электроснабжения	15
1.8.Распределительные сети напряжением 10 кВ, включая распределительные пункты (РП), трансформаторные подстанции (ТП), линии, соединяющие ТП между собой, питающие линии промышленных предприятий, находящихся на территории Тургеневского городского поселения	18
2.ЭЛЕКТРОННАЯ МОДЕЛЬ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ТУРГЕНЕВСКОГО ГОРОДСКОГО ПОСЕЛЕНИЯ В СИСТЕМЕ INDORELECTRA	20
2.1. Графическое представление объектов электроснабжения, с привязкой подложки поселковой территории и полным описанием связности объектов.....	22
2.2.Паспортизация объектов электроснабжения.....	23
2.3.Расчет нормального режима электрической сети 10 кВ	24
2.4.Расчет токов короткого замыкания	32
2.5.Расчет показателей надежности.....	32
2.5. Построение графиков для разработки и анализа сценариев перспективного развития	33
3.ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ И ПОТРЕБЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ТУРГЕНЕВСКОГО ГОРОДСКОГО ПОСЕЛЕНИЯ	35

3.1.Сведения о фактических и перспективных электрических нагрузках потребителей.....	35
3.2.Описание структуры электроснабжения с территориальной разбивкой по зонам действия центров питания, кадастровым и планировочным кварталам, муниципальным районам, административным округам.	35
3.3.Максимальные электрические нагрузки (активные и реактивные) в расчетном элементе территориального деления при краткосрочном прогнозировании (трех- или пятилетний период)	36
4.ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ И МОДЕРНИЗАЦИИ ОБЪЕКТОВ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ.....	38
4.1.Сведения об объектах (центрах питания), предлагаемых к новому строительству для обеспечения перспективных приростов электрических нагрузок	38
4.2.Сведения о действующих объектах, предлагаемых к реконструкции для обеспечения перспективных приростов электрических нагрузок	38
4.3.Предложения по строительству и реконструкции объектов систем электроснабжения в рамках перспективной схемы электроснабжения Тургеневского городского поселения	39
4.3.1.Расчет перспективных электрических нагрузок	40
4.3.2.Распределение нагрузок по ЦП	41
4.3.3.Закрепление площадок для новых электростанций и подстанций	41
4.3.4.Обеспечение перспективного прироста электрических нагрузок, не обеспеченного электрической мощностью существующих сооружений	42
4.3.5.Предварительный выбор местоположения, основных параметров сооружений и очередности строительства	42
4.3.6.Определение перспективных режимов загрузки и работы основного оборудования	44
4.3.7.Определение ориентировочного объема инвестиций для строительства, реконструкции и модернизации объектов	45

5.ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ И МОДЕРНИЗАЦИИ СЕТЕВЫХ ОБЪЕКТОВ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ	46
5.1.Сведения о реконструируемых и предлагаемых к новому строительству электрических сетях, обеспечивающих перераспределение электрической нагрузки из зон с дефицитом в зоны с избытком электрических мощностей (использование существующих резервов).....	46
5.2.Сведения об электрических сетях, предлагаемых к новому строительству для обеспечения перспективных приростов электрической нагрузки во вновь осваиваемых районах муниципального образования под жилищную, комплексную или производственную застройку	48
5.3.Сведения об электрических сетях, предлагаемых к новому строительству для обеспечения нормативной надежности и безопасности электроснабжения.....	48
5.4.Сведения об участках электрических сетей, обеспечивающих вывод электрической мощности от вновь строящихся и реконструируемых объектов системы электроснабжения	49
5.5.Сведения о реконструируемых участках электрической сети с увеличением ее пропускной способности для обеспечения перспективных приростов электрической нагрузки.....	49
5.6.Сведения о реконструируемых участках электрической сети, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса (при этом остаточный ресурс требуется определять по текущему состоянию).....	49
5.7.Сведения о диспетчеризации, телемеханизации и автоматизированных системах управления режимами электроснабжения	49
5.8.Сведения об автоматической системе контроля и управления энергоресурсами (АСКУЭ).....	50
6.ОЦЕНКА КАПИТАЛЬНЫХ ВЛОЖЕНИЙ В НОВОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО, РЕКОНСТРУКЦИЮ И МОДЕРНИЗАЦИЮ ОБЪЕКТОВ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ.....	51
6.1.Оценка капитальных вложений в новое строительство и реконструкцию объектов систем электроснабжения	51

Введение

В соответствии с федеральным законом «Об электроэнергетике», постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 года №823, утверждены Правила разработки и утверждения схем и программ перспективного развития электроэнергетики.

В соответствии с настоящими Правилами должны разрабатываться схемы и программы перспективного развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации.

Основными целями разработки схем и программ перспективного развития электроэнергетики являются развитие сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей, обеспечение удовлетворения долгосрочного и среднесрочного спроса на электрическую энергию и мощность, формирование стабильных и благоприятных условий для привлечения инвестиций в строительство объектов электроэнергетики.

Схемы и программы развития электроэнергетики регионов являются основой для разработки инвестиционных программ распределительных сетевых компаний.

В настоящее время в субъектах Российской Федерации утверждаются разработанные схемы и программы развития электроэнергетики напряжением 6-35 кВ.

1.СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ТУРГЕНЕВСКОГО ГОРОДСКОГО ПОСЕЛЕНИЯ

1.1.Анализ существующей структуры электроснабжения напряжением 10-110 кВ

Электрические сети, питающие систему электроснабжения (СЭС) Тургеневского городского поселения (Тургеневского ГП), состоят из воздушных линий 0,4, 10 кВ, 110 кВ и понижающих подстанций (ПС) 10/0,4 кВ, 110/10 кВ. Электроснабжение Тургеневского ГП осуществляется от ПС 110/35/10 кВ «Ардатов», находящейся на балансе ОАО «МРСК-Волги». Распределение электроэнергии по территориям объектов электроснабжения и внутри зданий промышленного, гражданского и другого назначения выполняется линиями 10 кВ, подстанциями 10/0,4 кВ и линиями до 1 кВ. Основная часть трансформаторных подстанций Тургеневского ГП - построена в 1970-х годах.

Предприятия различных отраслей потребляют более 70 % (ОАО «Ардатовский светотехнический завод») вырабатываемой в составе электроэнергетической системы Тургеневского ГП. Суммарная установленная мощность по всем трансформаторным подстанциям составляет 14,83 МВт. Основное потребление электроэнергии осуществляется промышленными потребителями от трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ. Учет потребления ведется как на стороне абонентов, так и у энергоснабжающей организации.

Система электроснабжения промышленности Тургеневского городского поселения характеризуется некоторым многообразием видов, применяемых энергопотребителей, их номинальных мощностей и режимов работы.

Промышленные установки потребляют значительную реактивную мощность, поэтому коэффициент мощности нагрузки обычно не превышает 0,7-0,8.

Промышленные производства нуждаются в высокой надежности электроснабжения, допуская перерывы подачи напряжения лишь на время включения резервного питания (резервные линии, трансформаторы) в пределах 1-

2 с (I категория надежности электроснабжения). К основным предприятиям Тургеневского ГП относятся ОАО «Ардатовский светотехнический завод» и др. Ряд процессов, требуют бесперебойного электроснабжения.

Так же немало важным потребителем является коммунально-бытовой сектор, к которому относится широкий круг зданий, расположенных в жилых районах городского поселения, такие как жилые здания, здания административно-управленческого назначения, учебные и научные заведения, магазины, здания здравоохранения, культурно-массового назначения, общественного питания и т.п.

Потребители электроэнергии (ПЭ) данного типа характеризуются значительной номенклатурой электроприёмников (ЭП), их относительно существенной номинальной мощностью и высокими коэффициентами насыщения, данными ЭП бытовых и общественных зданий. Установленные мощности ЭП оцениваются следующим образом: квартиры с газовыми плитами 21,4 кВт, то же - с электроплитами 32,6-39,6 кВт, коттеджи с электроплитами 47,9 кВт.

Установленная мощность ЭП в жилых и общественных зданиях (в зависимости от типа, назначения и количества этажей и жилых секций) составляют от 100-200 кВт до единиц мегаватт.

Основными типами современных ЭП зданий данного назначения являются приборы электрического освещения, нагревательные приборы (плиты, отопление, горячая хозяйственная вода), холодильники и морозильники, кондиционеры воздуха и различные приборы электронного типа (аудио-, видеотехника и т.п.). Преобладание ламп накаливания в осветительных установках и ЭП нагревательного типа определяют высокие значения коэффициентов мощности на вводах в здания (0,9-0,95) в часы суточных максимумов нагрузок.

Значительная часть ЭП данной группы предъявляет умеренные требования к надежности электроснабжения (II категория по [1, 9]), допускающие перерывы питания на время оперативных переключений в распределительных электросетях до 1 кВ и 10 кВ.

Ниже представлен перечень фидеров на ПС 110/35/10 кВ «Ардатов» с указанием протяженности длины ЛЭП 10 кВ от каждого из них (табл. 1.1.).

Таблица 1.1. – Фактическая нагрузка

№ п/п	Наименование подстанции	Номер фидера	Протяженность линии, км
1.	ПС 110/35/10 кВ «Ардатов»	3	11,12
2.	ПС 110/35/10 кВ «Ардатов»	5	1,36
3.	ПС 110/35/10 кВ «Ардатов»	19	7,47
4.	ПС 110/35/10 кВ «Ардатов»	9	19,47
5.	ПС 110/35/10 кВ «Ардатов»	15	59,91
6.	ПС 110/35/10 кВ «Ардатов»	12	13,27
7.	ПС 110/35/10 кВ «Ардатов»	13	10,6
8.	ПС 110/35/10 кВ «Ардатов»	16	17,94
9.	ПС 110/35/10 кВ «Ардатов»	21	16,24
10.	ПС 110/35/10 кВ «Ардатов»	7	7,6
11.	ПС 110/35/10 кВ «Ардатов»	15	5,76

1.2. Распределительные пункты (РП)

В электрических сетях 10 кВ Тургевского городского поселения применяется распределительный пункт (РП) принадлежащий ОАО «АСТЗ», представляющий собой распределительное устройство указанных напряжений, источники питания (ИП) приближенные к определенным группам ПЭ. На промышленных предприятиях это цеха с крупными двигателями 10 кВ, в городских сетях это трансформаторные подстанции (ТП) 10/0,4 кВ, удаленные от основных источников питания. Обоснованиями применения РП являются: сокращение количества ячеек выключателей 10 кВ на ИП; уменьшение протяженности кабельных линий; упрощение оперативной эксплуатации распределительных сетей.

В настоящее время электрические сети Тургевского городского поселения РП выполнены по радиальной схеме питающих линий, что соответствует условиям питания крупных районов городской застройки. По требованиям надежности электроснабжения, РП относятся к ПЭ 1 категории. В связи с этим секционные выключатели шин 10 кВ на ИП и РП разомкнуты в нормальных

режимах работы. Секционный выключатель на РП оборудован устройством автоматического включения резерва (АВР) при аварийном отключении одной из секций ИП или одной из питающих линий.

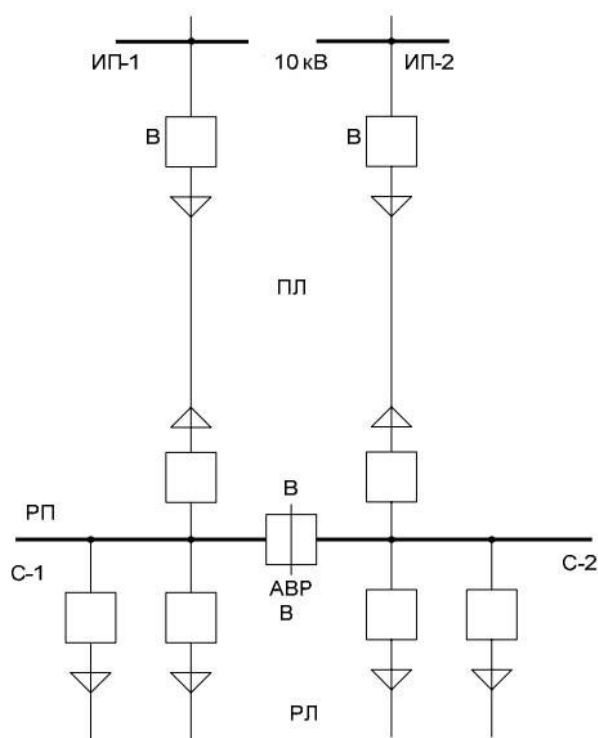


Рис. 1.2 – Схема РП ОАО «АСТЗ»

1.3. Трансформаторные подстанции (ТП)

Электроснабжение жилых кварталов и зоны предприятий Тургеневского ГП осуществляется от 35 подстанций. Ниже представлены сведения о наличии трансформаторных подстанций, находящихся на балансе у ОАО «МРСК-Волги» и ОАО «АСТЗ» по состоянию на 01.02.2014 г. (табл. 1.2, 1.3).

