|  |  |
| --- | --- |
| **1. Наименование проекта (полное)** | **Инвестиционная программа Общества с ограниченной ответственностью «Энергошаля», п. Шаля на 2012-2014 годы.** |
| **2. Наименование проекта (краткое)** | **Инвестиционная программа ООО «Энергошаля» на 2012-2014гг.** |
| **3. Краткое наименование организации** | **ООО «Энергошаля»** |
| **4. Полное наименование организации** | **Общество с ограниченной ответственностью «Энергошаля»** |
| **5. Адрес организации** | **623030, Свердловская область, Шалинский район, п.Шаля, ул.Нефтяников, 20** |
| **6. Руководитель организации** | **Домрачев Павел Николаевич, директор** |
| **7. Телефон руководителя организации** | **(34358) 2-20-21** |
| **8. Факс руководителя организации** | **(34358) 2-11-27** |
| **9. E-mail руководителя организации** | **en\_shal@mail.ru** |
| **10. Руководитель проекта** | **Судиловский Владимир Николаевич** |
| **11. Должность руководителя проекта** | **Главный инженер** |
| **12. Телефон руководителя проекта** | **(34358) 2-29-98** |
| **13. Основные участники проекта** | **Сафонова Елена Владимировна, экономист** |
| **14. Контактные телефоны исполнителя** | **(34358) 2-11-89** |

**Пояснительная записка**

 ООО «Энергошаля» оказывает услуги по передаче электрической энергии на территории трех муниципальных образований: ГО г. Первоуральск, Шалинский ГО, ГО Верх-Нейвинский. Основной целью деятельности предприятия является бесперебойная поставка электрической энергии требуемого качества потребителям. При этом решаются следующие задачи:

1. Оперативное обслуживание сетей электропередачи с ведением требуемого режима.
2. Текущий и капитальный ремонты энергооборудования.
3. Мониторинг объемов и параметров поставляемой электроэнергии.
4. Разработка и внедрение мероприятий по энергосбережению, повышению надежности и эффективности обслуживаемых сетей.

 ООО «Энергошаля» осуществляет свою деятельность на основании Свидетельства о членстве в Российской ассоциации «Коммунальная энергетика» имени Эдуарда Хижа саморегулируемой организации, основанной на членстве лиц, осуществляющих деятельность на розничных рынках электрической или тепловой энергии

 Предприятие имеет все необходимые ресурсы для осуществления своей деятельности:

* развитую инфраструктуру в муниципальных образованиях, на территории которых оно осуществляет свою деятельность;
* наличие производственной базы;
* требуемое техническое оснащение, в т.ч. спецтехнику;
* высококвалифицированный персонал.

 Все это позволяет предприятию успешно решать поставленные задачи. Однако, мониторинг обслуживаемых сетей, качества и бесперебойности электроэнергии, поставляемой потребителям показывает, что состояние электросетей на сегодняшний день таково, что даже при наличии у предприятия всех выше перечисленных факторов задачу поставки бесперебойной и качественной электроэнергии уже в ближайшем времени решать будет невозможно. Существующие сети просто физически не в состоянии бесперебойно передавать электрическую энергию требуемого качества и в требуемых объемах. Это обусловлено рядом причин:

1. Основная часть распределительных сетей в муниципальных образованиях Шалинский ГО и ГО Верх-Нейвинский построена более тридцати лет назад и выработала свой срок службы. Их износ составляет 100%.
2. Многие участки сетей строились и обслуживались ранее различными ведомствами. При этом, учитывая что передача электрической энергии не являлась основным видом деятельности этих ведомств, обслуживание и ремонт сетей должным образом не проводились. Кроме того, часть строилась без проектирования, конструктивно не соответствовала необходимым требованиям и даже на тот момент не могла обеспечить передачу электроэнергии требуемых параметров.
3. Большое количество ВЛ-0,4 кВ имеет большую протяженность, что вызывает большой уровень технических потерь в них.
4. Значительная часть распределительных сетей уже на настоящий момент работает с превышением допустимых нагрузок. Это вызывает частые аварии и отказы оборудования и, как следствие, недоотпуск электрической энергии потребителям, в т.ч. социально-значимым объектам, а также значительно увеличивает затраты на содержание сетей.
5. Энергоемкость потребителей электроэнергии неуклонно растет, кроме того растет потребность в подключении новых потребителей. Так программами развития территорий и строительства ГО Верх-Нейвинский и Шалинский ГО предусмотрено выделение территорий под индивидуальную застройку, строительство социально-значимых объектов: детских садов, школ, оздоровительных комплексов. Подключение этих объектов к существующим изношенным и работающим с превышением допустимых нагрузок не представляется возможным, так как это неминуемо приведет к выходу этих сетей из строя и обесточиванию потребителей.
6. Капитальный ремонт, производимый в распределительных сетях, не может решить вышеуказанных проблем, так как при этом производится замена лишь 30% оборудования, а остальные 70% его остается старым и изношенным.Учитывая что все оборудование взаимосвязано и работает в едином энергетическом комплексе, следует сделать вывод, что надежность энергокомплекса при проведении капитального ремонта не возрастает.
7. Существующее изношенное и морально устаревшее оборудование имеет большие технические потери, многократно превышающие современные нормативные значения.

 Из всего выше сказанного следует вывод: существующие распределительные сети в муниципальных образованиях ГО Верх-Нейвинский и Шалинский ГО имеют низкую надежность, большие технические потери, затраты на их содержание велики и все возрастают. Сети не могут обеспечить бесперебойную передачу электрической энергии в требуемом объеме и требуемого качества, подключение новых потребителей к этим сетям в соответствии с программами развития территорий не представляется возможным, что ведет к срыву реализации указанных программ. Другими словами, существующее оборудование имеет **НИЗКУЮ ЭНЕРГЕТИЧЕСКУЮ ЭФФЕКТИВНОСТЬ,** требует модернизации и реконструкции. Также следует отметить, что в выше указанных муниципальных образованиях доля потребления электрической энергии населением и бюджетными организациями (то есть социально-значимыми объектами) велика, и эксплуатация энергооборудования с низкой энергетической эффективностью может привести к определенной социальной напряженности на этих территориях.

**Сущность инвестиционной программы.**

Настоящая инвестиционная программа предусматривает два основных направления инвестиционных проектов, а именно:

* реконструкцию 16 ПС в МО Шалинский ГО с заменой маломощного устаревшего оборудования, со 100% (стопроцентным) износом на современное, более мощное, имеющее более высокие технологические характеристики.
* строительство и ввод в эксплуатацию новых ВЛ 6-10кВ с целью загрузки действующего оборудования и как следствие, и увеличению надежности всего энергетического комплекса, а также с целью снижения технических потерь и появления возможности подключения новых потребителей.

Перечень инвестиционных проектов на период реализации инвестиционной программы приведен и в приложении 5 и в приложении 1.1. формы инвестиционной программы, утвержденной Приказом Министерства энергетики РФ № 114 от 24.03.2010 г. Все реализуемые инвестиционные проекты предусматривают энергосбережение и повышение эффективности.

Реконструкция всех 16 ПС имеет необходимость и цели реализации проектов, а именно:

* снижение технических потерь, путем внедрения нового оборудования с более высокими техническими характеристиками;
* повышение надежности оборудования;
* увеличение мощности и, как следствие повышение возможности подключения новых потребителей, а также возможности поставлять потребителям электроэнергии требуемого качеств;
* исключение недоотпуска электроэнергии потребителей в следствие отказов и аварий

снижение затрат на оборудование.

Направление строительства ПС и ВЛ 6-10 кВ имеет также цели и необходимости реализации как реконструкция ПС, но отличается способом их достижения. В данном случае поставленные задачи решаются путем строительства и пуска в эксплуатацию новых мощностей и сокращения протяженности линий 0,4 кВ. Места расположения объектов, сроки ввода и вывода мощностей, полной и остаточной стоимости инвестиционных проектов в приложениях 1-5 и в формах 1-6 утвержденных № 114 приказом Министерства энергетики РФ от 24.03.2010 г.

**Энергосбережение и повышение энергетической эффективности**

1. ***Причины низкой энергетической эффективности существующих сетей.***

 Причинами низкой энергетической эффективности существующих сетей являются:

* Большой износ оборудования. У многих энергоузлов износ составляет 100%;
* Возрастающие нагрузки потребителей. При этом распределительные сети работают с превышением допустимых нагрузок, что ведет к росту технических потерь, авариям и отказам и, как следствие, увеличению затрат на обслуживание сетей и недоотпуску электроэнергии потребителям.
* Несоответствие конструкции распределительных сетей требуемым нормам. Это вызвано тем, что обслуживаемые ООО «Энергошаля» распределительные сети ранее находились в разных ведомствах, их развитию не уделялось должного внимания, при вводе новых мощностей зачастую не проводилось проектирование реконструкции и строительства сетей. В результате в настоящий момент распределительные сети 0,4кВ имеют очень значительную протяженность, их пропускная способность ниже требуемой.
1. ***Основные цели программы в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности.***

 Основными целями реализуемой программы с точки зрения энергосбережения и повышения энергетической эффективности являются:

* Исключение объемов недоотпуска электрической энергии потребителям, вследствие аварий и отказов оборудования, обусловленных его стопроцентным износом;
* Исключение затрат на восстановление оборудования после отказов и аварий, вызванных работой распределительных сетей с превышением допустимых нагрузок, а также исключение объемов недопоставки электрической энергии потребителям вследствие этих причин;
* Исключение затрат на восстановление оборудования после отказов и аварий, обусловленных его стопроцентным износом;
* Снижение технических потерь в распределительных сетях.
1. ***Основные задачи программы в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности.***

*Для достижения поставленных целей необходимо решить следующие задачи:*

1. Заменить морально устаревшее оборудование со стопроцентным износом на новое, имеющее повышенную надежность.
2. Реконструировать энергоузлы, работающие с превышением нагрузок, путем их замены на более мощные, а также ввести в строй дополнительные мощности.
3. Заменить оборудование , имеющее большие технические потери, в том числе вследствие полного износа, на новое, современное.
4. Перевести ЛЭП 0,4 кВ, имеющие большую протяженность на более высокое напряжение (6-10 кВ) путем строительства новых ТП и ВЛ 6-10 кВ, снизив тем самым потери в сетях 0,4 кВ.
5. ***Анализ энергоэффективности существующих сетей.***

 Статистика отказов и аварий электрооборудования в 2008-2010 годах , обусловленных его стопроцентным износом, приведена в Табл.1-3.

