

Утверждаю

Директор ООО «Энергошалея»

П.Н. Домрачев

«20» января 2019 года



Программа

**в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности ООО
«Энергошалея» на 2020-2024 годы**

Оглавление

1. Введение.....	3
2. Цели и задачи программы.....	3
3. Анализ потребления энергетических ресурсов за 2014г.....	3
4. Основные направления энергосбережения и повышения энергоэффективности.....	3
5. Значения целевых показателей в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, достижение которых обеспечивается в результате реализации настоящей программы.	4
6. Перечень мероприятий по энергосбережению и повышению энергоэффективности.....	5
7. Расчет экономического эффекта от внедрения мероприятий Расчет затрат на внедрение мероприятий.....	6
8. Анализ состояния и перспектив развития ООО «Энергошалея».....	7
9. Механизм реализации программы.....	7
10. Заключение.....	7

Приложения

Приложение 1. Расчет целевых показателей при реализации мероприятий по внедрению энергоэффективного энергооборудования, машин и механизмов.....	8
---	---

1. Введение.

Настоящая программа разработана в соответствии с Федеральным законом от 23 ноября 2009 года № 261-ФЗ «Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» и «Требованиями в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности на территории Свердловской области», утвержденными постановлением РЭК Свердловской области от 25.08.2010г № 100 ПК.

2. Цели и задачи программы.

Целью настоящей программы является внедрение мероприятий, в результате которого снизится потребление энергетических ресурсов предприятием ООО «Энергошалея» при передаче электрической энергии потребителям.

Задачи программы:

1. Применение при передаче электрической энергии оборудования, имеющего более высокие показатели энергетической эффективности.
2. Использование при обслуживании электрических сетей агрегатов и техники с более высокими показателями эффективности.

3. Анализ потребления энергетических ресурсов за 2018 г.

Потребление энергоресурсов в 2018 году составило:

1. Объем передачи э/э потребителям : 185089 тыс. кВтч;
2. Потребление ГСМ составило 79486,28 литров или 58819,85 кг. или 87,6 т.у.т или 2972,5 тыс. рублей.
3. Потери в сетях составили 20503 тыс.кВт.ч (11,08 % к объему передачи э/э потребителям) или 46 992,88 тыс. рублей.

- Потери в электросетях превышают нормативные показатели, что вызвано высокими техническими потерями по тем объектам, которые не были модернизированы при реализации инвестиционной программы 2015-2019 годов и в которых используется оборудование, имеющее низкую энергоэффективность и большого уровня коммерческих потерь, обусловленных хищением.

- Потребление ГСМ велико, что свидетельствует об использовании машин и механизмов с низкой энергоэффективностью, морально устаревших и имеющих большой процент износа.

4. Основные направления энергосбережения и повышения энергоэффективности.

Исходя из анализа потребления энергоресурсов за 2018 г. основными направлениями энергосбережения и энергоэффективности следует считать:

- продолжение работы по внедрению организационных мероприятий по энергосбережению, в частности мероприятия по экономному расходованию тепла.

- продолжение модернизации энергообъектов с целью применения при передаче электроэнергии потребителям оборудования, имеющего более высокую энергоэффективность для снижения потерь электроэнергии в сетях и снижение расходов на ремонт оборудования.

- доведение процента использования на предприятии светодиодных лам до 100%
- осуществление мероприятий по замене используемых машин и механизмов на новые, имеющие более высокую энергоэффективность для экономии ГСМ.

Мероприятия по экономии ГВС и ХВС на данном этапе проводить нецелесообразно, т.к. доля указанных ресурсов в общем объеме потребляемых энергоресурсов незначительна.

5.Значения целевых показателей в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, достижение которых обеспечивается в результате реализации настоящей программы.

Расчет целевых показателей при реализации Мероприятий по внедрению энергоэффективного энергооборудования, машин и механизмов приведены в Приложении 1 к настоящей программе

Значение целевых показателей приведены в Табл. 1.:

Таблица 1.

Направления энергосбережения и повышения энергетической эффективности	Целевые показатели											
	Экономия электроэнергии, тыс кВтч/год					Экономия электроэнергии, тыс кВтч, всего	Экономия ГСМ т у.т., /год					Экономия ГСМ т у.т., всего
	2020г	2021г	2022г	2023г	2024г		2020г	2021г	2022г	2023г	2024г	
Мероприятия по снижению потребления ГСМ и электроэнергии на выработку тепла (на собственные нужды)	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	2,5	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	4,5
в т.ч. организационные мероприятия	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	2,5	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	4,5
технические мероприятия												
Мероприятия по внедрению энергоэффективного энергооборудования, машин и механизмов	13,9	22,28	35,3	33,04	35,1	146,56	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	22,5
Итого	14,4	22,78	35,8	33,54	35,6	149,06	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	27

6.Перечень мероприятий по энергосбережению и повышению энергоэффективности.