Таблица 1.2. – Перечень подстанций Тургеневского ГП принадлежащих ОАО «МРСК-Волги»

№ п/п	№ ТП	Место расположения	Кол. ВН, РВ	Мощность трансформато ров	Примечание
1	2	3	4	5	6
1.	ПС 110/35/10 кВ «Ардатов»		-	10000	

2.	ПС 110/35/10 кВ «Ардатов»		-	10000	
3.	ТП №14		-	160	
4.	ТП №14		-	400	
5.	ТП №3		-	160	
6.	ТП №12		-	400	
7.	ТП №А419		-	630	
8.	ТП №21		-	100	
9.	ТП №15		-	560	
10.	ТП №13		-	400	
11.	ТП №353		-	100	
12.	ТП №А401		-	250	
13.	ТП №210-2103		-	160	
14.	ТП №210-2104		-	160	
15.	ТП №253		-	100	
16.	ТП №206		-	100	
17.	ТП №199		-	160	
18.	ТП №210-2102		-	100	
19.	ТП №67		-	100	
20.	ТП №202		-	160	
21.	ТП №200		-	160	
22.	ТП №201		-	100	
23.	ТП №102		-	160	
24.	ТП №205		-	100	
25.	ТП №1		-	400	
26.	ТП №18		-	630	
27.	ТП №11		-	630	
28.	ТП №4		-	1600	

**Таблица 1.3. – Перечень подстанций Тургеневского ГП принадлежащих
ОАО «АСТЗ»**

№ п/п	№ ТП	Место расположения	Кол. ВН, РВ	Мощность трансформато ров	Примечание
1	2	3	4	5	6
1.	ТП №16		-	630	
2.	ТП №4		-	1600	
3.	ТП №18		-	630	
4.	ТП №8		-	400	
5.	ТП №6		-	1000	
6.	ТП №1		-	400	
7.	ТП №7		-	560	
8.	ТП №5		-	1000	
9.	ТП №11		-	630	

1.4. Линии, соединяющие центры питания (ЦП) с РП и ТП. Линия, соединяющие ТП между собой.

Сведения по линиям электропередач Тургеневского ГП представлены в таблице 1.4. и на рисунках 1.2-1.5

Таблица 1.4. - Сведения по линиям электропередач по уровням напряжения

№ п/п	Фидер	I доп., А	R, Ом	X, Ом	L, км	Тип и длина
1	ЦРП	265,00	0,42	0,34	1,00	A-70
2	ЦРП	215,00	0,06	0,04	0,10	A-50
3	ЦРП	215,00	0,29	0,18	0,50	A-50
4	ЦРП	215,00	0,03	0,02	0,05	A-50
5	ЦРП	215,00	0,03	0,02	0,05	A-50
6	ЦРП	215,00	0,29	0,18	0,50	A-50
7	ЦРП	215,00	0,03	0,02	0,05	A-50
8	ЦРП	215,00	0,03	0,02	0,05	A-50
9	ЦРП	0,00	0,03	0,01	0,06	АСБ-10 3x70
10	ЦРП	0,00	0,03	0,01	0,12	АСБ-10 3x120
11	ЦРП	0,00	0,05	0,01	0,12	АСБ-10 3x70
12	ЦРП	0,00	0,04	0,01	0,12	АСБ-10 3x95
13	ЦРП	0,00	0,07	0,02	0,23	АСБ-10 3x95
14	ЦРП	265,00	0,02	0,02	0,05	A-70
15	ЦРП	265,00	0,21	0,17	0,50	A-70
16	ЦРП	265,00	0,21	0,17	0,50	A-70
17	ЦРП	265,00	0,13	0,10	0,30	A-70
18	ЦРП	265,00	0,02	0,02	0,05	A-70
19	ЦРП	265,00	0,02	0,02	0,05	A-70
20	ЦРП	265,00	0,21	0,17	0,50	A-70
21	ЦРП	215,00	0,12	0,07	0,20	A-50
22	ЦРП	0,00	0,06	0,02	0,19	АСБ-10 3x95
23	ЦРП	215,00	0,06	0,04	0,10	A-50
24	ЦРП	215,00	0,06	0,04	0,10	A-50
25	ЦРП	215,00	0,12	0,07	0,21	A-50
26	ЦРП	0,00	0,01	0,00	0,03	АСБ-10 3x95
27	ЦРП	215,00	0,02	0,01	0,03	A-50
28	ЦРП	215,00	0,29	0,18	0,50	A-50
29	Ф-15	320,00	1,73	1,83	5,50	A-95
30	Ф-7	375,00	1,38	1,78	5,50	A-120
31	Ф-9	215,00	0,88	0,53	1,50	A-50



Рис.1.5. - Общая схема центра питания (ЦП) и ТП.

1.5.Питающие линии промышленных предприятий, находящихся на территории Тургеневского городского поселения

Линии электропередач, питающие промышленные предприятия Тургеневского городского поселения в основном проложены кабельными линиями. На предприятия подходят выделенные фидера с ПС 110/35/10 кВ «Ардатов», яч.7, 15а напряжением 10 кВ.

1.6.Резервы и дефициты ЦП и электроприемников потребителей ПС 110/35/10 кВ «Ардатов»

Подстанция 110 кВ Ардатов установленной мощностью 20 МВА введена в эксплуатацию в 1974-м г. Комплексная реконструкция здесь не проводилась.

Подстанция обеспечивает баланс мощности Мордовской энергосистемы, снабжает электроэнергией потребителей Тургеневского городского поселения, среди которых крупный ОАО «Ардатовский светотехнический завод», и др.

На подстанции 110 кВ внедрена автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ). Это

позволит управлять оборудованием подстанции более надежно и оперативно, уменьшить потери при передаче электроэнергии, снизить расходы.

Таблица 1.5. – Резерв ЦП

№ фидера	Установленная мощность, кВА	Резерв
ПС 110/35/10 кВ «Ардатов»	2х10000 кВА	-

1.7.Безопасность и надежность систем электроснабжения

Энергосистема Тургеневского городского поселения представляет собой подстанцию 110/35/10 кВ по современным меркам сравнительно небольшой мощности 20 МВА достаточной для типового поселка.

В такой напряженной обстановке дефицита энергетических мощностей особое значение имеет безопасное, надежное и бесперебойное электроснабжение промышленных потребителей и объектов социальной сферы Тургеневского городского поселения, городского поселения Ардатов, промышленных предприятий. Перерывы в электроснабжении на время большее, чем допустимое Правилами, могут привести к нежелательным и тяжелым последствиям особенно для ОАО «АСТЗ», ОАО «Ардатовский маслозавод», ЗАО «Мордовский бекон».

Вопросы безопасности и надежности электроснабжения можно разделить на:

- безопасность и надежность внешнего электроснабжения;
- безопасность и надежность электроснабжения по внутренним электросетям потребителей.

Безопасность и надежность внешнего электроснабжения

Под этим подразумевается обеспечение энергоснабжающими организациями требуемой категории надежности электроснабжения потребителей на границе балансовой принадлежности электросетей. Граница балансовой принадлежности определяется в соответствии с Актом по разграничению, который в свою очередь является приложением к Договору энергоснабжения. В

редакции большинства уже имеющихся и заключенных на настоящий момент договоров энергоснабжения потребителей электроэнергии в роли энергоснабжающей организации выступает энергосбытовая организация – ОАО «Мордовская энергосбытовая компания».

Надежность электроснабжения регулируется федеральным законом от 26.03.2003 года № 35 «Об электроэнергетике»:

– ст. 6: «Общими принципами организации экономических отношений и основами государственной политики в сфере электроэнергии, в том числе являются: обеспечение бесперебойного и надежного функционирования электроэнергетики в целях удовлетворения спроса на электрическую энергию для потребителей»;

– ст. 7: «...в понятие правового статуса национальной (общероссийской) электрической сети, которая представляет комплекс электрических сетей и иных объектов электросетевого хозяйства, включено обеспечение ею (национальной электросетью) устойчивого электроснабжения электрической энергией потребителей»;

– ст. 11: «...система оперативно/диспетчерского управления, которая включает в себя комплекс мер по централизованному управлению технологическими режимами работы объектов электроэнергетики, и ее целью также является обеспечение надежного энергоснабжения и качества электрической энергии».

Российская Федерация стоит на пороге принятия комплекса технических регламентов и поэтому следует указать: ст. 28 Закона «Об электроэнергетике», которая объявляет, что целями технического регулирования и контроля (надзора) за соблюдением технических регламентов в электроэнергетике является обеспечение ее надежного и безопасного функционирования и предотвращение аварийных ситуаций, связанных с эксплуатацией объектов электроэнергетики и энергоустановок потребителей электроэнергии.

Таким образом, указанные выше статьи Федерального закона «Об электроэнергетике» определяют вопросы надежности и ответственность за

внешнее электроснабжение потребителей. Постановлением Правительства РФ от 27.12.2004 года № 861 также утверждены:

1.Правила несанкционированного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг;

2.Правила технологического присоединения энергопринимающих устройств (энергетических установок) юридических и физических лиц к электрическим сетям, в которых указано:

– лицо или организация, владеющая энергопринимающим устройством, направляет заявку на технологическое присоединение, в которой должны указать заявленный уровень надежности энергопринимающего устройства;

– сетевая организация по договору об оказании услуг по передаче электроэнергии принимает на себя обязательства, в том числе: осуществлять передачу электрической энергии в соответствии с согласованными параметрами надежности и с учетом технологических характеристик энергоустановок.

Подводя итог разговора о законодательной базе надежности электроснабжения, следует отметить, что при ее безусловном исполнении должна быть обеспечена требуемая надежность электроснабжения в соответствии с категориями надежности электроснабжения, изложенными в ПУЭ издание 7 раздел I.

Однако практическое воплощение законодательных актов и реформа РАО «ЕЭС России» показали, что имеются серьезные недоработки в обеспечении надежности электроснабжения потребителей электроэнергии Тургеневского городского поселения.

Безопасность и надежность электроснабжения по внутренним электросетям потребителей.

С 01.01.2004 года введен в действие Свод правил по проектированию и строительству «Проектирование и монтаж электроустановок жилых и общественных зданий».

Данный Свод правил выпущен взамен ВСН–5988 и предназначен для проектирования и монтажа электроустановок вновь строящихся и реконструированных зданий.

В соответствии с гл. 5 «Электроснабжение» дифференцирована и определена категорийность надежности электроснабжения по группам электроприемников жилых и общественных зданий.

Для обеспечения требуемой категории надежности электроснабжения Свод правил определяет место установки АВР. Возможна установка АВР централизованно – на вводах в здание и децентрализованно – у электроприемников I категории. Вариант установки АВР выбирается в проекте в зависимости от взаимного расположения РУ, ВРУ и электроприемников, а также от условий эксплуатации и способов прокладки питающих линий.

В случае, когда электроприемники I категории не могут быть запитаны от двух независимых источников, должно быть осуществлено их технологическое резервирование, включаемое автоматически.

При отсутствии АВР на вводе в здание питание электроприемников первой категории по надежности электроснабжения следует выполнять от самостоятельного щита (панели) с устройством АВР.

1.8.Распределительные сети напряжением 10 кВ, включая распределительные пункты (РП), трансформаторные подстанции (ТП), линии, соединяющие ТП между собой, питающие линии промышленных предприятий, находящихся на территории Тургеневского городского поселения

Ниже представлена нормальная схема подключения электрических сетей по 10 кВ Тургеневского ГП.

**Таблица 1.6. - Нормальная схема электросетей от
ПС 110/35/10 кВ «Ардатов» по 10 кВ**

№ п/п	Наименование фидера	Потребитель
1.	Фидер № 3	Ретранслятор
2.	Фидер № 5	ЗАО «Мордовский бекон»
3.	Фидер № 7	ОАО «АСТЗ»
4.	Фидер № 9	с.Баево
5.	Фидер № 12	ст.Ардатово
6.	Фидер № 13	Маслозавод
7.	Фидер № 15	п.Лесозавод
8.	Фидер № 15а	ОАО «АСТЗ»
9.	Фидер № 16	г.Ардатов
10.	Фидер № 19	г.Ардатов
11.	Фидер № 21	с.Тургенево

2.ЭЛЕКТРОННАЯ МОДЕЛЬ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ТУРГЕНЕВСКОГО ГОРОДСКОГО ПОСЕЛЕНИЯ В СИСТЕМЕ INDORELECTRA

Основные функции системы IndorElectra:

Отображение схем

- Создание изображений однолинейных схем подстанций.
- Создание изображений оперативных диспетчерских схем, щитов.
- Отображение на схемах состояний коммутаторов.
- Выделение частей сети/фидеров с учётом состояния коммутаторов.
- Поиск контуров в сети.
- Оформление и печать чертежей схем.