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |   |  Таблица 1 |
| **Количество аварий и отказов в 2007 году** |
| месяц | ***Шалинский участок*** |
| ВЛ | КЛ | РП, ТП | всего |
| аварии | отказы | аварии | отказы | аварии | отказы |
| 110-35 кВ | 6-10 кВ | 0,4 кВ | 110-35 кВ | 6-10 кВ | 0,4 кВ |
| шт | шт | шт | шт | шт | шт | шт | шт | шт | шт | шт |
| январь |  |  |  |  |  |  |  |  |  | 1 | 1 |
| февраль |  |  |  |  |  |  |  |  | 1 | 1 | 2 |
| март |  |  |  |  |  |  |  |  | 1 | 1 | 2 |
| апрель |  |  |  | 1 |  |  | 1 |  |  |  | 2 |
| май |  |  |  | 1 |  |  |  |  |  |  | 1 |
| июнь |  |  |  | 1 |  |  |  |  |  |  | 1 |
| июль |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | 0 |
| август |  |  |  | 1 |  |  |  |  | 1 |  | 2 |
| сентябрь |  |  |  | 1 |  |  |  |  |  |  | 1 |
| октябрь |  | 1 |  | 1 |  |  |  |  |  | 3 | 5 |
| ноябрь |  |  |  |  |  |  |  |  |  | 1 | 1 |
| декабрь |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | 0 |
| ***всего за год по участку*** |  | 1 |  | 6 |  |  | 1 |  | 3 | 7 | 18 |
|  | ***Верх-Нейвинский участок*** |
| январь |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | 0 |
| февраль |  |  | 1 |  |  |  |  |  |  | 1 | 2 |
| март |  |  |  |  |  |  |  |  |  | 3 | 3 |
| апрель |  |  |  | 1 |  |  |  |  |  | 1 | 2 |
| май |  |  | 1 |  |  |  |  |  | 1 |  | 2 |
| июнь |  |  |  |  |  |  |  |  |  | 1 | 1 |
| июль |  |  | 1 |  |  |  |  |  |  | 1 | 2 |
| август |  |  | 1 |  |  |  |  |  |  |  | 1 |
| сентябрь |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | 0 |
| октябрь |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | 0 |
| ноябрь |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | 0 |
| декабрь |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | 0 |
| ***всего за год по участку*** |  |  | 4 | 1 |  |  |  |  | 1 | 7 | 13 |

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |   | Таблица 2 |
| **Количество аварий и отказов в 2008 году** |
| месяц | ***Шалинский участок*** | всего |
| ВЛ | КЛ | РП, ТП |
| аварии | отказы | аварии | отказы | аварии | отказы |
| 110-35 кВ | 6-10 кВ | 0,4 кВ | 110-35 кВ | 6-10 кВ | 0,4 кВ |
| шт | шт | шт | шт | шт | шт | шт | шт | шт | шт |  |
| январь |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | 0 |
| февраль |  |  | 1 |  |  |  |  |  |  |  | 1 |
| март |  |  |  |  |  |  |  |  | 1 | 1 | 2 |
| апрель |  |  |  | 1 |  |  |  |  | 1 |  | 2 |
| май |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | 0 |
| июнь |  |  |  | 1 |  |  |  |  |  | 1 | 2 |
| июль |  |  |  |  |  |  |  |  |  | 5 | 5 |
| август |  |  |  |  |  |  |  |  |  | 1 | 1 |
| сентябрь |  |  |  |  |  |  |  |  |  | 2 | 2 |
| октябрь |  |  |  |  |  |  |  |  | 1 | 1 | 2 |
| ноябрь |  |  |  |  |  |  |  |  |  | 1 | 1 |
| декабрь |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | 0 |
| всего за год |  |  | 1 | 2 |  |  |  |  | 3 | 12 | 18 |
|  | ***Верх-Нейвинский участок*** | Всего |
| ВЛ | КЛ | РП, ТП |
| аварии | отказы | аварии | отказы | аварии | отказы |
| шт | шт | шт | шт | шт | шт | шт | шт | шт | шт | шт |
| январь |  |  |  |  |  |  |  |  |  | 1 | 1 |
| февраль |  |  |  |  |  |  |  |  |  | 1 | 1 |
| март |  |  |  |  |  |  |  |  |  | 1 | 1 |
| апрель |  |  |  |  |  |  |  |  |  | 3 | 3 |
| май |  |  |  |  |  |  |  |  |  | 5 | 5 |
| июнь |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | 0 |
| июль |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | 0 |
| август |  |  |  |  |  |  | 2 |  |  |  | 2 |
| сентябрь |  |  |  |  |  |  | 1 |  |  |  | 1 |
| октябрь |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | 0 |
| ноябрь |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | 0 |
| декабрь |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | 0 |
| ***всего за год*** |  |  |  |  |  |  | 3 |  |  | 11 | 14 |
| **всего** | **0** | **0** | **1** | **2** | **0** | **0** | **3** | **0** | **3** | **23** | **32** |

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  | Таблица 3 |
| **Количество аварий и отказов в 2009 году** |
| месяц | *Шалинский участок* | всего |
| ВЛ | КЛ | РП, ТП |
| аварии | отказы | отказы |
| 110-35 кВ | 6-10 кВ | 0,4 кВ | аварии | 110-35 кВ | 6-10 кВ | 0,4 кВ | аварии | отказы |
| шт | шт | шт | шт | шт | шт | шт | шт | шт | шт | шт |
| январь |  |  |  |  |  |  |  |  |  | 1 | 1 |
| февраль |  |  |  |  |  |  |  |  |  | 1 | 1 |
| март |  |  |  |  |  |  |  |  |  | 1 | 1 |
| апрель |  |  |  | 1 |  |  | 1 |  |  |  | 2 |
| май |  |  |  | 1 |  |  |  |  |  |  | 1 |
| июнь |  |  |  | 1 |  |  |  |  |  |  | 1 |
| июль |  |  |  |  |  |  |  |  |  | 4 | 4 |
| август |  |  |  |  |  |  |  |  | 1 | 1 | 2 |
| сентябрь |  |  |  |  |  |  |  |  | 1 | 2 | 3 |
| октябрь |  | 1 |  |  |  |  |  |  | 1 | 3 | 5 |
| ноябрь |  |  |  |  |  |  |  |  |  | 1 | 1 |
| декабрь |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | 0 |
| всего за год |  | 1 |  | 3 |  |  | 1 |  | 3 | 14 | 22 |
| месяц | ***Верх-Нейвинский участок*** | Всего |
| ВЛ | КЛ | РП, ТП |
| аварии | отказы | аварии | отказы | аварии | отказы |
| 110-35 кВ | 6-10 кВ | 0,4 кВ | 110-35 кВ | 6-10 кВ | 0,4 кВ |
| январь | шт | шт | шт | шт | шт | шт | шт | шт | шт | шт | шт |
| февраль |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | 0 |
| март |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | 0 |
| апрель |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | 0 |
| май |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | 0 |
| июнь |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | 0 |
| июль |  |  | 1 |  |  |  |  |  |  | 1 | 2 |
| август |  |  |  |  |  |  |  |  |  | 1 | 1 |
| сентябрь |  |  |  | 1 |  |  |  |  |  | 1 | 2 |
| октябрь |  |  | 1 |  |  |  |  |  |  | 2 | 3 |
| ноябрь |  |  |  |  |  |  |  |  |  | 4 | 4 |
| декабрь |  |  | 1 |  |  |  |  |  |  |  | 1 |
| ***всего за год*** |  |  | 3 | 1 |  |  |  |  |  | 9 | 13 |
| **всего** | **0** | **1** | **3** | **4** | **0** | **0** | **1** | **0** | **3** | **23** | **35** |

 Затраты на восстановление оборудования и объемы недоотпуска электроэнергии потребителям в 2010 году приведены в Таб. 4