Для достижения целевых показателей настоящей программы по выбранным основным направлениям следует решить задачи по внедрению следующих мероприятий:

6.1.Организационные мероприятия по сбережению энергетических ресурсов, а именно:

6.1.1.Внедрение конкретных мер, направленных на сбережение тепла в производственных помещениях (регламент проветривания, регламент соблюдения температурного режима и т.д.) и ГСМ

6.1.2.Разработка и внедрение методов материального поощрения и взыскания работников предприятия за экономию энергетических ресурсов.

6.1.3. Проведение учебы работников предприятия по методам экономии энергетических ресурсов и иной агитационной работы в этой сфере.

6.1.4. Ежеквартальный отчет комиссии о проделанной работе и достигнутых результатах.

Срок внедрения организационных мероприятий -2020-2024 годы.

6.2. Доведение процента использования на предприятии светодиодных лам до 100%

Срок внедрения организационных мероприятий -2020-2024 годы.

6.3. Реконструкция части существующего и строительство нового энергооборудования, используемого при передаче электрической энергии в соответствии с инвестиционной программой ООО «Энергошалея» на 2020-2024 годы с целью снижения технических потерь электроэнергии в сетях.

6.4. Приобретение современной техники, машин и механизмов, имеющих высокие эксплуатационные и экономические характеристики (более надежных и экономичных в части потребления ГСМ) в соответствии с инвестиционной программой ООО «Энергошалея» на 2020-2024 годы с целью снижения потребления ГСМ

6.5. Проведение электротехнологических обследований и энергетической паспортизации объектов ООО «Энергошалея» с целью получения дальнейших путей энергосбережения и энергетической эффективности и в соответствии с требованиями действующего законодательства осуществлено.

Внедрение иных мероприятий, определенных «Требованиями к программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности...» не актуально по следующим причинам:

– оптимизация установившихся режимов электрических сетей по активной и реактивной мощности и установка оборудования для компенсации реактивной мощности не требуются, т.к. у ООО «Энергошалея» отсутствуют потребители со значительным потреблением реактивной мощности;

– оптимизация схемных режимов не представляется возможной, т.к. сети, обслуживаемые предприятием не закольцованы;

– на всех границах балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности ООО «Энергошалея», на самом предприятии, а также у всех потребителей, присоединенных к электрическим сетям предприятия установлены приборы учета электроэнергии требуемого класса точности. Своевременное и достоверное снятие показаний приборов учета организовано.

– регулирование напряжения в электрических сетях производится.

7. Расчет экономического эффекта от внедрения мероприятий.

Расчет затрат на внедрение мероприятий.

7.1. Расчет снижения технических потерь, затрат на ремонт сетей, величины недоотпуска электрической энергии потребителем в результате внедрения энергоэффективного оборудования (реконструкции части существующего и строительства нового энергетического оборудования) приведен в Приложении 1 к настоящей программе. Расчет затрат на внедрение указанного мероприятия приведен в материалах инвестиционной программы ООО «Энергошалея».

Перечень внедряемых мероприятий, их сроки, достигаемый эффект, потребность в финансовых ресурсах и источниках финансирования приведены в таблице 2.

Таблица 2

Перечень внедряемых мероприятий

Мероприятие	Срок внедрения	Затраты на внедрение, тыс. руб	Эффект от внедрения			Источники финансирования	Срок окупаемости, лет
			кВтч/год (тонн у.т./год)	Тариф Руб/кВтч((Руб/тонн у.т./год)	Тыс.руб/год		
В т.ч.: Организационные мероприятия по сбережению тепловой энергии	2020-2024	-	500	2,292	1,146	-	-
Строительство нового энергооборудования, используемого при передаче электрической энергии в соответствии с инвестиционной программой ООО «Энергошалья» на 2015 и инвестиционной программой ООО «Энергошалья» на 2016-2019 годы с целью снижения технических потерь электроэнергии в сетях..	2020	9476,5	13900	2,292	31,86	Инвестиционная программа ООО «Энергошалья»	237
	2021	14995,4	22280	2,292	51,065	Инвестиционная программа ООО «Энергошалья»	
	2022	16027	35300	2,292	80,908	Инвестиционная программа ООО «Энергошалья»	
	2023	16069,5	33540	2,292	76,874	Инвестиционная программа ООО «Энергошалья»	
	2024	19889,3	35600	2,292	81,595	Инвестиционная программа ООО «Энергошалья»	
Мероприятия по внедрению новой техники, машин и механизмов с целью снижения потребления ГСМ.	2020-2024	26500	5,4	41200	222,48	Инвестиционная программа ООО «Энергошалья»	119,12

8. Анализ состояния и перспектив развития ООО «Энергошалья».