Хранение атрибутов

- Атрибутивное описание элементов схем: трансформаторов, линий электропередачи, нагрузок, устройств релейной защиты, подстанций.
- Автоматическое раскрашивание схем по номинальному напряжению или по фидерам.
- Вывод атрибутов на чертеж и в файл отчёта Microsoft Excel.
- Ведение справочников электротехнического оборудования для использования их при вводе данных.

Моделирование (расчёт) режимов

- Моделирование установившегося режима электрической сети. Расчёт производится с помощью метода поочередного уточнения потокораспределения и напряжений, как наиболее эффективного для электрических сетей с радиальной структурой и малым количеством контуров, что наиболее часто встречается на практике.
- Расчёт технических потерь электроэнергии.
- Расчёт токов и остаточных напряжений трёхфазных коротких замыканий. Расчёт производится в соответствии с указаниями по расчёту токов коротких замыканий методом наложения аварийного режима на исходный.

- Проверка селективности настройки токовых защит. На основе расчёта токов короткого замыкания проводится анализ срабатывания выбранных защит с учётом их токовых уставок и времени отсечки. В наглядном виде представляется «карта селективности», демонстрирующая очередность срабатывания защит.

Результатом моделирования режимов являются напряжения и фазовые углы в узлах электрической сети, потоки мощности и токи в ветвях (линии, трансформаторы, коммутаторы). Все результаты расчёта выводятся на полочки на чертеже схемы, а также в файл отчёта Microsoft Excel.

На полочки, подведённые к узлам, выводятся напряжение и фазовый угол, а также потребляемая в узле мощность.

На полочки, подведённые к середине линии/трансформатора, выводятся потери мощности в линии/трансформаторе. На полочки, подведённые к краям линий/трансформаторов, выводятся значения потоков мощности в сторону от ближайшего узла и ток, протекающий с данной стороны линии/трансформатора, приведённый к соответствующему напряжению. На полочки, подведённые к коммутаторам, выводятся протекающие в них токи.

Задачи, решаемые системой IndorElectra

- Резервирование электроснабжения.
- Оценка запаса пропускной способности электрических сетей.
- Разработка мероприятий по увеличению пропускной способности электрических сетей посредством имитации размещения БСК и УШР, а также строительства дополнительных линий электропередачи и подстанций.

- Режимная оценка вариантов подключения к сети новых потребителей энергии.

- Поиск точек оптимального токораздела.

Расчётная модель сети формируется в виде графа, у которого вершинам ставится в соответствие следующая информация:

U_i – модуль заданного напряжения;

Y_{0i} – комплексная проводимость на шину нулевого потенциала, включающая в себя поперечные проводимости ЛЭП, силовых трансформаторов, проводимости шунтирующего реактора или БСК, присоединённых к узлу;

P_i , Q_i – активная и реактивная составляющие мощности потребляемой энергии, которые могут быть также представлены в виде функций напряжения U_i .

Ветви графа представляются комплексными сопротивлениями Z_{ij} и идеальной трансформацией силовых трансформаторов K_{ij} . Ниже на рисунке показан пример обобщённой вершины графа с примыкающими рёбрами. Рёбра с трансформациями напряжений и токов имеют сопротивления, приведённые к сторонам высокого напряжения.

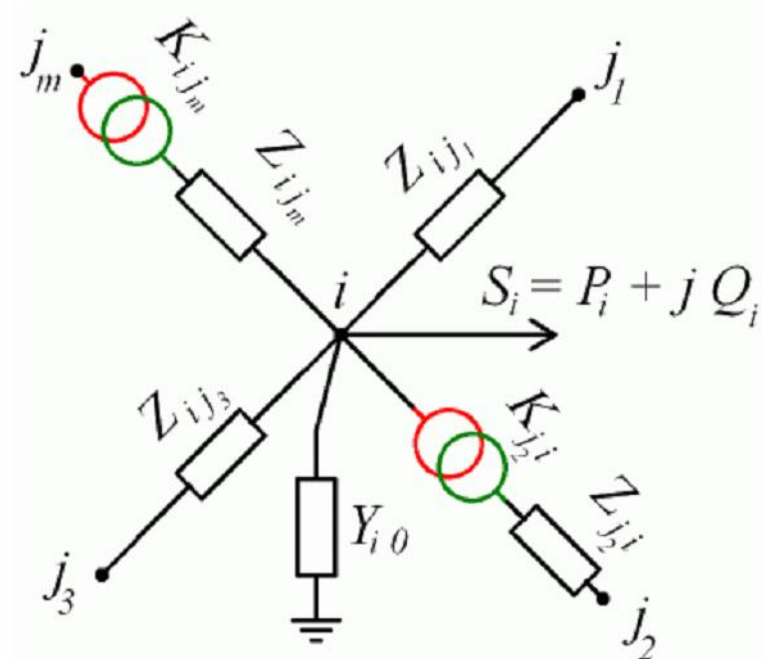


Рис. 2.1. – Модель электрической сети

2.1. Графическое представление объектов электроснабжения, с привязкой подложки поселковой территории и полным описанием связности объектов

Графическое представление электроснабжения Тургеневского ГП выполнено в программном комплексе IndorElectra (рисунок 2.2). Данный комплекс предназначен для моделирования режимов электрических систем и

сетей. IndorElectra выполняет расчеты, как для разомкнутых схем, так и для сложноразомкнутых.

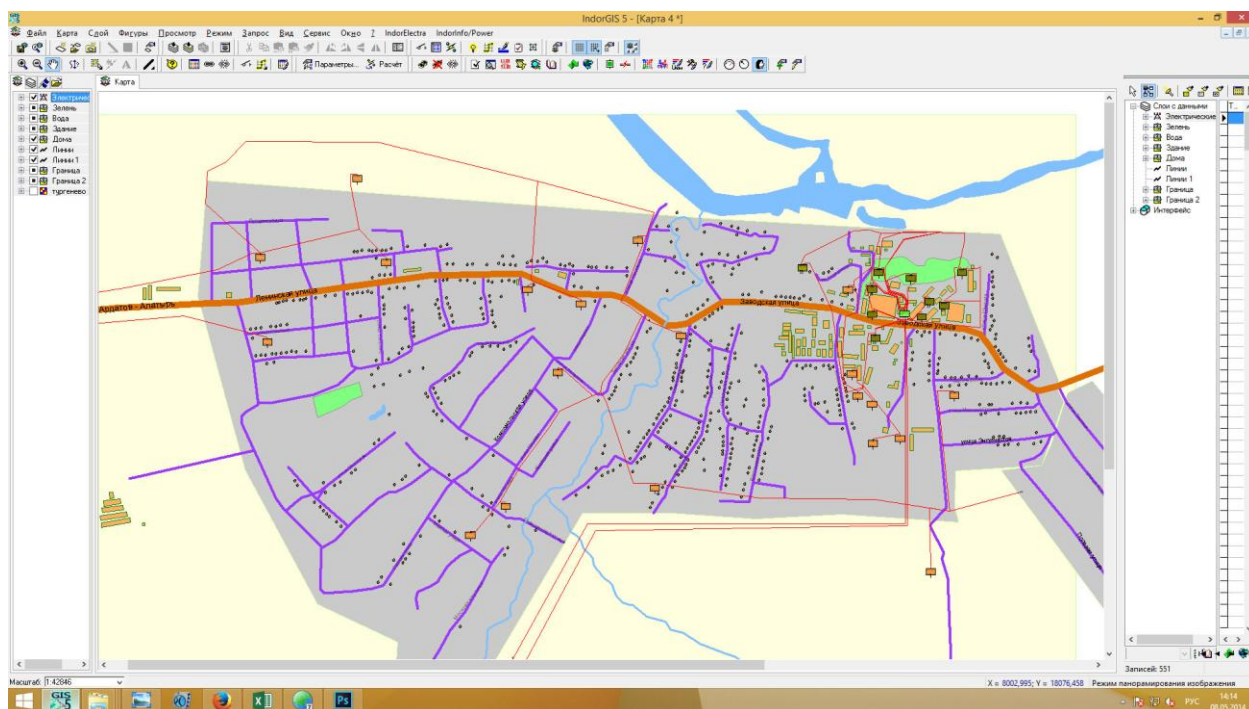


Рис. 2.2. - Графическое представление электроснабжения Тургеневского ГП в программном комплексе IndorElectra.

2.2.Паспортизация объектов электроснабжения

Система паспортизации оборудования и элементов системы электроснабжения позволяет учитывать индивидуальные технические характеристики реальных объектов при выполнении расчетных задач. Перечень объектов, внесенных в базу программного комплекса представлен в таблице 2.1.

Таблица 2.1. – Перечень объектов электроснабжения

№	Название подстанции	U _{ном} , кВ	Примечание
1	2	3	4
1	ТП №14	10,00	
2	ТП №14	10,00	
3	ТП №3	10,00	
4	ТП №16	10,00	
5	ТП №4	10,00	
6	ТП №18	10,00	
7	ТП №8	10,00	
8	ТП №6	10,00	
9	ТП №1	10,00	
10	ТП №7	10,00	
11	ТП №5	10,00	

12	ТП №12	10,00	
13	ТП №11	10,00	
14	ТП №А419	10,00	
15	ТП №21	10,00	
16	ТП №15	10,00	
17	ТП №13	10,00	
18	ТП №353	10,00	
19	ТП №А401	10,00	
20	ТП №210-2103	10,00	
21	ТП №210-2104	10,00	
22	ТП №253	10,00	
23	ТП №206	10,00	
24	ТП №199	10,00	
25	ТП №210-2102	10,00	
26	ТП №67	10,00	
27	ТП №202	10,00	
28	ТП №200	10,00	
29	ТП №201	10,00	
30	ТП №102	10,00	
31	ТП №205	10,00	
32	ТП №1	10,00	
33	ТП №18	10,00	
34	ТП №11	10,00	
35	ТП №4	10,00	

2.3.Расчет нормального режима электрической сети 10 кВ

Исходной информацией для расчёта режима электрической сети является графическое изображение однолинейной оперативной схемы и атрибутивное описание элементов, участвующих в передаче электрической энергии (линий электропередачи, силовых трансформаторов, токоограничивающих реакторов) и элементов, участвующих в управлении режимом (батареи статических конденсаторов (БСК), шунтирующих реакторов). Расчет производился в нормальном режиме работы электрической сети 10 кВ, от трех центров питания. Результаты расчетов приведены в таблицах 2.2-2.5.

Таблица 2.2 – Сводный расчет сети (ПС 110/35/10 кВ «Ардатов»)

Параметры расчёта	
Число итераций	2
Количество контуров в схеме	1
Достигнутая точность по напряжениям	0,0002 кВ (задано 0,1 кВ)
Достигнутая точность по фазовым углам	0,0005 ° (задано 0,1 °)

Максимальная величина небаланса мощности	0,0002 МВт
Способ учёта нагрузки	
Режим максимальных нагрузок	
Отбор мощности	
Мощность балансирующих узлов	
Активная мощность Рб.у.	3914,82 кВт
Реактивная мощность Qб.у.	611,76 кВАр
Потери в линиях электропередачи	
Потери активной мощности dPл	194,72 кВт
Потери реактивной мощности dQл	247,97 кВАр
Потери на корону dPкор	0,00 кВт
Генерация линий dQс	-24,06 кВАр
Потери в трансформаторах	
Потери активной мощности dPт	13,24 кВт
Потери реактивной мощности dQт	58,74 кВАр
Активные потери холостого хода dPxx	37,51 кВт
Реактивные потери холостого хода dQxx	274,54 кВАр
Суммарные потери в сети	
Потери активной мощности dPсумм	245,46 кВт (6,27 %)
Потери реактивной мощности dQсумм	557,18 кВАр
Мощность нагрузок	
Активная мощность Рсумм	3669,71 кВт
Реактивная мощность Qсумм	55,60 кВАр

Таблица 2.3. – Результаты расчета нормального режима электрической сети 10 кВ

N	Подстанция	I, А	P[1], кВт	Q[1], кВАр	P[2], кВт	Q[2], кВАр
1	2	3	4	5	6	7
1	ТП №14	73,65	-50,00	0,01	50,00	-0,01
2	ТП №14	2,99	-50,81	-4,40	50,81	4,40
3	ТП №14	7,73	-131,61	-10,01	131,61	10,01
4	ТП №14	191,34	-129,99	0,03	129,99	-0,03
5	ТП №3	14,21	-8,24	-5,11	8,24	5,11
6	ТП №3	0,73	-8,80	-8,88	8,80	8,88
7	ТП №16	292,26	-199,99	0,03	199,99	-0,03
8	ТП №16	11,81	-202,31	-15,86	202,31	15,86
9	ТП №4	730,49	-499,99	0,08	499,99	-0,08
10	ТП №4	29,42	-504,24	-29,03	504,24	29,03
11	ТП №18	292,73	-199,99	0,03	199,99	-0,03