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  | Таблица 4 |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| ***Затраты на восстановление оборудования и объемы недоотпуска электроэнергии потребителям в 2010 году***  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| № п/п | Наименование отказа | дата отказа | время затраченное на восстановление чел/час | затраты, руб с НДС | недоотпуск электрической энергии вызванный отказом |
|
|
| **р.п.Шаля** |
| 1 | Кабель от ТП №10 "Налоговая" до котельной ( замена 5м.) | 21.08.2010г. | 5 | 345296,76 | 1810,01 |
| 2 | Ремонт кабеля ЛЭП - 10 кВ п.Сарга переход через железнодорожные пути (50 м.) | 22.04.2010г. | 10 | 426317,33 | 4605,2 |
| 3 | ТП №1 "Центр" п. Колпаковка - выброс масла из ТМ | 25.05.2010г. | 0,87 | 3681,61 | 1015,4 |
| 4 | ТП №1 "Лесхоз" п. Сабик - отказ блокировок привода рубильника | 13.01.2010г. | 4,4 | 6695,71 | 798 |
| 5 | ТП №1 "Лесхоз" п. Сабик - выход из строя отходящих кабелей (перекидок) 0.4 кВ | 29.04.2010г. | 4,5 | 2143,93 | 807,5 |
| 6 | ТП №2 "Поселок" п.Сабик - обрушение фундамента ТП | 17.06.2010г. | 14,4 | 8068,2 | 1748 |
| 7 | ТП №3 "Фрунзе 2" п.Шаля - выход из строя рубильника | 11.02.2010г. | 2,4 | 4121,24 | 395,05 |
| 8 | ТП №4 "Совхоз" п. Сабик - выход из строя опорного изолятора | 15.06.2010г. | 2,5 | 1755,89 | 135,46 |
| 9 | ТП №5 п. Колпаковка - выход из строя вентильного разрядника | 23.09.2010г. | 1,6 | 4443,59 | 1149,12 |
| 10 | ТП №9 "Макурина" п.Шаля - выход их строя выключателя нагрузки | 30.09.2010г. | 4,8 | 25720,2 | 117,41 |
| 11 | ТП №13 "Энгельса" п.Шаля - выход из строя выключателя нагрузки (ремонт) | 10.08.2010г. | 1,5 | 10127,57 | 574,145 |
| 12 | ТП №13 "Энгельса" п.Шаля - выход из строя выключателя нагрузки | 10.10.2010г. | 4,8 | 25720,2 | 2305,35 |
| 13 | ТП №23 "Ветстанция" п.Шаля - выход из строя выключателя нагрузки | 18.05.2010г. | 4,8 | 25720,2 | 974,4 |
| 14 | ТП №25 "Маслозавод" п.Шаля - обрушение фундамента | 06.08.2010г. | 14,4 | 8068,2 | 992,5 |
| 15 | ТП №28 "Пионерский поселок" п.Шаля - выброс масла, возгорание | 21.10.2010г. | 0,87 | 2648,97 | 1591,9 |
| 16 | ТП №28 "Пионерский поселок" п.Шаля - выход из строя ТМ | 25.10.2010г. | 14,24 | 260211,5 | 2124,012 |
|  |  |  |  |  |  |
| **Продолжение Таблицы 4** |
| 17 | ТП №2 п. Колпаковка - выход из строя ТМ (ремонт с временной заменой) | 27.07.2010г. | 14,24 | 28599,71 | 1361,4 |
| 18 | ТП №5 п. Колпаковка - выход из строя ТМ (ремонт с временной заменой) | 13.11.2010г. | 4 | 28599,71 | 1428,9 |
| 19 | ТП №11 "Заводская" п.Шаля - выход из строя отходящего кабеля (перекидки) 0.4 кВ | 10.03.2010г. | 4,05 | 2143,93 | 2760,62 |
| 20 | ТП №11 "Заводская" п.Шаля - выдавило масло | 12.04.2010г. | 2,016 | 6152,67 | 830,09 |
| 21 | ТП №4 "Лермонтова" п.Шаля- выход из строя выключателя нагрузки | 16.02.2010г. | 4,8 | 25720,2 | 1268,96 |
| 22 | ТП №5 "Нагорная" п.Сарга - выход из строя проходного изолятора | 20.10.2010г. | 2,8 | 2257,01 | 214,85 |
| 23 | ТП №1 п. Пастушный выход из строя ТМ (отгорели шпильки 0.4 кВ) | 27.02.2010г. | 4 | 28599,71 | 64,6 |
| 24 | ТП №17 "Сосновый бор" п.Шаля - выход из строя отходящего кабеля (перекидки) 0.4 кВ | 23.01.2010г. | 4,05 | 3889,3 | 2137,12 |
| 25 | ТП №14 "Столовая" п.Шаля - выход из строя ТМ (перегруз.) | 14.02.2010г. | 14,24 | 212647,55 | 4881,33 |
| 26 | ТП №14 "Столовая" п.Шаля - выход из строя выключателя нагрузки и ПН  | 19.01.2010г. | 5,7 | 22433,22 | 2825,6 |
| 27 | ТП№7 «Поселок 3» п.Илим-выход из строя рубильника. | 10.08.2010г | 2,4 | 4121,24 | 395,05 |
| 27 | ТП №1 "Пермяки" п. Пермяки- выход из строя выключателя нагрузки | 22.02.2010г. | 4,8 | 25720,2 | 64,55 |
| 28 | ТП №1 "Пермяки" п.Пермяки - выход из строя отходящего кабеля (перекидки) 0.4 кВ | 06.03.2010г. | 4,05 | 2143,93 | 61,25 |
| 29 | ТП "Вырубки" п.Вырубки - выход из строя отходящего кабеля (перекидки) 0.4 кВ | 20.12.2010г. | 4,05 | 2143,93 | 49,62 |
| 30 | ТП №6 "8 Марта" п.Сарга - выход проходного изолятора и выключателя нагрузки из строя (залило) | 17.09.2010г. | 6,6 | 27813,79 | 401,28 |
|   | **Итого по Шалинскому участку** | **170,476** | **1579606** | **39493,627** |
|   | в том числе | Случаи, к-во | время затраченное на восстановление чел/час | затраты, руб. с НДС | кВт/ч |
|   | Шаля | **15** | 87,666 | 980621,71 | 25588,497 |
|   | Сабик | **4** | 25,8 | 18663,73 | 3488,96 |
|   | Сарга | **3** | 19,4 | 456388,13 | 5221,33 |
|   | Колпаковка | **4** | 20,71 | 65324,62 | 4954,82 |
|   | Пастушный | **1** | 4 | 28599,71 | 64,6 |
|   | Пермяки | **2** | 8,85 | 27864,13 | 125,8 |
|   | Вырубки | **1** | 4,05 | 2143,93 | 49,62  |
|  | Илим | **1** | 2,4 | 4121,24 | 395,05 |
|   | **Итого** | **31** | **172,876** | **1583727,2** | **39888,677** |
|  |  |  |  |  |  |
| **Продолжение Таблицы 4** |
| **п. Верх – Невинский**  |
| 1 | Замена КЛ - 6 кВ ул.Мира - ул.Евдокимова (50 м.) | 29.09.2010г. | 10 | 426317,33 | 4201,3 |
| 2 | Замена КЛ - 6 кВ от ТП №13 по ул.Береговая | 12.08.2010г. | 5 | 108815,58 | 2100,6 |
| 3 | Замена КЛ - 6кВ по ул.Ленина | 12.08.2010г. | 5 | 108815,58 | 2100,6 |
| 4 | ТП №18 фид.№1 | 03.02.2010г. | 7,35 | 9528,5 | 671,45 |
| 5 | ТП №18 фид.№3 | 29.03.2010г. | 7,35 | 9528,5 | 671,45 |
| 6 | ТП №18 фид.№1 | 24.04.2010г. | 7,35 | 9528,5 | 671,45 |
| 7 | ТП №18 фид.№2 | 03.05.2010г. | 7,35 | 9528,5 | 671,45 |
| 8 | ТП №22 фид.№3 | 11.05.2010г. | 3,3 | 7384,58 | 479,4 |
| 9 | ТП №22 | 05.04.2010г. | 6,45 | 6562,52 | 536,1 |
| 10 | ТП №23 фид.№2 | 14.05.2010г. | 7,35 | 9528,5 | 552,3 |
| 11 | ТП №24 фид.№1 | 08.05.2010г. | 7,35 | 9528,5 | 884,25 |
| 12 | ТП №25 фид.№6 | 24.01.2010г. | 7,35 | 9528,5 | 1589,8 |
| 13 | ТП №25 фид.№1 | 11.04.2010г. | 7,35 | 9528,5 | 1589,8 |
| 14 | ТП №28 фид. №2 | 06.05.2010г. | 7,35 | 9528,5 | 751,2 |
| Итого по Верх-Нейвинскому участку | 14 | 95,9 | 743652,09 | 17471,15 |
|  |  |  |  |  | Случаи,  к-во | время затраченное на восстановление чел/час | затраты, руб. с НДС | кВт/ч |
| Всего по ООО "Энергошаля" | 45 | 268,776 | 2327379,29 | 57359,827 |

 Анализ таблиц 1-4 показывает, что несмотря на проведение капитальных ремонтов, при которых производится замена не более 30% оборудования, количество аварий и отказов ежегодно растет . Кроме того, затраты на восстановление энергооборудования и объемы недоотпуска электроэнергии потребителям даже на сегодняшний день значительны, далее они будут только возрастать. Таким образом, для предотвращения более крупных аварий в распределительных сетях, которые могут повлечь за собой массовые отключения и обесточивание целых населенных пунктов на длительный срок, а также аварии в высоковольтных сетях смежных сетевых организаций, для исключения необоснованных затрат на восстановление оборудования, которое исчерпало свой ресурс и не может выполнять свои функции, для исключения случаев недоотпуска электроэнергии потребителям необходимо проводить реконструкцию распределительных сетей с заменой изношенного и морально устаревшего оборудования на новое.