ООО «Энергошала» осуществляет деятельность по передаче электрической энергии потребителям более 23 лет. Предприятие работает устойчиво, предпосылок к снижению эффективности работы предприятия нет.

9. Прогноз потребления (производства) энергоресурсов.

Период реализации программы	2020г	2021г	2022г	2023г	2024г
Объем передачи электроэнергии потребителям (производство), тыс. кВтч	160386	160386	160386	160386	160386
Объем потребления э/э на собственные нужды, тыс. кВтч	550	548,3	546,6	545	543,3
То же в % от отпуска потребителям	0,343	0,343	0,34	0,34	0,338
Объем потерь (потребление), тыс. кВтч	13330	13326	13304	13268	13234,5
Объем потерь (потребление) в % от объема передачи электроэнергии потребителям	8,311	8,309	8,295	8,273	8,252
Потребление ГСМ т у.т.	87,6	82,2	76,8	71,4	66

10. Механизм реализации программы

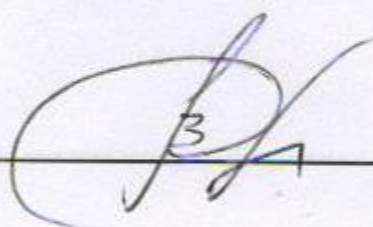
Настоящая программа реализуется путем назначения приказами по предприятию:

- руководителя реализации программы;
- комиссии по сбережению энергоресурсов;
- ответственных лиц за реализацию и финансирование каждого мероприятия. При этом, ответственные лица ежеквартально отчитываются комиссии и руководству о ходе внедрения мероприятий, а руководство в случае необходимости, принимает дополнительные меры для безусловного исполнения сроков внедрения мероприятий.

11. Заключение.

Реализация настоящей программы позволяет значительно снизить технические потери при передаче электроэнергии, а также получить экономию ГСМ. Для этого следует продолжить работу по внедрению высокоэффективного оборудования и провести замену машин и механизмов на современные. Необходимо отметить, что при этом потребуются значительные финансовые средства, которые не могут быть покрыты собственными средствами предприятия.

Главный инженер ООО «Энергошала»



В.Н.Судилоvский.

Расчет целевых показателей при реализации мероприятий по внедрению энергоэффективного энергооборудования, машин и механизмов

1. Обоснование внедрения новой техники, машин и механизмов с целью снижения потребления ГСМ.

Для выяснения возможности снижения потребления ГСМ при обслуживании электрических сетей был проведен анализ потребления ГСМ в 2018 году. Анализ показал:

1. При обслуживании электрических сетей на предприятии в настоящее время в частности используется автотранспорт, машины и механизмы, выработавшие свой ресурс:

- три автомобиля УАЗ-452 (3741) для ОВБ и ремонтного персонала;
- БКМ на базе автомобиля ГАЗ-3308 с бензиновым двигателем;
- автогидроподъемник на базе ГАЗ-3308 с дизельным двигателем;
- транспортная машина на базе автомобиля Урал с дизельным двигателем;
- легковые автомобили, обеспечивающие связь работников предприятия с контрагентами.

Практически всем автомобилям более 10 лет, пробег у каждого по 200000км и более, ресурс службы давно выработан.

2. В структуре затрат на ГСМ более 95% составляют затраты на бензин и дизельное топливо.

3. В структуре потребления топлива 80%(63588 литров) -бензин, 20% (15898 литров)- дизельное топливо.

4. Хищения топлива на предприятии отсутствуют.

При более тщательном анализе (расход топлива каждого автомобиля, его пробег и сравнение полученных данных с нормативными) установлено, что потребление топлива каждым автомобилем превышает норму в среднем как минимум на 5-7%. Это обусловлено как субъективными факторами (манера вождения, выбор трассы, организация перевозок), так и (в значительно большей мере) износом автомобилей.