12	ТП №18	11,83	-202,31	-15,82	202,31	15,82
13	ТП №8	190,69	-129,99	0,02	129,99	-0,02
14	ТП №8	7,71	-131,62	-10,06	131,62	10,06
15	ТП №6	438,19	-299,99	0,04	299,99	-0,04
16	ТП №6	17,70	-303,41	-18,69	303,41	18,69
17	ТП №1	190,09	-130,00	0,02	130,00	-0,02
18	ТП №1	7,69	-131,62	-10,10	131,62	10,10
19	ТП №7	219,69	-149,99	0,02	149,99	-0,02
20	ТП №7	8,91	-152,13	-12,83	152,13	12,83
21	ТП №5	438,17	-299,99	0,04	299,99	-0,04
22	ТП №5	17,70	-303,41	-18,69	303,41	18,69
23	ТП №12	190,16	-129,99	0,02	129,99	-0,02
24	ТП №12	7,69	-131,62	-10,10	131,62	10,10
25	ТП №11	292,26	-199,99	0,03	199,99	-0,03
26	ТП №11	11,81	-202,31	-15,86	202,31	15,86
27	ТП №А419	190,89	-130,00	0,02	130,00	-0,02
28	ТП №А419	7,77	-131,85	-13,71	131,85	13,71
29	ТП №21	8,81	-5,10	-3,16	5,10	3,16
30	ТП №21	0,46	-5,46	-5,70	5,46	5,70
31	ТП №15	25,04	-14,53	-9,00	14,53	9,00
32	ТП №15	1,48	-16,05	-19,54	16,05	19,54
33	ТП №13	22,00	-12,76	-7,91	12,76	7,91
34	ТП №13	1,24	-13,79	-16,10	13,79	16,10
35	ТП №353	9,23	-5,69	-3,53	5,69	3,53
36	ТП №353	0,49	-6,10	-6,41	6,10	6,41
37	ТП №А401	0	0	0	0	0
38	ТП №А401	0,35	-0,90	-6,31	0,90	6,31
39	ТП №210-2103	4,78	-2,94	-1,82	2,94	1,82
40	ТП №210-2103	0,39	-3,56	-6,04	3,56	6,04
41	ТП №210-2104	3,18	-1,96	-1,22	1,96	1,22
42	ТП №210-2104	0,33	-2,58	-5,43	2,58	5,43
43	ТП №253	7,97	-4,91	-3,04	4,91	3,04
44	ТП №253	0,44	-5,31	-5,91	5,31	5,91
45	ТП №206	7,97	-4,91	-3,04	4,91	3,04
46	ТП №206	0,44	-5,31	-5,91	5,31	5,91
47	ТП №199	11,15	-6,87	-4,26	6,87	4,26
48	ТП №199	0,62	-7,49	-8,49	7,49	8,49
49	ТП №210-2102	4,46	-2,75	-1,70	2,75	1,70
50	ТП №210-2102	0,31	-3,15	-4,56	3,15	4,56
51	ТП №67	0	0	0	0	0
52	ТП №67	0,16	-0,40	-2,86	0,40	2,86
53	ТП №202	9,23	-5,69	-3,53	5,69	3,53
54	ТП №202	0,55	-6,31	-7,76	6,31	7,76
55	ТП №200	5,09	-3,14	-1,95	3,14	1,95
56	ТП №200	0,40	-3,76	-6,18	3,76	6,18
57	ТП №201	5,09	-3,14	-1,95	3,14	1,95

58	ТП №201	0,33	-3,54	-4,81	3,54	4,81
59	ТП №102	5,41	-3,34	-2,07	3,34	2,07
60	ТП №102	0,41	-3,96	-6,30	3,96	6,30
61	ТП №205	6,05	-3,73	-2,31	3,73	2,31
62	ТП №205	0,36	-4,13	-5,17	4,13	5,17
63	ТП №1	7,69	-131,62	-10,10	131,62	10,10
64	ТП №1	190,09	-130,00	0,02	130,00	-0,02
65	ТП №18	11,83	-202,31	-15,82	202,31	15,82
66	ТП №18	292,73	-199,99	0,03	199,99	-0,03
67	ТП №11	11,81	-202,31	-15,86	202,31	15,86
68	ТП №11	292,26	-199,99	0,03	199,99	-0,03
69	ТП №4	29,42	-504,24	-29,03	504,24	29,03
70	ТП №4	730,49	-499,99	0,08	499,99	-0,08
71	ЦПИ	76,53	1312,75	72,22	-1312,75	-72,22

Таблица 2.4. – Результаты расчета нормального режима электрической сети 10 кВ

N	Фидер	U _{ном} , кВ	P1, кВт	P2, кВт	Q1, кВт	Q2, кВт	dP, кВт	dQ, кВАр	dQc, кВАр	I1, А	I2, А	I _{доп.} , А	R, Ом	X, Ом	B, мкСм	L, км	Тип и длина
1	2	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
1	ЦРП	10,00	-182,44	182,58	-14,56	14,36	0,14	0,12	-0,32	10,72	10,72	265,00	0,42	0,34	1,67	1,00	А 70 - 1 км
2	ЦРП	10,00	-131,87	131,88	-13,88	13,85	0,01	0,01	-0,03	7,77	7,77	215,00	0,06	0,04	0,16	0,10	А 50 - 0,1 км
3	ЦРП	10,00	-349,93	350,31	-70,08	70,16	0,38	0,23	-0,16	20,89	20,89	215,00	0,29	0,18	0,81	0,50	А 50 - 0,5 км
4	ЦРП	10,00	-333,82	333,85	-50,30	50,31	0,03	0,02	-0,02	19,77	19,77	215,00	0,03	0,02	0,08	0,05	А 50 - 0,05 км
5	ЦРП	10,00	-13,80	13,80	-16,22	16,20	0,00	0,00	-0,02	1,25	1,25	215,00	0,03	0,02	0,08	0,05	А 50 - 0,05 км
6	ЦРП	10,00	-137,35	137,41	-19,68	19,55	0,06	0,04	-0,16	8,13	8,13	215,00	0,29	0,18	0,81	0,50	А 50 - 0,5 км
7	ЦРП	10,00	8,81	-8,81	8,91	-8,93	0,00	0,00	-0,02	0,73	0,73	215,00	0,03	0,02	0,08	0,05	А 50 - 0,05 км
8	ЦРП	10,00	359,18	-359,14	79,22	-79,21	0,04	0,02	-0,02	21,51	21,51	215,00	0,03	0,02	0,08	0,05	А 50 - 0,05 км
9	ЦРП	10,00	-202,32	202,33	-15,94	15,15	0,01	0,00	-0,80	11,81	11,81	0	0,03	0,01	4,05	0,06	АСБ-10 3х70 - 0,06 км
10	ЦРП	10,00	263,28	-263,26	18,33	-20,32	0,02	0,01	-1,99	15,36	15,37	0	0,03	0,01	10,14	0,12	АСБ-10 3х120 - 0,12 км
11	ЦРП	10,00	-303,43	303,48	-18,78	17,14	0,05	0,01	-1,65	17,70	17,69	0	0,05	0,01	8,37	0,12	АСБ-10 3х70 - 0,124 км
12	ЦРП	10,00	-303,43	303,47	-18,78	17,03	0,04	0,01	-1,76	17,70	17,69	0	0,04	0,01	8,97	0,12	АСБ-10 3х95 - 0,115 км
13	ЦРП	10,00	1009,27	-1008,51	55,07	-58,33	0,76	0,19	-3,45	58,84	58,85	0	0,07	0,02	17,55	0,23	АСБ-10 3х95 - 0,225 км
14	ЦРП	10,00	0	0	-0,02	0,00	0	0	-0,02	0,00	0,00	265,00	0,02	0,02	0,08	0,05	А 70 - 0,05 км
15	ЦРП	10,00	-359,36	359,65	-79,18	79,26	0,29	0,24	-0,16	21,50	21,50	265,00	0,21	0,17	0,83	0,50	А 70 - 0,5 км
16	ЦРП	10,00	0	0	0,00	-0,16	0	0	-0,16	0,00	0,01	265,00	0,21	0,17	0,83	0,50	А 70 - 0,5 км
17	ЦРП	10,00	-359,19	359,36	-79,12	79,17	0,17	0,14	-0,10	21,50	21,50	265,00	0,13	0,10	0,50	0,30	А 70 - 0,3 км
18	ЦРП	10,00	0	0	-0,02	0,00	0	0	-0,02	0,00	0,00	265,00	0,02	0,02	0,08	0,05	А 70 - 0,05 км
19	ЦРП	10,00	0	0	-0,02	0,00	0	0	-0,02	0,00	0,00	265,00	0,02	0,02	0,08	0,05	А 70 - 0,05 км
20	ЦРП	10,00	131,66	-131,63	10,01	-10,14	0,04	0,03	-0,16	7,71	7,71	265,00	0,21	0,17	0,83	0,50	А 70 - 0,5 км
21	ЦРП	10,00	491,62	-491,32	89,40	-89,28	0,30	0,18	-0,06	29,15	29,15	215,00	0,12	0,07	0,32	0,20	А 50 - 0,2 км
22	ЦРП	10,00	-404,64	404,75	-31,84	28,92	0,11	0,03	-2,95	23,67	23,65	0	0,06	0,02	15,05	0,19	АСБ-10 3х95 - 0,193 км
23	ЦРП	10,00	-643,75	644,01	-102,36	102,48	0,26	0,15	-0,03	38,03	38,03	215,00	0,06	0,04	0,16	0,10	А 50 - 0,1 км
24	ЦРП	10,00	-644,01	644,27	-102,54	102,66	0,26	0,15	-0,03	38,03	38,03	215,00	0,06	0,04	0,16	0,10	А 50 - 0,1 км
25	ЦРП	10,00	-1049,01	1050,42	-131,69	132,47	1,41	0,85	-0,07	61,63	61,63	215,00	0,12	0,07	0,34	0,21	А 50 - 0,21 км
26	ЦРП	10,00	-536,33	536,36	-41,94	41,49	0,03	0,01	-0,46	31,32	31,32	0	0,01	0,00	2,34	0,03	АСБ-10 3х95 - 0,03 км

27	ЦРП	10,00	0	0	-0,01	0,00	0	0	-0,01	0,00	0,00	215,00	0,02	0,01	0,05	0,03	A 50 - 0,03 км
28	ЦРП	10,00	-131,63	131,68	-10,16	10,03	0,05	0,03	-0,16	7,69	7,69	215,00	0,29	0,18	0,81	0,50	A 50 - 0,5 км
29	Ф-15	10,00	0,00	0	-2,03	-0,05	0,00	0,00	-2,08	0,11	0,00	320,00	1,73	1,83	9,44	5,50	A 95 - 5,5 км
30	Ф-7	10,00	3858,78	-3668,66	540,52	-297,12	190,12	245,42	-2,02	214,25	214,26	375,00	1,38	1,78	9,67	5,50	A 120 - 5,5 км
31	Ф-9	10,00	6,08	-6,08	5,76	-6,29	0,00	0,00	-0,53	0,46	0,48	215,00	0,88	0,53	2,42	1,50	A 50 - 1,5 км
32	Ф-21	10,00	4,11	-4,11	4,90	-5,05	0,00	0,00	-0,15	0,35	0,36	215,00	0,25	0,15	0,68	0,42	A 50 - 0,42 км
33	Ф-21	10,00	0	0	-0,17	0,00	0	0	-0,18	0,01	0,00	215,00	0,29	0,18	0,81	0,50	A 50 - 0,5 км
34	Ф-21	10,00	8,46	-8,46	15,47	-15,64	0,00	0,00	-0,18	0,97	0,98	215,00	0,29	0,18	0,81	0,50	A 50 - 0,5 км
35	Ф-21	10,00	4,94	-4,94	9,86	-10,39	0,00	0,00	-0,53	0,61	0,63	215,00	0,88	0,53	2,42	1,50	A 50 - 1,5 км
36	Ф-21	10,00	10,58	-10,57	10,90	-11,45	0,00	0,00	-0,55	0,84	0,86	170,00	1,36	0,59	2,50	1,60	A 35 - 1,6 км
37	Ф-21	10,00	21,55	-21,54	31,08	-31,29	0,00	0,00	-0,21	2,08	2,09	215,00	0,35	0,21	0,97	0,60	A 50 - 0,6 км
38	Ф-21	10,00	7,46	-7,46	8,21	-8,31	0,00	0,00	-0,10	0,61	0,62	170,00	0,24	0,10	0,44	0,28	A 35 - 0,28 км
39	Ф-21	10,00	32,10	-32,09	43,00	-43,29	0,01	0,01	-0,29	2,96	2,97	215,00	0,49	0,29	1,34	0,83	A 50 - 0,83 км
40	Ф-21	10,00	28,98	-28,98	38,96	-39,06	0,00	0,00	-0,11	2,67	2,68	215,00	0,18	0,11	0,48	0,30	A 50 - 0,3 км
41	Ф-21	10,00	38,77	-38,72	51,94	-52,69	0,05	0,03	-0,78	3,57	3,60	215,00	1,29	0,78	3,55	2,20	A 50 - 2,2 км
42	Ф-21	10,00	6,64	-6,64	9,86	-10,03	0,00	0,00	-0,17	0,65	0,66	215,00	0,29	0,17	0,79	0,49	A 50 - 0,49 км
43	Ф-21	10,00	-49,90	49,96	-68,02	67,52	0,06	0,03	-0,53	4,64	4,62	215,00	0,88	0,53	2,42	1,50	A 50 - 1,5 км
44	Ф-21	10,00	0,86	-0,86	5,84	-6,04	0,00	0,00	-0,20	0,33	0,34	215,00	0,33	0,20	0,90	0,56	A 50 - 0,56 км
45	Ф-21	10,00	-2,55	2,55	-5,25	5,21	0,00	0,00	-0,04	0,32	0,32	215,00	0,06	0,04	0,16	0,10	A 50 - 0,1 км
46	Ф-21	10,00	5,29	-5,29	5,71	-5,78	0,00	0,00	-0,07	0,43	0,43	170,00	0,17	0,07	0,31	0,20	A 35 - 0,2 км
47	Ф-21	10,00	-6,28	6,29	-7,57	7,52	0,00	0,00	-0,05	0,54	0,54	215,00	0,08	0,05	0,23	0,14	A 50 - 0,14 км
48	Ф-21	10,00	-0,38	0,38	-2,73	2,66	0	0	-0,07	0,15	0,15	215,00	0,12	0,07	0,32	0,20	A 50 - 0,2 км
49	Ф-21	10,00	-7,23	7,23	-10,45	10,09	0,00	0,00	-0,36	0,70	0,68	215,00	0,59	0,35	1,61	1,00	A 50 - 1 км
50	Ф-21	10,00	-3,73	3,73	-5,98	5,95	0,00	0,00	-0,04	0,39	0,39	215,00	0,06	0,04	0,16	0,10	A 50 - 0,1 км
51	Ф-21	10,00	-3,52	3,52	-4,68	4,65	0,00	0,00	-0,04	0,32	0,32	215,00	0,06	0,04	0,16	0,10	A 50 - 0,1 км