1. ***Расчет изменения величины технических потерь в сетях, подлежащих реконструкции.***
	1. Расчет изменения потерь в силовых трансформаторах реконструируемых подстанций.

В соответствии с Методическими рекомендациями  **«Методические рекомендации по определению потерь** **электрической энергии в городских электрических сетях** **напряжением 10(6)-0,4 кВ»,** разработанных Российским акционерным обществом закрытого типа "РОСКОММУНЭНЕРГО", согласованных с Госэнергонадзором Минэнерго России (09.11.00 №32-01-07/45), утвержденных Заместителем председателя Госстроя России 23.04.01г. потери в силовых трансформаторах распределительных подстанций определяются по формуле:

|  |  |
| --- | --- |
| http://www.ohranatruda.ru/ot_biblio/normativ/data_normativ/45/45970/x030.gif | (1) |

где *t* - число часов работы трансформатора за расчетный период;

τ- время максимальных потерь (условное время, в течение которого потери в активном сопротивлении элемента сети при постоянной максимальной нагрузке были бы равны потерям энергии в том же элементе за расчетный период времени при действительном графике нагрузки), ч;

Δ*Р*х.х.i, Δ*Р*к.з.i -потери мощности холостого хода и короткого замыкания, кВт;

*K*з *-* коэффициент загрузки трансформатора в период годового максимума, определяемый как

|  |  |
| --- | --- |
| http://www.ohranatruda.ru/ot_biblio/normativ/data_normativ/45/45970/x032.gif | (2) |

где *I*н*i* - номинальный ток *i*-го трансформатора, А;

*I*ср.макс - средний максимальный ток посуточным графикам в период контрольных замеров.

 Приближенно величину т определяют по следующей формуле:

|  |  |
| --- | --- |
| http://www.ohranatruda.ru/ot_biblio/normativ/data_normativ/45/45970/x034.gif | (3) |

где *Т-*число часов использования максимальной нагрузки, ч.

 Число часов использования максимальной нагрузки *Т* определяется по формуле:

|  |  |
| --- | --- |
| http://www.ohranatruda.ru/ot_biblio/normativ/data_normativ/45/45970/x036.gif | (4) |

 Технические характеристики трансформаторов Δ*Р*х.х.i, Δ*Р*к.з.i определяются их конструктивными особенностями и приводятся в паспортных данных. Однако, в процессе эксплуатации эти параметры под воздействием климатических факторов, механических и электрических нагрузок значительно изменяются, в частности возрастают токи Фуко, идущие на нагрев железа сердечников, и, как следствие , потери в трансформаторах значительно возрастают. Так как факторы, определяющие ухудшение технических характеристик трансформаторов очень разнообразны и не поддаются учету, для определения фактических потерь в силовых трансформаторах реконструируемых подстанций использовались значения параметров Δ*Р*х.х.i, Δ*Р*к.з.i ,полученные в результате замеров, проведенных в соответствии с требованиями ГОСТ 3484.1-88.

 Результаты расчета потерь в силовых трансформаторах реконструируемых подстанций до реконструкции приведены в Табл.5.

 Результаты расчета потерь в силовых трансформаторах реконструируемых подстанций после реконструкции приведены в Табл.6.

 Анализ данных **Таблицы 5** и **Таблицы 6** показывает, что в результате реконструкции трансформаторных подстанций с заменой изношенного и работающего с превышением максимальных нагрузок оборудования на современное и более мощное, снизятся как нагрузочные потери, так и потери холостого хода. Общий объем снижения потерь в силовых трансформаторах составит **93795 квТч** в год.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| № № | Реконструируемые объекты | До реконструкции |
| Наименование объекта \* | год ввода в экс-плуата-цию | норма-тивный срок службы, лет | количествои марка силовых трансформа-торов, шт. | мощ-ность, МВА | Параметры трансформаторов | Объем передаваемой э/энергии | Потери э/энергии |
| по нормативу | измеренное | по нормативу | фактические |
| Pхх | Pкз | Pхх | Pкз | потери хх  | нагрузочные потери | всего | потери хх  | нагрузочные потери | всего |
| 1 | ПС 10/0,4 кВ "ТП№2 Фрунзе" | до1970 | 25 | 1 ТМ | 0,1 | 0,36 | 1,97 | 0,69 | 2,11 | 511200 | 3153,6 | 6943,34 | 10096,936 | 6044,4 | 7436,77 | 13481,17 |
| 2 | ПС 10/0,4 кВ "ТП№4 Лермонтова" | до1970 | 25 | 1 ТМ | 0,1 | 0,36 | 1,97 | 0,58 | 2,22 | 638400 | 3153,6 | 10828,60 | 13982,198 | 5080,8 | 12202,79 | 17283,59 |
| 3 | ПС 10/0,4 кВ "ТП№5 Некрасова" | до1970 | 25 | 1 ТМ | 0,1 | 0,36 | 1,97 | 0,61 | 2,75 | 614400 | 3153,6 | 10029,72 | 13183,322 | 5343,6 | 14000,88 | 19344,48 |
| 4 | ПС 10/0,4 кВ "ТП№9 Макурина" | до1970 | 25 | 1 ТМ | 0,1 | 0,36 | 1,97 | 0,48 | 2,76 | 464400 | 3153,6 | 5730,21 | 8883,8146 | 4204,8 | 8028,12 | 12232,92 |
| 5 | ПС 10/0,4 кВ "ТП№14 Столовая" | до1970 | 25 | 1 ТМ | 0,4 | 1,05 | 5,50 | 1,56 | 6,12 | 2040000 | 9198 | 19294,04 | 28492,045 | 13666 | 21469,01 | 35134,61 |
| 6 | ПС 10/0,4 кВ "ТП№11 Заводская" | до1970 | 25 | 1 ТМ | 0,4 | 1,05 | 5,50 | 2,66 | 9,82 | 1782400 | 9198 | 14729,00 | 23927,001 | 23302 | 26297,96 | 49599,56 |
| 7 | ПС 10/0,4 кВ "ТП№17 Сосновый бор" | до1970 | 25 | 1 ТМ | 0,16 | 0,56 | 2,65 | 1,22 | 3,05 | 782400 | 4905,6 | 8546,41 | 13452,012 | 10687 | 9836,44 | 20523,64 |
| 8 | ПС 10/0,4 кВ "ТП№23 Ветстанция" | до1970 | 25 | 1 ТМ | 0,4 | 1,05 | 5,50 | 1,26 | 6,88 | 1284000 | 9198 | 7643,51 | 16841,513 | 11038 | 9561,34 | 20598,94 |
| 9 | ПС 10/0,4 кВ "ТП№1 Центр.Колпаковка" | до1970 | 25 | 1 ТМ | 0,16 | 0,56 | 2,65 | 0,66 | 3,65 | 393600 | 4905,6 | 2162,90 | 7068,4994 | 5781,6 | 2979,09 | 8760,688 |
| 10 | ПС 10/0,4 кВ "ТП№2 Поселок 1.Илим" | до1970 | 25 | 1 ТМ | 0,06 | 0,26 | 1,28 | 0,31 | 1,36 | 182400 | 2277,6 | 1447,10 | 3724,7008 | 2715,6 | 1537,54 | 4253,145 |
| 11 | ПС 10/0,4 кВ "ТП№3.ФАП.Илим" | до1970 | 25 | 1 ТМ | 0,06 | 0,26 | 1,28 | 0,55 | 1,62 | 214800 | 2277,6 | 2006,86 | 4284,4627 | 4818 | 2539,94 | 7357,936 |
| 12 | ПС 10/0,4 кВ "ТП№4.Гараж.Илим" | до1970 | 25 | 1 ТМ | 0,1 | 0,36 | 1,97 | 0,62 | 1,96 | 264000 | 3153,6 | 1851,80 | 5005,401 | 5431,2 | 1842,40 | 7273,601 |
| 13 | ПС 10/0,4 кВ "ТП№6.Поселок 2.Илим" | до1970 | 25 | 1 ТМ | 0,06 | 0,26 | 1,28 | 0,31 | 1,33 | 288800 | 2277,6 | 3627,80 | 5905,4013 | 2715,6 | 3769,51 | 6485,112 |
| 14 | ПС 10/0,4 кВ "ТП№10.АЗС.Илим" | до1970 | 25 | 1 ТМ | 0,06 | 0,26 | 1,28 | 0,61 | 1,33 | 452000 | 2277,6 | 8886,40 | 11164,002 | 5343,6 | 9233,53 | 14577,13 |
| 15 | ПС 10/0,4 кВ "ТП№4.Центр.Сарга" | до1970 | 25 | 1 ТМ | 0,16 | 0,56 | 2,65 | 1,11 | 4,66 | 494400 | 4905,6 | 3412,58 | 8318,1818 | 9723,6 | 6000,99 | 15724,59 |
| 16 | ПС 10/0,4 кВ "ТП Пастушный" | до1970 | 25 | 1 ТМ | 0,16 | 0,56 | 2,65 | 1,01 | 3,86 | 390000 | 4905,6 | 2123,52 | 7029,1151 | 8847,6 | 3093,12 | 11940,72 |
|   | Всего |   |  |   |  |   |   |   |   | 10797200 | 72094,8 | 109263,80 | 181358,6 | 124742 | 139829,42 | 264571,8 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