Таблица 2.5. – Результаты расчета нормального режима электрической сети 10 кВ

N	Подстан-ция	Марка	Кз, %	Uв, кВ	Uн, кВ	Кт	Pв, кВт	Pн, кВт	Qв, кВт	Qн, кВт	dP, кВт	dQ, кВАр	Iвыс., А	Iниз., А	R, Ом	X, Ом	B, мкСм	G, мкСм
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
1	ТП14	TM-160/10Y1 (10;0,4)	28,33	9,85	0,39	25,00	50,81	-50,00	4,40	0,01	0,81	4,41	2,99	73,65	10,35	26,15	-38,40	5,60
2	ТП14	TM-400/10Y1 (10;0,4)	33,00	9,85	0,39	25,00	131,61	-129,99	10,01	0,03	1,62	10,04	7,73	191,34	3,44	10,71	-84,00	10,50
3	ТП3	TM-160/10Y1 (10;0,4)	7,81	9,87	0,39	25,00	8,80	-8,24	8,88	-5,11	0,56	3,77	0,73	14,21	10,35	26,15	-38,40	5,60
4	ТП16	TM-630/10Y1 (10;0,4)	32,21	9,92	0,40	25,00	202,31	-199,99	15,86	0,03	2,32	15,88	11,81	292,26	1,91	8,52	-126,00	15,60
5	ТП4	TM-1600/10T (10;0,4)	31,57	9,91	0,40	25,00	504,24	-499,99	29,03	0,08	4,25	29,10	29,42	730,49	0,59	3,39	-208,00	28,00
6	ТП18	TM-630/10Y1 (10;0,4)	32,21	9,90	0,39	25,00	202,31	-199,99	15,82	0,03	2,32	15,86	11,83	292,73	1,91	8,52	-126,00	15,60
7	ТП8	TM-400/10Y1 (10;0,4)	33,00	9,89	0,39	25,00	131,62	-129,99	10,06	0,02	1,63	10,08	7,71	190,69	3,44	10,71	-84,00	10,50
8	ТП6	TM-1000/10 (10;0,4)	30,40	9,92	0,40	25,00	303,41	-299,99	18,69	0,04	3,42	18,73	17,70	438,19	1,10	5,39	-140,00	24,50
9	ТП1	TM-400/10Y1 (10;0,4)	33,00	9,92	0,39	25,00	131,62	-130,00	10,10	0,02	1,63	10,12	7,69	190,09	3,44	10,71	-84,00	10,50
10	ТП7	TM-560/10 (10;0,4)	28,27	9,90	0,39	25,00	152,13	-149,99	12,83	0,02	2,13	12,86	8,91	219,69	2,61	9,85	-108,00	15,60
11	ТП5	TM-1000/10 (10;0,4)	30,40	9,92	0,40	25,00	303,41	-299,99	18,69	0,04	3,42	18,73	17,70	438,17	1,10	5,39	-140,00	24,50
12	ТП12	TM-400/10Y1 (10;0,4)	33,00	9,91	0,39	25,00	131,62	-129,99	10,10	0,02	1,63	10,11	7,69	190,16	3,44	10,71	-84,00	10,50
13	ТП11	TM-630/10Y1 (10;0,4)	32,21	9,92	0,40	25,00	202,31	-199,99	15,86	0,03	2,32	15,88	11,81	292,26	1,91	8,52	-126,00	15,60
14	ТПА419	TM-630/10Y1 (10;0,4)	21,04	9,86	0,39	25,00	131,85	-130,00	13,71	0,02	1,85	13,73	7,77	190,89	1,91	8,52	-126,00	15,60
15	ТП21	TM-100/10 (10;0,4)	7,90	9,86	0,39	25,00	5,46	-5,10	5,70	-3,16	0,36	2,54	0,46	8,81	19,70	40,46	-26,00	3,60
16	ТП15	TM-560/10 (10;0,4)	4,68	9,86	0,39	25,00	16,05	-14,53	19,54	-9,00	1,52	10,53	1,48	25,04	2,61	9,85	-108,00	15,60
17	ТП13	TM-400/10Y1 (10;0,4)	5,05	9,86	0,39	25,00	13,79	-12,76	16,10	-7,91	1,03	8,19	1,24	22,00	3,44	10,71	-84,00	10,50
18	ТП353	TM-100/10 (10;0,4)	8,85	10,50	0,42	25,00	6,10	-5,69	6,41	-3,53	0,40	2,88	0,49	9,23	19,70	40,46	-26,00	3,60
19	ТПА401	TM-250/10Y1 (10;0,4)	2,55	10,48	0,42	25,00	0,90	0	6,31	0	0,90	6,31	0,35	0	5,92	17,00	-57,50	8,20
20	ТП210-2103	TM-160/10Y1 (10;0,4)	4,38	10,48	0,42	25,00	3,56	-2,94	6,04	-1,82	0,62	4,22	0,39	4,78	10,35	26,15	-38,40	5,60
21	ТП210-2104	TM-160/10Y1 (10;0,4)	3,76	10,48	0,42	25,00	2,58	-1,96	5,43	-1,22	0,62	4,22	0,33	3,18	10,35	26,15	-38,40	5,60
22	ТП253	TM-100/10 (10;0,4)	7,94	10,48	0,42	25,00	5,31	-4,91	5,91	-3,04	0,40	2,87	0,44	7,97	19,70	40,46	-26,00	3,60
23	ТП206	TM-100/10 (10;0,4)	7,94	10,48	0,42	25,00	5,31	-4,91	5,91	-3,04	0,40	2,87	0,44	7,97	19,70	40,46	-26,00	3,60
24	ТП199	TM-160/10Y1 (10;0,4)	7,08	10,48	0,42	25,00	7,49	-6,87	8,49	-4,26	0,62	4,23	0,62	11,15	10,35	26,15	-38,40	5,60
25	ТП210-2102	TM-100/10 (10;0,4)	5,54	10,48	0,42	25,00	3,15	-2,75	4,56	-1,70	0,40	2,86	0,31	4,46	19,70	40,46	-26,00	3,60

26	ТII67	TM-100/10 (10;0,4)	2,88	10,48	0,42	25,00	0,40	0	2,86	0	0,40	2,86	0,16	0	19,70	40,46	-26,00	3,60
27	ТII202	TM-160/10Y1 (10;0,4)	6,25	10,48	0,42	25,00	6,31	-5,69	7,76	-3,53	0,62	4,23	0,55	9,23	10,35	26,15	-38,40	5,60
28	ТII200	TM-160/10Y1 (10;0,4)	4,52	10,49	0,42	25,00	3,76	-3,14	6,18	-1,95	0,62	4,23	0,40	5,09	10,35	26,15	-38,40	5,60
29	ТII201	TM-100/10 (10;0,4)	5,97	10,49	0,42	25,00	3,54	-3,14	4,81	-1,95	0,40	2,87	0,33	5,09	19,70	40,46	-26,00	3,60
30	ТII102	TM-160/10Y1 (10;0,4)	4,65	10,49	0,42	25,00	3,96	-3,34	6,30	-2,07	0,62	4,23	0,41	5,41	10,35	26,15	-38,40	5,60
31	ТII205	TM-100/10 (10;0,4)	6,62	10,48	0,42	25,00	4,13	-3,73	5,17	-2,31	0,40	2,86	0,36	6,05	19,70	40,46	-26,00	3,60
32	ТII1	TM-400/10Y1 (10;0,4)	33,00	9,92	0,39	25,00	131,62	-130,00	10,10	0,02	1,63	10,12	7,69	190,09	3,44	10,71	-84,00	10,50
33	ТII18	TM-630/10Y1 (10;0,4)	32,21	9,90	0,39	25,00	202,31	-199,99	15,82	0,03	2,32	15,86	11,83	292,73	1,91	8,52	-126,00	15,60
34	ТII11	TM-630/10Y1 (10;0,4)	32,21	9,92	0,40	25,00	202,31	-199,99	15,86	0,03	2,32	15,88	11,81	292,26	1,91	8,52	-126,00	15,60
35	ТII4	TM-1600/10T (10;0,4)	31,57	9,91	0,40	25,00	504,24	-499,99	29,03	0,08	4,25	29,10	29,42	730,49	0,59	3,39	-208,00	28,00

2.4.Расчет токов короткого замыкания

Расчёт токов коротких замыканий производится в соответствии с указаниями по расчёту токов коротких замыканий методом наложения аварийного режима на исходный, и проходит в три этапа. На первом этапе проводится расчёт установившегося (предшествующего) режима сети. При этом используется способ учёта нагрузок отбором мощности. На втором этапе проводится расчёт чисто аварийного режима. При этом нагрузки моделируются комплексными проводимостями с учётом параметров, характеризующих состав нагрузок. На третьем этапе происходит наложение режимов, а затем выдача результатов. Результаты расчетов приведены в таблице 2.6.

Таблица 2.6. – Результат расчета токов короткого замыкания

N	ЦП	Название узла	Uисх, кВ	Iкз, А
1	2	3	4	5
1	ПС 110/35/10 кВ «Ардатов»	КЗ на линии	10,48	710,18

2.5.Расчет показателей надежности

Таблица 2.7. – Результаты расчетов

N	Подстанция	Марка	Кз, %	Uв, кВ	Uн, кВ
1	2	3	4	5	6
1	ТП14	ТМ-160/10У1 (10;0.4)	28,33	9,85	0,39
2	ТП14	ТМ-400/10У1 (10;0.4)	33,00	9,85	0,39
3	ТП3	ТМ-160/10У1 (10;0.4)	7,81	9,87	0,39
4	ТП16	ТМ-630/10У1 (10;0.4)	32,21	9,92	0,40
5	ТП4	ТМ-1600/10Т (10;0.4)	31,57	9,91	0,40
6	ТП18	ТМ-630/10У1 (10;0.4)	32,21	9,90	0,39
7	ТП8	ТМ-400/10У1 (10;0.4)	33,00	9,89	0,39
8	ТП6	ТМ-1000/10 (10;0.4)	30,40	9,92	0,40
9	ТП1	ТМ-400/10У1 (10;0.4)	33,00	9,92	0,39
10	ТП7	ТМ-560/10 (10;0,4)	28,27	9,90	0,39
11	ТП5	ТМ-1000/10 (10;0.4)	30,40	9,92	0,40
12	ТП12	ТМ-400/10У1 (10;0.4)	33,00	9,91	0,39
13	ТП11	ТМ-630/10У1 (10;0.4)	32,21	9,92	0,40

14	ТПА419	ТМ-630/10У1 (10;0.4)	21,04	9,86	0,39
15	ТП21	ТМ-100/10 (10;0,4)	7,90	9,86	0,39
16	ТП15	ТМ-560/10 (10;0,4)	4,68	9,86	0,39
17	ТП13	ТМ-400/10У1 (10;0.4)	5,05	9,86	0,39
18	ТП353	ТМ-100/10 (10;0,4)	8,85	10,50	0,42
19	ТПА401	ТМ-250/10У1 (10;0.4)	2,55	10,48	0,42
20	ТП210-2103	ТМ-160/10У1 (10;0.4)	4,38	10,48	0,42
21	ТП210-2104	ТМ-160/10У1 (10;0.4)	3,76	10,48	0,42
22	ТП253	ТМ-100/10 (10;0,4)	7,94	10,48	0,42
23	ТП206	ТМ-100/10 (10;0,4)	7,94	10,48	0,42
24	ТП199	ТМ-160/10У1 (10;0.4)	7,08	10,48	0,42
25	ТП210-2102	ТМ-100/10 (10;0,4)	5,54	10,48	0,42
26	ТП67	ТМ-100/10 (10;0,4)	2,88	10,48	0,42
27	ТП202	ТМ-160/10У1 (10;0.4)	6,25	10,48	0,42
28	ТП200	ТМ-160/10У1 (10;0.4)	4,52	10,49	0,42
29	ТП201	ТМ-100/10 (10;0,4)	5,97	10,49	0,42
30	ТП102	ТМ-160/10У1 (10;0.4)	4,65	10,49	0,42
31	ТП205	ТМ-100/10 (10;0,4)	6,62	10,48	0,42
32	ТП1	ТМ-400/10У1 (10;0.4)	33,00	9,92	0,39
33	ТП18	ТМ-630/10У1 (10;0.4)	32,21	9,90	0,39
34	ТП11	ТМ-630/10У1 (10;0.4)	32,21	9,92	0,40
35	ТП4	ТМ-1600/10Т (10;0.4)	31,57	9,91	0,40

2.5. Построение графиков для разработки и анализа сценариев перспективного развития

На рисунке 2.3 представлен график загрузки ТП Тургеневского ГП

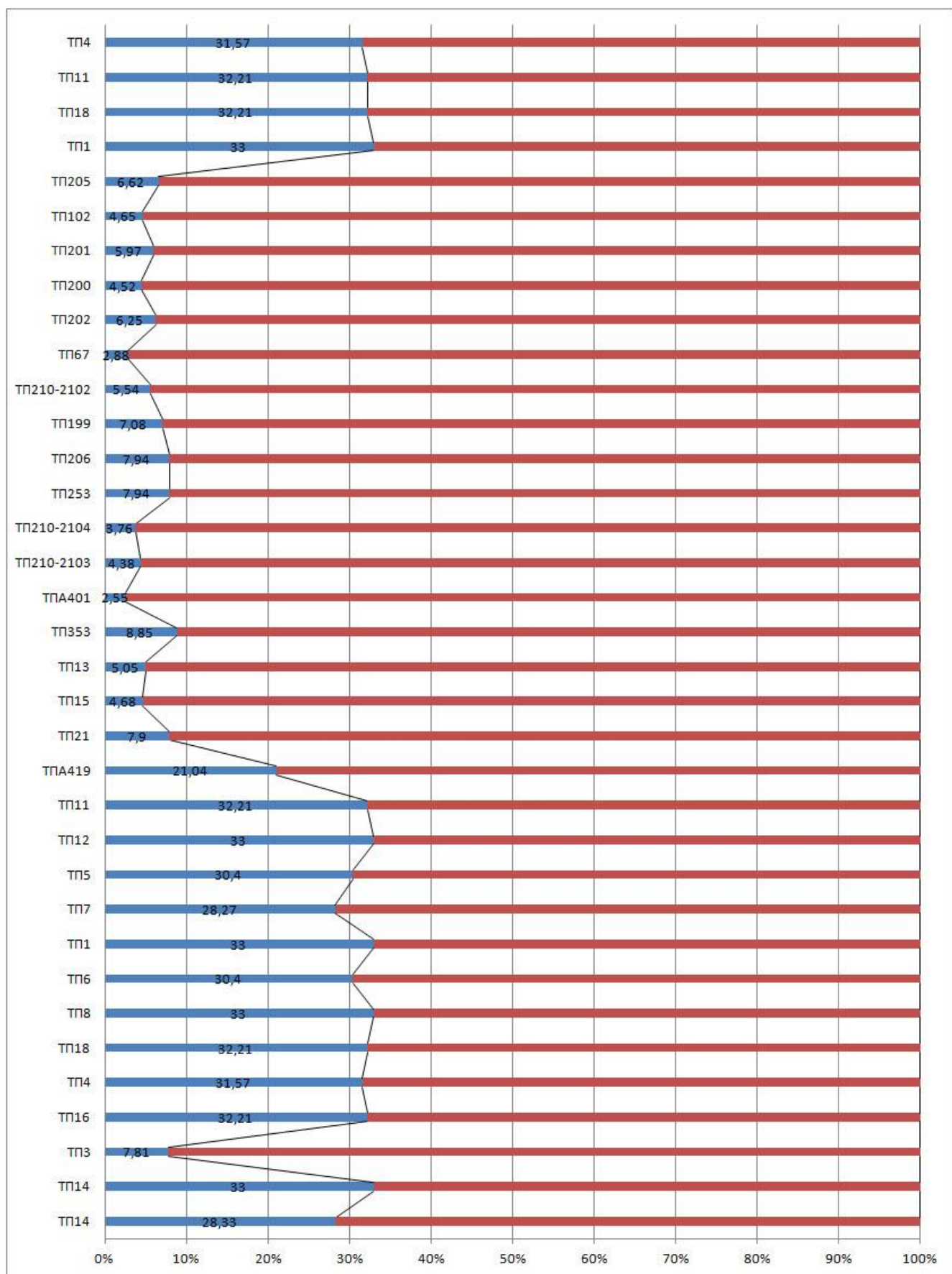


Рис. 2.3 – График загрузки ТП Тургеневского ГП

3.ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ И ПОТРЕБЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ТУРГЕНЕВСКОГО ГОРОДСКОГО ПОСЕЛЕНИЯ

3.1.Сведения о фактических и перспективных электрических нагрузках потребителей

Анализ отчетных балансовых показателей потребления электроэнергии Тургеневского ГП за 2013 г. можно выполнить на основе представленных данных энергоснабжающей организации и промышленных предприятий поселка. Поступление электроэнергии в сеть за 2013 г. находится на уровне 16,590 млн.кВт·ч.

С 2014 года планируется новое строительство многоэтажных жилых домов, коттеджной застройки, строительство очистных сооружений общей дополнительной нагрузкой 704,0 кВт. Новое строительство охватывает все районы Тургеневского ГП. С учетом нового строительства жилых и социальных объектов, увеличение потребляемой мощности составит на 704,0 кВт. Наибольшее увеличение потребления электроэнергии ожидается с 2015 года после окончания строительства новых многоквартирных жилых домов, а также коттеджной застройки по ул. Советская.

3.2.Описание структуры электроснабжения с территориальной разбивкой по зонам действия центров питания, кадастровым и планировочным кварталам, муниципальным районам, административным округам.

На территории Тургеневского ГП расположен один центр питания, ПС 110/35/10 кВ «Ардатов». К данной ПС подключено всего 35 трансформаторных подстанций в Тургеневском городском поселении. Суммарная присоединенная мощность центра питания представлена в табл.3.1.

Таблица 3.1. - Перечень центров питания Тургеневского ГП

№ п/п	Наименование центра питания	Количество присоединенных ТП	Мощность ПС, МВт	Суммарная присоединенная мощность к центру питания, МВт	Максимальный коэффициент загрузки ГПП, %
1	2	3	4	5	6
1	ПС 110/35/10 кВ «Ардатов»	35	20,00	14,83	74,15

Как видно из табл.3.1 загруженность ПС 110/35/10 кВ «Ардатов» составляет 74,15 %. При этом к ПС 110/35/10 кВ «Ардатов» присоединено всего 35 трансформаторных подстанций.

3.3.Максимальные электрические нагрузки (активные и реактивные) в расчетном элементе территориального деления при краткосрочном прогнозировании (трех- или пятилетний период)

Максимальная загруженность трансформаторных подстанций на существующих центрах питания составляет 33 %.

В период 2015-2018 г.г. увеличение нагрузки составит 704,00 кВт. Наибольшее увеличение потребления ожидается начиная с 2015 г. со строительством многоэтажных жилых домов, а также коттеджной застройки в районе ул. Советская. Анализ объектов перспективного строительства показывает, что основной прирост потребления электроэнергии приходится на период до 2015 г. (табл.3.2).

Таблица 3.2. - Прирост потребления электроэнергии в период 2015-2018 гг.

№ п/п	Год ввода в эксплуатацию новых объектов	Присоединяемая мощность, кВт
1	2	3
1	2014 г.	212,00
2	2015 г.	324,00
3	2018 г.	168,00
Итого:		704,00

Из табл. 3.2. видно, что увеличение присоединяемой нагрузки по годам распределено не равномерно. Это связано с утвержденным планом ввода в эксплуатацию объектов нового строительства.

4.ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ И МОДЕРНИЗАЦИИ ОБЪЕКТОВ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

4.1.Сведения об объектах (центрах питания), предлагаемых к новому строительству для обеспечения перспективных приростов электрических нагрузок

Увеличение мощности в связи со строительством новых объектов составит 704,0 кВт. Максимальная фактическая нагрузка по замерам режимного дня в 2013 г. на ПС 110/35/10 кВ «Ардатов» составляет 10,4 МВт, что недостаточно для качественного обеспечения электроэнергией существующих потребителей, а также планируемых к строительству новых объектов.

В соответствии с программой перспективного развития электроэнергетики Республики Мордовия до 2018 года, планируется реконструкция ПС 110/35/10 кВ «Ардатов», а именно замена существующих силовых трансформаторов на силовые трансформаторы 2х25 МВА.

4.2.Сведения о действующих объектах, предлагаемых к реконструкции для обеспечения перспективных приростов электрических нагрузок

В Тургеневском ГП существующие электрические сети загружены в основном не более чем на 35,0 %. В большинстве местах объектов нового строительства мощности существующих трансформаторных подстанций достаточно. Строительство новой ЛЭП-10 кВ и ТП на 2*630 кВА необходимо, например, в районе коттеджной застройки по ул. Советская.

4.3.Предложения по строительству и реконструкции объектов систем электроснабжения в рамках перспективной схемы электроснабжения Тургеневского городского поселения

При строительстве новых объектов систем электроснабжения планируется монтаж одной новой трансформаторной подстанций мощностью 2*630 кВА, подключенной к ПС, от яч. №21.

Таблица 4.1. - Прирост потребления электроэнергии в период 2015-2024 гг.

№ п/п	Год ввода в эксплуатацию новых объектов	Присоединяемая мощность, кВа
1	2	3
1	ПС 110/35/10 кВ «Ардатов»	704,0
Итого:		704,0

Новая трансформаторная подстанция необходима для строительства объектов, показанных в таблице 4.2 в период, начиная с 2015 года. Но основные затраты приходятся на период после 2015 года при проведении строительства многоэтажных жилых домов и коттеджной застройки.

Таблица 4.2. -Перечень объектов строительства систем электроснабжения

№ п/п	Наименование строящегося объекта	Адрес строящегося объекта	Год ввода в эксплуатацию	Строительство новых электрических сетей для перспективной застройки
1	2	3	4	5
1	Два многоквартирных жилых дома на 17 квартир (72 кВт)	ул. Воробьевка	2015 г.	Присоединение к существующей ТП-А419
2	Многоквартирный жилой дом на 9 квартир (32 кВт)	ул.Заводская, 30а	2015 г.	Присоединение к существующей ТП-3
3	Строительство 2 мобильных котельных р.п. Тургенево (80 кВт)	ул.Воробьевка, ул.Школьная, 7	2014 г.	Присоединение к существующей ТП-А419
4	Многоквартирный жилой дом на 16 квартир (55 кВт)	ул.Заводская, 65	2015 г.	Присоединение к существующей ТП-3
5	Обеспечение жильем молодых семей и молодых специалистов по программе социальное развитие села на 20 семей (66 кВт)	ул.Советская, ул.Победа	2014 г.	Строительство новой ТП 2*630; СИПЗ-50, L=500 м от ПС 110/35/10 кВ «Ардатов», яч. №21 до новой ТП; Строительство ЛЭП 0,4 кВ

6	Обеспечение жильем граждан, проживающих в сельской местности по программе социальное развитие села на 20 семей (66 кВт)	ул.Советская, ул.Победа	2014 г.	Присоединение к новой ТП Строительство ЛЭП 0,4 кВ
7	Новый микрорайон под жилищное строительство в южной части поселения (II очередь) (33 кВт)	ул.Советская, ул.Победа	2015 г.	Присоединение к новой ТП Строительство ЛЭП 0,4 кВ
8	Обеспечение жильем молодых семей и молодых специалистов по программе социальное развитие села на 20 семей (66 кВт)	ул.Советская, ул.Победа	2015 г.	Присоединение к новой ТП Строительство ЛЭП 0,4 кВ
9	Обеспечение жильем граждан, проживающих в сельской местности по программе социальное развитие села на 20 семей (66 кВт)	ул.Советская, ул.Победа	2015 г.	Присоединение к новой ТП Строительство ЛЭП 0,4 кВ
10	Обеспечение жильем молодых семей и молодых специалистов по программе социальное развитие села на 20 семей (66 кВт)	ул.Советская, ул.Победа	2018 г.	Присоединение к новой ТП Строительство ЛЭП 0,4 кВ
11	Обеспечение жильем граждан, проживающих в сельской местности по программе социальное развитие села на 20 семей (66 кВт)	ул.Советская, ул.Победа	2018 г.	Присоединение к новой ТП Строительство ЛЭП 0,4 кВ
12	Строительство очистных сооружений в р.п.Тургенево (36 кВт)	В районе ОАО «АСТЗ»	2018 г.	Присоединение к существующей ТП-6

4.3.1.Расчет перспективных электрических нагрузок

Расчет перспективных электрических нагрузок в перспективе на три года и далее выполнен в соответствии с СП 31-110-2003 «Проектирование и монтаж электроустановок жилых и общественных зданий».