Таблица 5

 ***Результаты расчета потерь в силовых трансформаторах реконструируемых подстанций до реконструкции***

 ***Таблица 6***

 ***Результаты расчета потерь в силовых трансформаторах реконструируемых подстанций после реконструкции***

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| № № | Реконструируемые объекты | После реконструкции |
|  | Наименование объекта \* | год ввода в экс-плуата-цию | норма-тивный срок службы, лет | количествои марка силовых трансформа-торов, шт. | мощ-ность, МВА | Параметры трансформаторов | Объем передаваемой э/энергии | Потери э/энергии |
|  | по нормативу | измеренное |
|  | Pхх | Pкз | Pхх | Pкз | потери хх  | нагрузочные потери | всего |
| 1 | ПС 10/0,4 кВ "ТП№2 Фрунзе" | 2012 | 25 | 1 ТМ | 0,16 | 0,56 | 2,65 | 0,56 | 2,65 | 511200 | 4905,6 | 3648,45 | 8554,05 |
| 2 | ПС 10/0,4 кВ "ТП№4 Лермонтова" | 2012 | 25 | 1 ТМ | 0,16 | 0,56 | 2,65 | 0,56 | 2,65 | 638400 | 4905,6 | 5690,00 | 10595,60 |
| 3 | ПС 10/0,4 кВ "ТП№5 Некрасова" | 2012 | 25 | 1 ТМ | 0,16 | 0,56 | 2,65 | 0,56 | 2,65 | 614400 | 4905,6 | 5270,22 | 10175,82 |
| 4 | ПС 10/0,4 кВ "ТП№9 Макурина" | 2012 | 25 | 1 ТМ | 0,16 | 0,56 | 2,65 | 0,56 | 2,65 | 464400 | 4905,6 | 3011,00 | 7916,60 |
| 5 | ПС 10/0,4 кВ "ТП№14 Столовая" | 2012 | 25 | 1 ТМ | 0,63 | 1,56 | 7,6 | 1,56 | 7,6 | 2040000 | 13665,6 | 10747,64 | 24413,24 |
| 6 | ПС 10/0,4 кВ "ТП№11 Заводская" | 2012 | 25 | 1 ТМ | 0,63 | 1,56 | 7,6 | 1,56 | 7,6 | 1782400 | 13665,6 | 8204,71 | 21870,31 |
| 7 | ПС 10/0,4 кВ "ТП№17 Сосновый бор" | 2012 | 25 | 1 ТМ | 0,25 | 0,82 | 3,7 | 0,82 | 3,7 | 782400 | 7183,2 | 4887,64 | 12070,84 |
| 8 | ПС 10/0,4 кВ "ТП№23 Ветстанция" | 2012 | 25 | 1 ТМ | 0,63 | 1,56 | 7,6 | 1,56 | 7,6 | 1284000 | 13665,6 | 4257,78 | 17923,38 |
| 9 | ПС 10/0,4 кВ "ТП№1 Центр Колпаковка" | 2012 | 25 | 1 ТМ | 0,25 | 0,82 | 3,7 | 0,82 | 3,7 | 393600 | 7183,2 | 1236,95 | 8420,15 |
| 10 | ПС 10/0,4 кВ "ТП№2 Поселок 1.Илим" | 2012 | 25 | 1 ТМ | 0,1 | 0,36 | 1,97 | 0,36 | 1,97 | 182400 | 3153,6 | 883,97 | 4037,57 |
| 11 | ПС 10/0,4 кВ "ТП№3.ФАП.Илим" | 2012 | 25 | 1 ТМ | 0,1 | 0,36 | 1,97 | 0,36 | 1,97 | 214800 | 3153,6 | 1225,90 | 4379,50 |
| 12 | ПС 10/0,4 кВ "ТП№4.Гараж.Илим" | 2012 | 25 | 1 ТМ | 0,25 | 0,82 | 3,7 | 0,82 | 3,7 | 264000 | 7183,2 | 556,48 | 7739,68 |
| 13 | ПС 10/0,4 кВ "ТП№6.Поселок 2.Илим" | 2012 | 25 | 1 ТМ | 0,1 | 0,36 | 1,97 | 0,36 | 1,97 | 288800 | 3153,6 | 2216,06 | 5369,66 |
| 14 | ПС 10/0,4 кВ "ТП№10.АЗС.Илим" | 2012 | 25 | 1 ТМ | 0,1 | 0,36 | 1,97 | 0,36 | 1,97 | 452000 | 3153,6 | 5428,29 | 8581,89 |
| 15 | ПС 10/0,4 кВ "ТП№4.Центр.Сарга" | 2012 | 25 | 1 ТМ | 0,4 | 1,05 | 5,50 | 1,05 | 5,50 | 494400 | 9198 | 1133,23 | 10331,23 |
| 16 | ПС 10/0,4 кВ "ТП Пастушный" | 2012 | 25 | 1 ТМ | 0,25 | 0,82 | 3,7 | 0,82 | 3,7 | 390000 | 7183,2 | 1214,43 | 8397,63 |
|   | Всего |   |   |   |   |   |   |   |   | 10797200 | 111164,4 | 59612,73 | 170777,13 |
|  |

5.2. Расчет объема снижения потерь в ВЛ-0,4кВ, реконструируемых в результате нового строительства ПС и ВЛ 6-10 кВ.

 Объем снижения потерь при реконструкции распределительных сетей, возникающей в результате нового строительства трансформаторных подстанций и ВЛ 6-10 кВ, определяется как разница величины потерь в существующих реконструируемых ВЛ-0,4 кВ и потерь, возникающих в построенных ВЛ 6-10 кВ и трансформаторах построенных ПС. Расчет потерь выполнен в соответствии с методикой, указанной выше.

 Объем относительных потерь в сетях 0,4 кВ определяется по формуле:

  ,где

 ∆*U%-*относительная величина падения напряжения в конце ВЛ-0,4 кВ;

 *КД.П.СР.-* коэффициент дополнительных потерь, возникающих при неравномерной нагрузке фаз;

 τ- Число часов максимальных потерь;

 *Т-*число часов использования максимальной нагрузки, ч., которое определяется по формуле:

 

 Число часов максимальных потерь равно:

 

 Относительная величина падения напряжения в конце ВЛ-0,4 кВ:

 

 

 

 Коэффициент дополнительных потерь, возникающих при неравномерной нагрузке фаз определяется из графика:

 

*K*н*i* -коэффициент неравномерности нагрузки фаз распределительной линии, который равен:

|  |  |
| --- | --- |
| http://www.ohranatruda.ru/ot_biblio/normativ/data_normativ/45/45970/x064.gif | (28) |

где *I*а*i*, *I*в*i*,*I*c*i* - соответственно значения токов (А) фаз А, В, С головного участка распределительной линии 0,4 кВ;

*I*ср*i* *–*среднее значение токов (А) фаз А, В, С.

 

 Результаты замеров параметров распределительной сети 0,4 кВ приведены в Табл. 7

 При количестве электроэнергии, поступившей в сеть, равном 17094590 кВтч (данные показаний приборов учета, установленных на головных участках реконструируемых ВЛ-0,4 кВ) число часов использования максимальной нагрузки составит