Таблица 4.3. - Удельная расчетная электрическая нагрузка электроприемников квартир жилых зданий, кВт/квартиру

№ п. п.	Потребители электроэнергии	Удельная расчетная электрическая нагрузка при количестве квартир													
		1-5	6	9	12	15	18	24	40	60	100	200	400	600	1000
1	Квартиры с плитами на природном газе ¹	4,5	2,8	2,3	2	1,8	1,65	1,4	1,2	1,05	0,85	0,77	0,71	0,69	0,67
	На сжиженном газе (в том	6	3,4	2,9	2,5	2,2	2	1,8	1,4	1,3	1,08	1	0,92	0,84	0,76

	числе при групповых установках и на твердом топливе)														
	Электрическими, мощностью 8,5 кВт	10	5,1	3,8	3,2	2,8	2,6	2,2	1,95	1,7	1,5	1,36	1,27	1,23	1,19
2	Летние домики на участках садовых товариществ	4	2,3	1,7	1,4	1,2	1,1	0,9	0,76	0,69	0,61	0,58	0,54	0,51	0,46

4.3.2.Распределение нагрузок по ЦП

Распределение нагрузок по центрам питания представлено в следующей таблице 4.4.

Таблица 4.4. - Распределение перспективных нагрузок по центрам питания Тургеневского ГП

№ п/п	Наименование центра питания	Количество присоединенных ТП	Мощность ПС, МВт	Суммарная перспективная мощность к центру питания, МВт	Максимальный коэффициент загрузки ГПП, %
1	2	3	4	5	6
1	ГПП 110/35/10 кВ «Ардатов»	35	20,00	15,53	77,65

Как видно из табл. 4.4 загруженность ПС 110/35/10 кВ «Ардатов» после ввода новых объектов составит 77,65 %. Увеличение загруженности на ПС из-за нового строительства не значительное. При этом реконструкция ПС 110/35/10 кВ «Ардатов» необходима, а именно замена существующих силовых трансформаторов на силовые трансформаторы 2х25 МВА. Также к существующей ПС планируется добавить одну новую трансформаторную подстанцию, мощностью 2*630 кВА в районе ул. Советская, для планируемых новых коттеджных застроек.

4.3.3.Закрепление площадок для новых электростанций и подстанций

Строительство новых трансформаторных подстанций и линий электропередач, например, в районе ул. Советская предполагается в центре расположения перспективных нагрузок во вновь строящихся районах. Новое строительство объектов электроснабжения для потребителей планируется в

соответствии с правилами технологического присоединения к электрическим сетям энергоснабжающими организациями.

4.3.4.Обеспечение перспективного прироста электрических нагрузок, не обеспеченного электрической мощностью существующих сооружений

Средний коэффициент загрузки по всем трансформаторным подстанциям составляет не более 30,0 %. Т.е. все существующие потребители полностью обеспечены имеющейся мощностью на ТП и ПС.

4.3.5.Предварительный выбор местоположения, основных параметров сооружений и очередности строительства

Для обеспечения электрической мощностью объектов нового строительства необходимо строительство электрических сетей, в особенности в местах строительства новых микрорайонов коттеджной застройки.

Объекты строительства новых электрических сетей представлены в табл. 4.5

Таблица 4.5. -Перечень строительства новых объектов электрических сетей

№ п/п	Наименование строящего объекта	Адрес строящего объекта	Год ввода в эксплуатацию	Нагрузка на электроснабжение, кВт	Строительство новых электрических сетей для перспективной застройки
1	2	3	4	5	6
1	Два многоквартирных жилых дома на 17 квартир	ул. Воробьевка	2015 г.	72,0	Присоединение к существующей ТП-А419
2	Многоквартирный жилой дом на 9 квартир	ул.Заводская, 30а	2015 г.	32,0	Присоединение к существующей ТП-3
3	Строительство 2 мобильных котельных р.п. Тургенево	ул.Воробьевка, ул.Школьная, 7	2014 г.	80,0	Присоединение к существующей ТП-А419
4	Многоквартирный жилой дом на 16 квартир	ул.Заводская, 65	2015 г.	55,0	Присоединение к существующей ТП-3
5	Обеспечение жильем молодых семей и молодых	ул.Советская, ул.Победа	2014 г.	66,0	Строительство новой ТП 2*630; СИПЗ-50, L=500 м от ПС

	специалистов по программе социальное развитие села на 20 семей				110/35/10 кВ «Ардатов», яч. №21 до новой ТП; Строительство ЛЭП 0,4 кВ
6	Обеспечение жильем граждан, проживающих в сельской местности по программе социальное развитие села на 20 семей	ул.Советская, ул.Победа	2014 г.	66,0	Присоединение к новой ТП Строительство ЛЭП 0,4 кВ
7	Новый микрорайон под жилищное строительство в южной части поселения (II очередь)	ул.Советская, ул.Победа	2015 г.	33,0	Присоединение к новой ТП Строительство ЛЭП 0,4 кВ
8	Обеспечение жильем молодых семей и молодых специалистов по программе социальное развитие села на 20 семей	ул.Советская, ул.Победа	2015 г.	66,0	Присоединение к новой ТП Строительство ЛЭП 0,4 кВ
9	Обеспечение жильем граждан, проживающих в сельской местности по программе социальное развитие села на 20 семей	ул.Советская, ул.Победа	2015 г.	66,0	Присоединение к новой ТП Строительство ЛЭП 0,4 кВ
10	Обеспечение жильем молодых семей и молодых специалистов по программе социальное развитие села на 20 семей	ул.Советская, ул.Победа	2018 г.	66,0	Присоединение к новой ТП Строительство ЛЭП 0,4 кВ
11	Обеспечение жильем граждан, проживающих в сельской местности по программе социальное	ул.Советская, ул.Победа	2018 г.	66,0	Присоединение к новой ТП Строительство ЛЭП 0,4 кВ

	развитие села на 20 семей				
12	Строительство очистных сооружений в р.п.Тургенево	В районе ОАО «АСТЗ»	2018 г.	66,0	Присоединение к существующей ТП-6
13	Два многоквартирных жилых дома на 17 квартир	ул. Воробьевка	2015 г.	72,0	Присоединение к существующей ТП-А419

4.3.6.Определение перспективных режимов загрузки и работы основного оборудования

Подключение новых абонентов планируется осуществлять в основном к существующим трансформаторным подстанциям, так как их загруженность в основном не превышает 30,0 %. При этом строительство новых ТП также необходимо, для вновь строящихся районов.

В таблице 4.6 представлен перечень существующих трансформаторных подстанций, а также вновь строящихся.

Таблица 4.6. - Перечень существующих и планируемых к строительству трансформаторных подстанций, подключенных от ПС 110/35/10 кВ «Ардатов»

№ п/п	Трансформаторная подстанция	Марка трансформатора	Кз, %
1	ТП №3	ТМ-160/10У1 (10;0.4)	52,59
2	ТП №А419	ТМ-630/10У1 (10;0.4)	41,69
3	ТП №14	ТМ-400/10У1 (10;0.4)	33,00
4	ТП №8	ТМ-400/10У1 (10;0.4)	33,00
5	ТП №1	ТМ-400/10У1 (10;0.4)	33,00
6	ТП №12	ТМ-400/10У1 (10;0.4)	33,00
7	ТП №1	ТМ-400/10У1 (10;0.4)	33,00
8	ТП №16	ТМ-630/10У1 (10;0.4)	32,21
9	ТП №18	ТМ-630/10У1 (10;0.4)	32,21
10	ТП №11	ТМ-630/10У1 (10;0.4)	32,21
11	ТП №18	ТМ-630/10У1 (10;0.4)	32,21
12	ТП №11	ТМ-630/10У1 (10;0.4)	32,21
13	ТП Перспектива	ТМ-630/10У1 (10;0.4)	31,66
14	ТП №4	ТМ-1600/10Т (10;0.4)	31,57
15	ТП №4	ТМ-1600/10Т (10;0.4)	31,57

16	ТП №6	ТМ-1000/10 (10;0.4)	30,43
17	ТП №5	ТМ-1000/10 (10;0.4)	30,40
18	ТП №14	ТМ-160/10У1 (10;0.4)	28,33
19	ТП №7	ТМ-560/10 (10;0,4)	28,27
20	ТП Перспектива	ТМ-630/10У1 (10;0.4)	27,18
21	ТП №353	ТМ-100/10 (10;0,4)	8,85
22	ТП №253	ТМ-100/10 (10;0,4)	7,89
23	ТП №206	ТМ-100/10 (10;0,4)	7,89
24	ТП №21	ТМ-100/10 (10;0,4)	7,87
25	ТП №199	ТМ-160/10У1 (10;0.4)	7,03
26	ТП №205	ТМ-100/10 (10;0,4)	6,56
27	ТП №202	ТМ-160/10У1 (10;0.4)	6,22
28	ТП №201	ТМ-100/10 (10;0,4)	5,96
29	ТП №210-2102	ТМ-100/10 (10;0,4)	5,49
30	ТП №13	ТМ-400/10У1 (10;0.4)	5,03
31	ТП №15	ТМ-560/10 (10;0,4)	4,66
32	ТП №102	ТМ-160/10У1 (10;0.4)	4,63
33	ТП №200	ТМ-160/10У1 (10;0.4)	4,50
34	ТП №210-2103	ТМ-160/10У1 (10;0.4)	4,32
35	ТП №210-2104	ТМ-160/10У1 (10;0.4)	3,70
36	ТП №67	ТМ-100/10 (10;0,4)	2,84
37	ТП №А401	ТМ-250/10У1 (10;0.4)	2,49

Как видно коэффициент загрузки новых трансформаторов не превышает 35,0 %. т.е. имеется резерв мощности трансформаторов.

4.3.7.Определение ориентировочного объема инвестиций для строительства, реконструкции и модернизации объектов

Объем инвестиций для строительства новых объектов будет определяться строительными организациями на момент строительства.

5. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ И МОДЕРНИЗАЦИИ СЕТЕВЫХ ОБЪЕКТОВ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

5.1. Сведения о реконструируемых и предлагаемых к новому строительству электрических сетях, обеспечивающих перераспределение электрической нагрузки из зон с дефицитом в зоны с избытком электрических мощностей (использование существующих резервов)

При строительстве новых объектов не предполагается реконструкция существующих линий электропередач, так как их пропускной способности вполне достаточно. Прокладка новых линий необходима при строительстве трансформаторных подстанций, например, для коттеджной застройки по ул. Советская. Общая длина новых линий составит 0,50 км, выполненные в основном самонесущим проводом СИП-3.

В таблице 5.1 представлен перечень линий, проложенных от ПС с указанием расчетного и допустимого тока на каждой линии.

Таблица 5.1. - Перечень существующих и планируемых к строительству линий электропередач, подключенных от ПС 110/35/10 кВ «Ардатов»

№ п/п	Фидер №	Ток на линии, I, А	Допустимый ток на линии, I _{доп} , А	Активное сопротивление, R, Ом	Реактивное сопротивление, X, Ом	Тип и длина линии, I, А
1	2	3	4	5	6	7
1	Перспектива	20,70	215,00	0,29	0,18	А 50 - 0,5 км
2	ЦРП	10,78	265,00	0,42	0,34	А 70 - 1 км
3	ЦРП	15,48	215,00	0,06	0,04	А 50 - 0,1 км
4	ЦРП	28,61	215,00	0,29	0,18	А 50 - 0,5 км
5	ЦРП	27,52	215,00	0,03	0,02	А 50 - 0,05 км
6	ЦРП	1,25	215,00	0,03	0,02	А 50 - 0,05 км
7	ЦРП	15,83	215,00	0,29	0,18	А 50 - 0,5 км
8	ЦРП	4,95	215,00	0,03	0,02	А 50 - 0,05 км
9	ЦРП	33,56	215,00	0,03	0,02	А 50 - 0,05 км
10	ЦРП	11,85	0	0,03	0,01	АСБ-10 3х70 - 0,06 км
11	ЦРП	15,43	0	0,03	0,01	АСБ-10 3х120 - 0,12 км

12	ЦРП	17,77	0	0,05	0,01	АСБ-10 3x70 - 0,124 км
13	ЦРП	17,75	0	0,04	0,01	АСБ-10 3x95 - 0,115 км
14	ЦРП	59,06	0	0,07	0,02	АСБ-10 3x95 - 0,225 км
15	ЦРП	0,00	265,00	0,02	0,02	А 70 - 0,05 км
16	ЦРП	33,56	265,00	0,21	0,17	А 70 - 0,5 км
17	ЦРП	0,01	265,00	0,21	0,17	А 70 - 0,5 км
18	ЦРП	33,56	265,00	0,13	0,10	А 70 - 0,3 км
19	ЦРП	0,00	265,00	0,02	0,02	А 70 - 0,05 км
20	ЦРП	0,00	265,00	0,02	0,02	А 70 - 0,05 км
21	ЦРП	7,74	265,00	0,21	0,17	А 70 - 0,5 км
22	ЦРП	41,28	215,00	0,12	0,07	А 50 - 0,2 км
23	ЦРП	23,74	0	0,06	0,02	АСБ-10 3x95 - 0,193 км
24	ЦРП	50,21	215,00	0,06	0,04	А 50 - 0,1 км
25	ЦРП	50,21	215,00	0,06	0,04	А 50 - 0,1 км
26	ЦРП	73,93	215,00	0,12	0,07	А 50 - 0,21 км
27	ЦРП	31,43	0	0,01	0,00	АСБ-10 3x95 - 0,03 км
28	ЦРП	0,00	215,00	0,02	0,01	А 50 - 0,03 км
29	ЦРП	7,71	215,00	0,29	0,18	А 50 - 0,5 км
30	Ф-15	0,00	320,00	1,73	1,83	А 95 - 5,5 км
31	Ф-7	227,14	375,00	1,38	1,78	А 120 - 5,5 км
32	Ф-9	0,48	215,00	0,88	0,53	А 50 - 1,5 км
33	Ф-21	0,36	215,00	0,25	0,15	А 50 - 0,42 км
34	Ф-21	0,00	215,00	0,29	0,18	А 50 - 0,5 км
35	Ф-21	21,25	215,00	0,29	0,18	А 50 - 0,5 км
36	Ф-21	0,64	215,00	0,88	0,53	А 50 - 1,5 км
37	Ф-21	0,87	170,00	1,36	0,59	А 35 - 1,6 км
38	Ф-21	22,10	215,00	0,35	0,21	А 50 - 0,6 км
39	Ф-21	0,62	170,00	0,24	0,10	А 35 - 0,28 км
40	Ф-21	22,79	215,00	0,49	0,29	А 50 - 0,83 км
41	Ф-21	22,58	215,00	0,18	0,11	А 50 - 0,3 км
42	Ф-21	23,26	215,00	1,29	0,78	А 50 - 2,2 км
43	Ф-21	0,67	215,00	0,29	0,17	А 50 - 0,49 км
44	Ф-21	24,04	215,00	0,88	0,53	А 50 - 1,5 км
45	Ф-21	0,34	215,00	0,33	0,20	А 50 - 0,56 км
46	Ф-21	0,32	215,00	0,06	0,04	А 50 - 0,1 км
47	Ф-21	0,44	170,00	0,17	0,07	А 35 - 0,2 км
48	Ф-21	0,54	215,00	0,08	0,05	А 50 - 0,14 км
49	Ф-21	0,15	215,00	0,12	0,07	А 50 - 0,2 км
50	Ф-21	0,68	215,00	0,59	0,35	А 50 - 1 км
51	Ф-21	0,39	215,00	0,06	0,04	А 50 - 0,1 км
52	Ф-21	0,32	215,00	0,06	0,04	А 50 - 0,1 км

Как видно из табл. 5.1 ни по существующим, ни по новым линиям нет превышения допустимого тока.

5.2.Сведения об электрических сетях, предлагаемых к новому строительству для обеспечения перспективных приростов электрической нагрузки во вновь осваиваемых районах муниципального образования под жилищную, комплексную или производственную застройку

В Тургеневском ГП планируется строительство во вновь осваиваемых районах коттеджной застройки по ул. Советская с общей суммарной нагрузкой по 429,0 кВт.

Таблица 5.2. - Перечень мероприятий по строительству электрических сетей во вновь осваиваемых районах

№ п/п	Наименование строящего объекта	Адрес строящего объекта	Год ввода в эксплуатацию	Нагрузка на электроснабжение, кВт	Строительство новых электрических сетей для перспективной застройки
1	3	4	8	9	10
1	Обеспечение жильем молодых семей и молодых специалистов и пр. граждан по программе социальное развитие села	ул.Советская, ул.Победа	2015 - 2018 г.	429,0	Строительство новой ТП 2*630; СИП3-50, L=500 м от ПС 110/35/10 кВ «Ардатов», яч. №21 до новой ТП; Строительство ЛЭП 0,4 кВ

5.3.Сведения об электрических сетях, предлагаемых к новому строительству для обеспечения нормативной надежности и безопасности электроснабжения

Предлагаемые к новому строительству электрические сети полностью обеспечивают нормативную надежность и безопасность электроснабжения существующих объектов. Строительство новых линий электропередач планируется выполнить самонесущими изолированными проводами СИП-3 3×50+1×50.

5.4.Сведения об участках электрических сетей, обеспечивающих вывод электрической мощности от вновь строящихся и реконструируемых объектов системы электроснабжения

Строительство новых линий электропередач и трансформаторных подстанций полностью обеспечит объекты перспективной застройки, при этом строительство новых электрических сетей предоставляет дополнительный резерв питания для существующих потребителей.

5.5.Сведения о реконструируемых участках электрической сети с увеличением ее пропускной способности для обеспечения перспективных приростов электрической нагрузки

Для обеспечения, существующих и перспективных нагрузок электрической энергии реконструкции существующих линий электропередач не требуется.

5.6.Сведения о реконструируемых участках электрической сети, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса (при этом остаточный ресурс требуется определять по текущему состоянию)

Сведения о участках электрической сети для обеспечения, существующих и перспективных нагрузок электрической энергии указаны ранее в п.5.2.

5.7.Сведения о диспетчеризации, телемеханизации и автоматизированных системах управления режимами электроснабжения

Автоматизированные системы управления режимами электроснабжения на ТП 10/0,4 кВ отсутствуют и в ближайшей перспективе не планируются к установке.

5.8.Сведения об автоматической системе контроля и управления энергоресурсами (АСКУЭ)

Коммерческий учет осуществлен на ПС. Всего установлено 20 узлов учета по 10 кВ, которые подключены на одно устройство сбора данных, для передачи данных о потреблении электрической энергии в диспетчерский пункт на программный комплекс.

Взаимодействие между звеньями системы организовано по протоколу TCP/IP в корпоративной сети Ethernet или (при достаточной пропускной способности каналов связи) глобальной сети Internet. Для большинства приложений АРМ основным источником информации является набор сервисов, предоставляемых сервером сбора.

В дальнейшем планируется монтаж систем сбора данных о параметрах электропотребления абонентами с выводов трансформаторных подстанций по классу напряжения 0,4 кВ.

6.ОЦЕНКА КАПИТАЛЬНЫХ ВЛОЖЕНИЙ В НОВОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО, РЕКОНСТРУКЦИЮ И МОДЕРНИЗАЦИЮ ОБЪЕКТОВ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

6.1.Оценка капитальных вложений в новое строительство и реконструкцию объектов систем электроснабжения

В соответствии с генпланом и программой Комплексного развития Тургеневского городского поселения планируется строительство и реконструкция объектов жилого сектора и социальной сферы, строительство новых районов коттеджной застройки, например, таких как в окрестностях ул.Советская. Для энергоснабжения перспективных объектов строительства с 2014-2024 гг. необходимо строительство одной новой ТП 2*630 кВА и прокладку новой ЛЭП общей протяженностью 0,50 км.

В соответствии с приказом №16 Министерства энергетики и тарифной политики Республики Мордовия от 29 мая 2013 г. стоимость предложенных мероприятий составляет 9850,00 тыс.руб.

Таблица 6.1. - Сведения о существующих электрических сетях, а также планируемых мероприятиях в период 2014-2024 гг.

№ п/п	Наименование объекта	Проектная мощность/ протяженность сетей		год начала строительства	год окончания строительства	Ввод мощностей									
						План 2014 года		План 2015 года		План 2016 года		План 2018-2024 года		Итого	
		км	МВА			км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА
1	2	3	4	5	6	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
	Итого, по Тургеневскому ГП, в т.ч.	11,00	1,20			4,10	1,20	3,40	0,00	2,00	0,00	1,50	0,00	11,00	1,20
1	Техническое перевооружение и реконструкция, в.т.ч.:	0,00	0,00			0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2	Новое строительство и расширение, в.т.ч.:	0,00	0,00			0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3	Перспективное строительство, в.т.ч.:	11,00	1,20			4,10	1,20	3,40	0,00	2,00	0,00	1,50	0,00	11,00	1,20
	Капитальные вложения в основные средства, в т.ч.	11,00	1,20			0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Электросетевые объекты, в т.ч.	11,00	1,20			4,10	1,20	3,40	0,00	2,00	0,00	1,50	0,00	11,00	1,20
	Электрические линии, в т.ч.	11,00	0,00			4,10	0,00	3,40	0,00	2,00	0,00	1,50	0,00	11,00	0,00
	воздушные линии, в т.ч.	11,00	0,00			4,10	0,00	3,40	0,00	2,00	0,00	1,50	0,00	11,00	0,00
	ВЛЭП 1-20 кВ (СН2)	0,50	0,00			0,50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,50	0,00
	Строительство линий электропередачи напряжением 10 кВ	0,50	0,00	2015	2015	0,50		0,00		0,00		0,00		0,50	0,00
	ВЛЭП 0,4 кВ (НН)	10,50	0,00			3,60	0,00	3,40	0,00	2,00	0,00	1,50	0,00	10,50	0,00
	Строительство линий электропередачи напряжением 0,4 кВ	10,50	0,00	2015	2024	3,60		3,40		2,00		1,50		10,50	
	кабельные линии, в т.ч.														
	КЛЭП 1-20 кВ (СН2)														
	КЛЭП 0,4 кВ (НН)														
	Подстанции, в т. ч.	0,00	1,20			0,00	1,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,20
	Уровень входящего напряжения 1-20 кВ (СН2)	0,00	1,20				1,20		0,00		0,00		0,00		1,20
	Строительство новой ТП-2*630	0,00	1,20	2015	2015		1,20		0,00		0,00		0,00		1,20

Таблица 6.2. - Объем инвестиций необходимых для реконструкции существующих электрических сетей, а также планируемых мероприятий в период 2014-2024 гг.

№ п/п	Наименование объекта	год начала строительства	год окончания строительства	Полная стоимость строительства	Объем финансирования				
					План 2014 года	План 2015 года	План 2016 года	План 2018- 2024 года	Итого
					млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.
1	2	3	4	5	8	9	10	11	12
	Итого, по Тургеневскому ГП, в т.ч.			9,85	5,02	2,38	1,40	1,05	9,85
1	Техническое перевооружение и реконструкция, в.т.ч.:			0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2	Новое строительство и расширение, в.т.ч.:			0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3	Перспективное строительство, в.т.ч.:			9,85	5,02	2,38	1,40	1,05	9,85
	Капитальные вложения в основные средства, в т.ч.			0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Электросетевые объекты, в т.ч.			9,85	5,02	2,38	1,40	1,05	9,85
	Электрические линии, в т.ч.			8,70	4,22	2,38	1,40	1,05	8,70
	воздушные линии, в т.ч.			8,25	3,42	2,38	1,40	1,05	8,25
	ВЛЭП 1-20 кВ (СН2)			0,90	0,90	0,00	0,00	0,00	0,90
	Строительство линий электропередачи напряжением 10 кВ	2015	2015	0,90	0,90	0,00	0,00	0,00	0,90
	ВЛЭП 0,4 кВ (НН)			7,35	2,52	2,38	1,40	1,05	7,35
	Строительство линий электропередачи напряжением 0,4 кВ	2015	2024	7,35	2,52	2,38	1,40	1,05	7,35
	кабельные линии, в т.ч.								
	КЛЭП 1-20 кВ (СН2)								
	КЛЭП 0,4 кВ (НН)								
	Подстанции, в т.ч.			1,60	1,60	0,00	0,00	0,00	1,60
	Уровень входящего напряжения 1-20 кВ (СН2)			1,60	1,60	0,00	0,00	0,00	1,60
	Строительство новой ТП-160	2015	2015	1,60	1,60	0,00	0,00	0,00	1,60