 *Т=*619,5 часов

Число часов максимальных потерь

 τ=302,9 часа

величина относительных потерь электроэнергии

 ∆W=3,27%

величина абсолютных потерь электроэнергии в год

 W=558993 кВтч

|  |
| --- |
|  |
| №пп | Наименование ВЛ-0,4кВ | ток в фазах, А | Средний ток Jср, А | Коэффициент неравномерности Kн^2 | Коэффициент дополнительных потерь Kд.п. | Потери напряжения ΔU |
| *Ia* | *Ib* | *Ic* | В | % |
| 1 | ВЛ-0,4кВ "Энгельса" от ПС №13 | 45 | 48 | 62 | 51,67 | 1,021 | 1,914 | 12 | 5,333 |
| 2 | ВЛ-0,4кВ " П.Коммуны" от ПС №13 | 88 | 76 | 74 | 79,33 | 1,006 | 1,886 | 11 | 4,889 |
| 3 | ВЛ-0,4кВ "Орджоникидзе" от ПС № 25 | 122 | 100 | 122 | 114,67 | 1,008 | 1,890 | 5 | 2,222 |
| 4 | ВЛ-0,4кВ "Ясная от ПС №27" | 52 | 65 | 66 | 61,00 | 1,011 | 1,895 | 8 | 3,556 |
| 5 | ВЛ-0,4кВ " Лермонтова " от ПС №4 | 87 | 87 | 86 | 86,67 | 1,000 | 1,875 | 10 | 4,444 |
| 6 | ВЛ-0,4кВ "Урицкого" от ПС №8 | 34 | 66 | 52 | 50,67 | 1,067 | 2,000 | 10 | 4,444 |
| 7 | ВЛ-0,4кВ " Малышева" от ПС РП1 | 180 | 165 | 177 | 174,00 | 1,001 | 1,878 | 9 | 4,000 |
| 8 | ВЛ-0,4кВ "Свердлова" от ПС №5 | 122 | 132 | 131 | 128,33 | 1,001 | 1,877 | 12 | 5,333 |
| 9 | ВЛ-0,4кВ "Спортивная" от ПС №8 | 65 | 56 | 66 | 62,33 | 1,005 | 1,885 | 12 | 5,333 |
| 10 | ВЛ-0,4кВ "Поселок "от ПС РП1 | 78 | 78 | 82 | 79,33 | 1,001 | 1,876 | 6 | 2,667 |
| 11 | ВЛ-0,4кВ "Солнечный от ПС №21" | 45 | 48 | 48 | 47,00 | 1,001 | 1,877 | 10 | 4,444 |
| 12 | ВЛ-0,4кВ "Ясная" от ПС №25" | 39 | 45 | 44 | 42,67 | 1,004 | 1,882 | 18 | 8,000 |
| 13 | ВЛ-0,4кВ "8 марта " от ПС ТП№1 | 68 | 72 | 66 | 68,67 | 1,001 | 1,877 | 10 | 4,444 |
| 14 | ВЛ-0,4кВ " Мичурина " от ПС №28 | 54 | 54 | 52 | 53,33 | 1,000 | 1,876 | 9 | 4,000 |
| 15 | ВЛ-0,4кВ "ДРСУ " от ПС №23 | 68 | 61 | 64 | 64,33 | 1,002 | 1,879 | 11 | 4,889 |
| 16 | ВЛ-0,4кВ "Восточная " от ПС № 11  | 87 | 65 | 77 | 76,33 | 1,014 | 1,901 | 11 | 4,889 |
| 17 | ВЛ-0,4кВ "Бебеля " от ПС №33 | 42 | 40 | 21 | 34,33 | 1,076 | 2,017 | 8 | 3,556 |
| 18 | ВЛ-0,4кВ "Орджоникидзе" от ПС № 23 | 68 | 69 | 84 | 73,67 | 1,010 | 1,894 | 9 | 4,000 |
| 19 | ВЛ-0,4кВ " Рабочая.Колпаковка " от ПС № 5 Колпаковка | 156 | 155 | 100 | 137,00 | 1,036 | 1,943 | 18 | 8,000 |
| 20 | ВЛ-0,4кВ " Советская " от ПС № 1.Колпаковка  | 80 | 87 | 84 | 83,67 | 1,001 | 1,877 | 12 | 5,333 |
| 21 | ВЛ-0,4кВ "Ж.Дорожная" от ПС №4 Илим  | 34 | 38 | 32 | 34,67 | 1,005 | 1,885 | 10 | 4,444 |
| 22 | ВЛ-0,4кВ "Новая" от ПС №5.Илим  | 36 | 36 | 45 | 39,00 | 1,012 | 1,897 | 6 | 2,667 |
| 23 | ВЛ-0,4кВ "Попова" от ПС №8 Илим  | 54 | 65 | 40 | 53,00 | 1,037 | 1,945 | 5 | 2,222 |
| 24 | ВЛ-0,4кВ "Нагорная" от ПС №6.Сарга | 76 | 68 | 69 | 71,00 | 1,003 | 1,880 | 6 | 2,667 |
| 25 | ВЛ-0,4кВ "Некрасова" от ПС №5 .Сарга | 68 | 77 | 69 | 71,33 | 1,003 | 1,881 | 17 | 7,556 |
| 26 | ВЛ-0,4кВ ".Школа" от ПС № 2.Сабик | 88 | 88 | 85 | 87,00 | 1,000 | 1,875 | 8 | 3,556 |
| 27 | ВЛ-0,4кВ "Солнечная" от ПС №3.Сабик | 34 | 50 | 55 | 46,33 | 1,037 | 1,945 | 8 | 3,556 |
| 28 | ВЛ-0,4кВ "Советская" от ПС №4.Сабик | 56 | 65 | 66 | 62,33 | 1,005 | 1,885 | 10 | 4,444 |
| 29 | ВЛ-0,4кВ "Береговая " от ПС №4 Сабик | 47 | 47 | 48 | 47,33 | 1,000 | 1,875 | 11 | 4,889 |
| 30 | ВЛ-0,4кВ "Комсомольская" от ПС №1.Сабик | 56 | 92 | 94 | 80,67 | 1,047 | 1,963 | 12 | 5,333 |
| 31 | ВЛ-0,4кВ "Пермяки" от ПС ТП Пермяки. | 33 | 20 | 28 | 27,00 | 1,039 | 1,949 | 12 | 5,333 |
| 32 | ВЛ-0,4кВ "Вырубки" от ПС ТП Вырубки" | 42 | 45 | 46 | 44,33 | 1,001 | 1,878 | 5 | 2,222 |
| 33 | ВЛ-0,4кВ " Пастушный " от ПС ТП Пастушный | 56 | 58 | 49 | 54,33 | 1,005 | 1,884 | 8 | 3,556 |
| 34 | ВЛ-0,4кВ " Лобачевка" от ПС №27 В.Нейвинск." | 138 | 132 | 128 | 132,67 | 1,001 | 1,877 | 22 | 9,778 |
| 35 | ВЛ-0,4кВ "Нагорная от ПС №28 В.Нейвинск." | 56 | 56 | 65 | 59,00 | 1,005 | 1,885 | 5 | 2,222 |
| 36 | ВЛ-0,4кВ " Ярославского" от ПС №31. В.Нейвинск." | 64 | 66 | 58 | 62,67 | 1,003 | 1,881 | 9 | 4,000 |
| 37 | ВЛ-0,4кВ " Еловая" от ПС № 32. В.Нейвинск. | 69 | 72 | 93 | 78,00 | 1,019 | 1,910 | 11 | 4,889 |
|   | среднее значение |   |   |   | 70,802 |   | 1,900 |   | 4,516 |

 Таблица 7

|  |
| --- |
| ***Объем потерь в ВЛ-0,4кВ, реконструируемых в результате нового строительства ПС и ВЛ 6-10 кВ*** |

 ***Результаты расчета потерь в трансформаторах проектируемых ПС приведены в Табл.8***

 Таблица 8

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Наименование объекта | Параметры трансформатора | Объем передаваемой э/энергии | потери в трансформаторах |
| Тип  |  Мощность  | Pхх | Ркз | потери хх | нагрузочные потери  | всего |
|
| ПС 10/0,4 кВ "ТП№42 Блюхера " | ТМ-250 | 250 | 0,82 | 3,7 | 522400 | 7183,20 | 2178,96 | 9362,16 |
| ПС 10/0,4 кВ "ТП№44 П.Коммуны " | ТМ-250 | 250 | 0,82 | 3,7 | 621100 | 7183,20 | 3080,10 | 10263,30 |
| ПС 10/0,4 кВ "ТП№43 Маслозавод" | ТМ-160 | 160 | 0,56 | 2,65 | 420120 | 4905,60 | 2464,18 | 7369,78 |
| ПС 10/0,4 кВ "ТП№45 Ясная 2 " | ТМ-160 | 160 | 0,56 | 2,65 | 469450 | 4905,60 | 3076,84 | 7982,44 |
| ПС 10/0,4 кВ "ТП№36 Лермонтова 2 " | ТМ-100 | 100 | 0,36 | 1,97 | 352000 | 3153,60 | 3292,09 | 6445,69 |
| ПС 10/0,4 кВ "ТП№38 Серова " | ТМ-250 | 250 | 0,82 | 3,7 | 666120 | 7183,20 | 3542,80 | 10726,00 |
| ПС 10/0,4 кВ "ТП№ 35 Малышева " | ТМ-250 | 250 | 0,82 | 3,7 | 521420 | 7183,20 | 2170,79 | 9353,99 |
| ПС 10/0,4 кВ "ТП№ 37 ФОК " | ТМ-250 | 250 | 0,82 | 3,7 | 444300 | 7183,20 | 1576,14 | 8759,34 |
| ПС 10/0,4 кВ "ТП№52 Лыжная база " | ТМ-100 | 100 | 0,36 | 1,97 | 395000 | 3153,60 | 4145,54 | 7299,14 |
| ПС 10/0,4 кВ "ТП№50 Школа №90 " | ТМ-400 | 400 | 1,05 | 5,5 | 680500 | 9198,00 | 2146,94 | 11344,94 |
| ПС 10/0,4 кВ "ТП№47 Новая " | ТМ-250 | 250 | 0,82 | 3,7 | 546300 | 7183,20 | 2382,89 | 9566,09 |
| ПС 10/0,4 кВ "ТП№49 Ясная 3 " | ТМ-160 | 160 | 0,56 | 2,65 | 482100 | 4905,60 | 3244,89 | 8150,49 |
| ПС 10/0,4 кВ " ТП№46 Черемушки " | ТМ-160 | 160 | 0,56 | 2,65 | 380000 | 4905,60 | 2016,01 | 6921,61 |
| ПС 10/0,4 кВ "ТП№48 Мичурина " | ТМ-160 | 160 | 0,56 | 2,65 | 324000 | 4905,60 | 1465,60 | 6371,20 |
| ПС 10/0,4 кВ "ТП№39 Лесная " | ТМ-160 | 160 | 0,56 | 2,65 | 399000 | 4905,60 | 2222,65 | 7128,25 |
| ПС 10/0,4 кВ "ТП№51 Восточная" | ТМ-160 | 160 | 0,56 | 2,65 | 314200 | 4905,60 | 1378,28 | 6283,88 |
| ПС 10/0,4 кВ "ТП№53 Бебеля 2" | ТМ-100 | 100 | 0,36 | 1,97 | 383000 | 3153,60 | 3897,48 | 7051,08 |
| ПС 10/0,4 кВ "ТП№54 Сипа" | ТМ-160 | 160 | 0,56 | 2,65 | 366000 | 4905,60 | 1870,20 | 6775,80 |
| ПС 10/0,4 кВ "ТП№8 Рабочая.Колпаковка" | ТМ-250 | 250 | 0,82 | 3,7 | 512320 | 7183,20 | 2095,68 | 9278,88 |
| ПС 10/0,4 кВ "ТП№9 Советская 2.Колпаковка" | ТМ-100 | 100 | 0,36 | 1,97 | 299900 | 3153,60 | 2389,68 | 5543,28 |
| ПС 10/0,4 кВ "ТП№ 11 Ж.Дорожная.Илим" | ТМ-100 | 100 | 0,36 | 1,97 | 322300 | 3153,60 | 2759,99 | 5913,59 |
| ПС 10/0,4 кВ "ТП№ 12. Новая.Илим" | ТМ-160 | 160 | 0,56 | 2,65 | 440800 | 4905,60 | 2712,75 | 7618,35 |
| ПС 10/0,4 кВ "ТП№ 13.Попова.Илим" | ТМ-100 | 100 | 0,36 | 1,97 | 300200 | 3153,60 | 2394,46 | 5548,06 |
| ПС 10/0,4 кВ "ТП№ 7.Нагорная.Сарга" | ТМ-100 | 100 | 0,36 | 1,97 | 410200 | 3153,60 | 4470,72 | 7624,32 |
| ПС 10/0,4 кВ "ТП№ 8.Некрасова.Сарга" | ТМ-100 | 100 | 0,36 | 1,97 | 389600 | 3153,60 | 4032,96 | 7186,56 |
| ПС 10/0,4 кВ "ТП№ 5.Школа.Сабик" | ТМ-250 | 250 | 0,82 | 3,7 | 588320 | 7183,20 | 2763,56 | 9946,76 |
| ПС 10/0,4 кВ "ТП№ 6.Новая.Сабик" | ТМ-250 | 250 | 0,82 | 3,7 | 512460 | 7183,20 | 2096,82 | 9280,02 |
| ПС 10/0,4 кВ "ТП№ 7.Советская.Сабик" | ТМ-100 | 100 | 0,36 | 1,97 | 322500 | 3153,60 | 2763,41 | 5917,01 |
| ПС 10/0,4 кВ "ТП№ 8.Береговая.Сабик" | ТМ-100 | 100 | 0,36 | 1,97 | 322500 | 3153,60 | 2763,41 | 5917,01 |
| ПС 10/0,4 кВ "ТП№ 9.Комсомольская.Сабик" | ТМ-100 | 100 | 0,36 | 1,97 | 312000 | 3153,60 | 2586,40 | 5740,00 |
| ПС 10/0,4 кВ "ТП Пермяки.Пруд" | ТМ-100 | 100 | 0,36 | 1,97 | 300400 | 3153,60 | 2397,65 | 5551,25 |
| ПС 10/0,4 кВ "ТП Вырубки." | ТМ-100 | 100 | 0,36 | 1,97 | 356200 | 3153,60 | 3371,12 | 6524,72 |
| ПС 10/0,4 кВ "ТП Пастушный 2." | ТМ-100 | 100 | 0,36 | 1,97 | 356800 | 3153,60 | 3382,49 | 6536,09 |
| ПС 6/0,4 кВ "ТП№32 Лобачева В.Нейвинск." | ТМ-400 | 400 | 1,05 | 5,5 | 726900 | 9198,00 | 2449,70 | 11647,70 |
| ПС 6/0,4 кВ "ТП№33" Нагорная1. В.Нейвинск." | ТМ-160 | 160 | 0,56 | 2,65 | 421650 | 4905,60 | 2482,16 | 7387,76 |
| ПС 6/0,4 кВ "ТП№34" Нагорная2. В.Нейвинск." | ТМ-400 | 400 | 1,05 | 5,5 | 699800 | 9198,00 | 2270,44 | 11468,44 |
| ПС 6/0,4 кВ "ТП№35 Ярославского. В.Нейвинск." | ТМ-160 | 160 | 0,56 | 2,65 | 399880 | 4905,60 | 2232,47 | 7138,07 |
| ПС 6/0,4 кВ "ТП№36 Еловая. В.Нейвинск." | ТМ-400 | 400 | 1,05 | 5,5 | 812850 | 9198,00 | 3063,26 | 12261,26 |
| итого |   | 7010 | 22,78 | 112,03 | 17094590 | 199552,80 | 101631,54 | 301184,34 |
|

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | **Таблица 9** |  |
| **Потери в проектируемых ВЛ 6-10 кВ** |
| №пп | Наименование линии | Длина линии, км | марка провода | удельное сопротивление провода, ом/км | сопротивление линии,ом | объем энергии в линии,квтч/год | средний ток в линии,А | коэффициент формы графика нагрузки | напряжение в линии,кВ | потери в линии,квтч/год |
|
| 1 | ВЛ-10кВ "фид№11оп.№24 -ТП№42 Блюхера" | 0,1 | СИП-3\*50 | 0,72 | 0,07 | 522400 | 3,44 | 0,45 | 10 | 10,09 |
| 2 | ВЛ-10кВ "фид№11оп.№ 24 -ТП№44 П.Коммуны" | 0,1 | СИП-3\*50 | 0,72 | 0,07 | 621100 | 4,09 | 0,45 | 10 | 14,27 |
| 3 | ВЛ-10кВ "фид№11оп.№19/44 -ТП№43 Маслозавод" | 0,03 | СИП-3\*50 | 0,72 | 0,02 | 420120 | 2,77 | 0,45 | 10 | 1,96 |
| 4 | ВЛ-10кВ "фид№11оп.№19/37-ТП№45 Ясная 2" | 0,03 | СИП-3\*50 | 0,72 | 0,02 | 469450 | 3,09 | 0,45 | 10 | 2,45 |
| 5 | ВЛ-10кВ "фид№3оп.№ 21 -ТП№ 36 Лермонтова 2" | 0,3 | СИП-3\*50 | 0,72 | 0,22 | 352000 | 2,32 | 0,45 | 10 | 13,75 |
| 6 | ВЛ-10кВ "Фид №3 оп.№67- ТП№38 Серова" | 0,35 | СИП-3\*50 | 0,72 | 0,25 | 666120 | 4,39 | 0,45 | 10 | 57,44 |
| 7 | ВЛ-10кВ "фид№3 оп.№43 -ТП№ 35 Малышева" | 0,4 | СИП-3\*50 | 0,72 | 0,29 | 521420 | 3,44 | 0,45 | 10 | 40,23 |
| 8 | ВЛ-10кВ "фид№3оп.№32 -ТП№ 37 ФОК" | 0,2 | СИП-3\*50 | 0,72 | 0,14 | 444300 | 2,93 | 0,45 | 10 | 14,60 |
| 9 | ВЛ-10кВ "фид№3оп.№67 -ТП№52 Лыжная база" | 0,4 | СИП-3\*50 | 0,72 | 0,29 | 395000 | 2,60 | 0,45 | 10 | 23,08 |
| 10 | ВЛ-10кВ "фид№3оп.№52-ТП№50 Школа №90 " | 0,16 | СИП-3\*50 | 0,72 | 0,12 | 680500 | 4,49 | 0,45 | 10 | 27,41 |
| 11 | ВЛ-10кВ "фид№11оп.№ 19/37/9 -ТП№47 Новая " | 0,17 | СИП-3\*50 | 0,72 | 0,12 | 546300 | 3,60 | 0,45 | 10 | 18,77 |
| 12 | ВЛ-10кВ "фид№11оп.№19/41-ТП№49 Ясная 3 " | 0,25 | СИП-3\*50 | 0,72 | 0,18 | 482100 | 3,18 | 0,45 | 10 | 21,49 |
| 13 | ВЛ-10кВ "фид№12оп.№3- ТП№46 Черемушки " | 0,05 | СИП-3\*50 | 0,72 | 0,04 | 380000 | 2,50 | 0,45 | 10 | 2,67 |
| 14 | ВЛ-10кВ "фид№12оп.№51- ТП№48 Мичурина " | 0,15 | СИП-3\*50 | 0,72 | 0,11 | 324000 | 2,14 | 0,45 | 10 | 5,82 |
| 15 | ВЛ-10кВ "фид№11оп.№ 19/33 - ТП№39 Лесная " | 0,45 | СИП-3\*50 | 0,72 | 0,32 | 399000 | 2,63 | 0,45 | 10 | 26,50 |
| 16 | КЛ-10кВ "фид№11оп№38 -оп№1 ВЛ-10кВ Восточная " основной | 0,1 | СИП-3\*50 | 0,72 | 0,07 | 314200 | 2,07 | 0,45 | 10 | 3,65 |
| 17 | ВЛ-10кВ "Восточная оп№1-ТП№51 " | 0,3 | СИП-3\*50 | 0,72 | 0,22 | 314200 | 2,07 | 0,45 | 10 | 10,95 |
| 18 | ВЛ-10кВ "фид№3 оп.№29- ТП№53 Бебеля 2 " | 0,35 | СИП-3\*50 | 0,72 | 0,25 | 383000 | 2,52 | 0,45 | 10 | 18,99 |

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   | **Продолжение Таблицы 9** |
|   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| № п/п | Наименование линии | Длина линии, км | марка провода | удельное сопротивление провода, ом/км | сопротивление линии,ом | объем энергии в линии,квтч/год | средний ток в линии,А | коэффициент формы графика нагрузки | напряжение в линии,кВ | потери в линии,квтч/год |
|
| 19 | ВЛ-10кВ "фид№12оп.№20-1- ТП№54 Сипа " | 0,15 | СИП-3\*50 | 0,72 | 0,11 | 366000 | 2,41 | 0,45 | 10 | 7,43 |
| 20 | ВЛ-10кВ "фид№1."Кашкинское оПХ"оп.№ 59 - ТП№8 Рабочая.Колпаковка " | 0,7 | СИП-3\*50 | 0,72 | 0,50 | 512320 | 3,38 | 0,45 | 10 | 67,96 |
| 21 | ВЛ-10кВ "фид№1."Кашкинское ОПХ"оп.№30 - ТП№9 Советская 2.Колпаковка " | 0,35 | СИП-3\*50 | 0,72 | 0,25 | 299900 | 1,98 | 0,45 | 10 | 11,64 |
| 22 | ВЛ-10кВ "фид"ЛПХ.Илим"оп.№6- ТП№11 Ж.Дорожная.Илим " | 0,3 | СИП-3\*50 | 0,72 | 0,22 | 322300 | 2,12 | 0,45 | 10 | 11,53 |
| 23 | ВЛ-10кВ "фид"ЛПХ.Илим"оп.№16- ТП№ 12. Новая.Илим " | 0,2 | СИП-3\*50 | 0,72 | 0,14 | 440800 | 2,91 | 0,45 | 10 | 14,37 |
| 24 | ВЛ-10кВ "фид"ЛПХ.Илим"оп.№17- ТП№ 13.Попова.Илим " | 0,6 | СИП-3\*50 | 0,72 | 0,43 | 300200 | 1,98 | 0,45 | 10 | 20,00 |
| 25 | ВЛ-10кВ "фид№6"ЛПХ.Сарга"оп.№31 - ТП№7 Нагорная.Сарга" | 0,45 | СИП-3\*50 | 0,72 | 0,32 | 410200 | 2,70 | 0,45 | 10 | 28,01 |
| 26 | ВЛ-10кВ "фид№6"ЛПХ.Сарга"оп.№19 - ТП№ 8.Некрасова.Сарга" | 0,3 | СИП-3\*50 | 0,72 | 0,22 | 389600 | 2,57 | 0,45 | 10 | 16,84 |
| 27 | ВЛ-10кВ "фид№3"ЛПХ.Сабик"оп.№ 16- ТП№ 5.Школа.Сабик" | 0,15 | СИП-3\*50 | 0,72 | 0,11 | 588320 | 3,88 | 0,45 | 10 | 19,20 |
| 28 | ВЛ-10кВ "фид№3"ЛПХ.Сабик"оп.№ 52 - ТП№ 6 Новая.Сабик" | 0,4 | СИП-3\*50 | 0,72 | 0,29 | 512460 | 3,38 | 0,45 | 10 | 38,85 |
| 29 | ВЛ-10кВ "фид№4"Совхоз.Сабик"оп.№18- ТП№ 7 Советская .Сабик" | 0,05 | СИП-3\*50 | 0,72 | 0,04 | 322500 | 2,13 | 0,45 | 10 | 1,92 |
| 30 | ВЛ-10кВ "фид№4"Совхоз.Сабик"оп.№18 - ТП№ 8 Береговая .Сабик" | 0,75 | СИП-3\*50 | 0,72 | 0,54 | 322500 | 2,13 | 0,45 | 10 | 28,85 |
| 31 | ВЛ-10кВ "фид№3"ЛПХ.Сабик"оп.№16 - ТП№ 9 Комсомольская .Сабик" | 0,4 | СИП-3\*50 | 0,72 | 0,29 | 312000 | 2,06 | 0,45 | 10 | 14,40 |
| 32 | ВЛ-10кВ "Фид."Пермяки"оп.№15 - ТП Пермяки.Пруд" | 1,5 | СИП-3\*50 | 0,72 | 1,08 | 300400 | 1,98 | 0,45 | 10 | 50,07 |
| 33 | ВЛ-10кВ "Фид."Вырубки(на балансе РЖД)"оп.№1 - ТП Вырубки" | 0,1 | СИП-3\*50 | 0,72 | 0,07 | 356200 | 2,35 | 0,45 | 10 | 4,69 |
| 34 | ВЛ-10кВ " ТП "Пастушный - ТП Пастушный 2" с кабельной вставкой 2\*230м | 0,9 | СИП-3\*50 | 0,72 | 0,65 | 356800 | 2,35 | 0,45 | 10 | 42,38 |
| 35 | ВЛ-6кВ "Фид№6оп№41-ТП№32 Лобачевка В.Нейвинск." | 0,4 | СИП-3\*50 | 0,72 | 0,29 | 726900 | 7,98 | 0,45 | 6 | 217,16 |
| 36 | ВЛ-6кВ "Фид№3оп№25-ТП№33 Нагорная1.В.Нейвинск.-Нагорная2 В.Нейвинск." | 0,4 | СИП-3\*50 | 0,72 | 0,29 | 421650 | 4,63 | 0,45 | 6 | 73,07 |
| 37 | ВЛ-6кВ "Фид№3оп№43-"ТП№35 Ярославского. В.Нейвинск." | 0,3 | СИП-3\*50 | 0,72 | 0,22 | 399880 | 4,39 | 0,45 | 6 | 49,29 |
| 38 | ВЛ-6кВ "Фид№3оп№36-"ТП№36 Еловая. В.Нейвинск." | 0,58 | СИП-3\*50 | 0,72 | 0,42 | 812850 | 8,93 | 0,45 | 6 | 393,74 |

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|   | **итого** |  |  |  |  |  |  |  |  | **1425,55** |

 В Таблице 9 приведены данные расчета потерь электроэнергии в проектируемых ВЛ 6-10кВ.

Расчет произведен в соответствии с ранее примененной методикой по формуле:

 ∆W=3×R×T×I²×β×10⁻³ кВтч,

 где R-активное сопротивление линии;

 Т- расчетный период времени, равный 8760 часов

 β- коэффициент формы графика нагрузки, равный для коммунально-бытовой нагрузки 0,45;

 I- средний ток в линии, определяемый по формуле:

 Iср=W/(1,732\*Uср\*8760),А

 где W- объем электроэнергии, отпущенный в линию.

 Из результатов приведенных выше расчетов следует:

 1.Объем потерь в старых ВЛ 0,4 кВ, сокращаемый в результате нового строительства ПС и ВЛ 6-10 кВ составит:

 **Wстар=558993 кВтч/год**

 2.Объем потерь в построенных ПС и ВЛ 6-10 кВ, возникающий в результате нового строительства ПС и ВЛ 6-10 кВ составит:

 **Wпс + Wвл = 301184,34+1425,55=302609,89 кВтч/год**

 Следует отметить, что в результате нового строительства ПС и ВЛ 6-10 кВ и сокращения при этом длины ВЛ 0,4 кВ потери будут возникать и в этих сокращенных ВЛ. Рассчитать объем этих потерь до пуска ВЛ 0,4 кВ в эксплуатацию не представляется возможным, однако из опыта эксплуатации таких сетей следует, что уменьшение длины ВЛ 0,4 кВ в два раза ведет к снижению потерь в этой ВЛ в пять раз. Отсюда следует, что при планируемом сокращении общей длины ВЛ 0,4 кВ в 4,12, раза объем потерь в них составит

 **W0.4=558993кВтч/4,12 =135783,11кВтч**

Тогда общий объем потерь в построенных в сетях, возникающих в результате нового строительства ПС и ВЛ 6-10 кВ составит:

 **Wнов=302609,89+135783,11 = 438393 кВтч/год.**

Объем сокращения потерь в результате нового строительства ПС и ВЛ 6-10 кВ составит:

 **∆Wнов=Wстар -Wнов =558993- 438393 = 150600 кВтч/год.**

Общий объем снижения потерь, возникающий при реализации настоящей программы, составит:

 **∆Wрек+∆Wнов= 93794,67+ 150600 =244394,67 кВтч/год.**

 6.Целевые показатели программы в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности.

 Исходя из выше изложенного, целевыми показателями, достигаемыми в результате реализации настоящей программы, следует считать:

1.Исключение затрат на восстановление энергетического оборудования со стопроцентным износом в объеме 2323285,05 руб/год.

2.Исключение недоотпуска электроэнергии потребителям, вызванного авариями и отказами в сетях , отслуживших свой срок службы и работающих с превышением допустимых нагрузок, в объеме 56964,777 кВтч/год.

3.Снижение технических потерь в распределительных сетях на 244394,67 кВтч/год.

 **План производства.**

 Осуществление реализации инвестиционных проектов планируется собственными силами и средствами предприятия путем создания специализированных бригад и оснащения их всеми необходимыми материалами и оборудованием.

В приложениях приведены графики строительства объектов, включая их наименования, планируемые сроки и объемы выполнения работ по инвестиционным проектам, а также планируемые объемы финансирования.

График выполнения работ и объемов и объемов финансирования по кварталам приведен в приложении 6. Подтверждающие объемы финансирования материалы (локально-сметные расчеты приведены ) в приложении

Организация выполнения работ будет определена в соответствующем приказе по предприятию, с указанием конкретных задач и полномочий начиная от руководителя проекта и заканчивая конкретными исполнителями.

Финансовый план приведен в приложении.

**Заключение**

Реализация настоящей инвестиционной программы позволит повысить энергетическую эффективность распределения сетей в МО Шалинский ГО и ГО Верх-Нейвинский, сберечь энергетические ресурсы, что соответствует требованиям Законодательства РФ. Необходимы ресурсы для выполнения программы у ООО «Энергошаля» имеются.

Главный инженер \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ В.Н. Судиловский