Таким образом, для экономии ГСМ на 5 % (около 4000 литров в год) Следует приобрести новые автомобили:

- два автомобиля «пикап» (Мицубиси L-200) для ОВБ и ремонтных бригад)
- два легковых автомобиля;
- транспортный автомобиль для доставки опор ВЛ с крановой установкой(это кроме того исключит затраты на оплату услуг при погрузочно-разгрузочных работах);
- БКМ на базе автомобиля ГАЗ-3308 с дизельным двигателем;
- автогидроподъемник на базе ГАЗ-3308 с дизельным двигателем;
- микроавтобус для доставки бригад к месту работы;
- экскаватор для прокладки КЛ.

При этом значительно снизятся затраты предприятия на транспортные услуги, возрастет безопасность проведения работ и снизятся затраты на ГСМ на 5 %.

2. Снижение потерь электроэнергии в распределительных сетях в результате внедрения высокоэффективного энергооборудования.

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.
- Недопустимо малая загрузка части оборудования вследствие перераспределения нагрузок потребителей, не выполнения планов перспективного развития потребителей, ликвидации потребителей.

2. 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.**

3. 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, узлы, имеющие неоправданно большую мощность на менее 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.

4. Анализ надежности и энергоэффективности существующих сетей.

Данные отказов и аварий части электрооборудования в 2018 году, обусловленных его стопроцентным износом, затрат на его восстановление, недоотпуска электроэнергии потребителям приведена в Табл.1.

Табл.1.

№ п/п	Наименование отказа	Дата отказа	Время затраченное на восстановление чел.час	Затраты, руб с НДС	Недоотпуск электрической энергии вызванный отказом, кВтч
1	ПС 10/0,4 кВ ТП № 5 "Скважина Сарга", п. Сарга. Пробой изолятора	10.01.2018.	25,662	117549	371,628
2	ПС 10/0,4 кВ ТП № 1 "Пилорама Сарга", п. Сарга. Пробой изолятора	20.01.2018.	35	159570	1116
3	ПС 10/0,4 кВ ТП № 1 "Ленина", р.п. Шаля. выброс масла, возгорание	14.05.2018.	14	82850	3771
4	ПС 10/0,4 кВ ТП № 3 "Фрунзе 2", р.п. Шаля. выброс масла, возгорание	20.05.2018.	14	72925	3771
5	ПС 10/0,4 кВ ТП № 31 "Очистные", р.п. Шаля. Пробой изолятора	20.05.2018.	14	65070	1899
6	ПС 10/0,4 кВ ТП № 7 "Больница Колпаковка", п. Колпаковка.выход из строя рубильника	22.05.2018..	23,331	118372,5	65,991
7	"ТП 2 Поселок Сабик", п.Сабик - обрушение фундамента	22.05.2018.	30,31	141903	185,814
8	ПС 10/0,4 кВ ТП № 10 "Налоговая", р.п.Шаля.	24.05.2018.	16,443	320334,5	662,751
9	ПС 10/0,4 кВ ТП № 3 "Солнечная Сабик", п. Сабик.выброс масла, возгорание	20.06.2018.	42	208850	225
10	ПС 10/0,4 кВ ТП № 18 "Пушкина", р.п.Шаля. Пробой изолятора	20.06.2018.	9,912	46674	789,984
11	ПС 10/0,4 кВ ТП № 5 "Скважина Сарга", п. Сарга.обрушение фундамента	03.08.2018.	22,743	107851,5	410,85
12	ПС 10/0,4 кВ ТП № 31 "Очистные", р.п. Шаля.- отказ блокировок привода рубильника	03.08.2018.	8,743	52726,5	138,942
13	ПС 10/0,4 кВ ТП № 13 "Энгельса", р.п.Шаля. Пробой изолятора	05.08.2018.	10,493	49288,5	726,544
14	ПС 10/0,4 кВ ТП № 24 "Инфекция", р.п. Шаля.выход из строя ТМ	05.09.2018.	11,193	296709,5	1054,24
15	ПС 10/0,4 кВ ТП № 10 "Налоговая", р.п.Шаля. выброс масла, возгорание	25.12.2018.	14,693	95893,5	574,777
Итого по Шалинскому участку			292,523	1936567,5	15763,52

в том числе	Случаи, к-во	Время, чел. час	затраты, руб с НДС	кВт.ч
р.п. Шаля	9	113,477	1082471,5	13388,23
п. Сабик	2	72,31	350753	410,8
п. Сарга	3	83,405	384970,5	1898,5
п. Колпаковка	1	23,331	118372,5	65,991
Итого	15	292,523	1936567,5	15763,52

Анализ таблицы 1 показывает, что несмотря на проведение капитальных ремонтов, при которых производится замена не более 30% оборудования, количество аварий и отказов в изношенных участках сетей очень велико и 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 замену изношенного и морально устаревшего оборудования на новое.

5. Снижение величины технических потерь в сетях.

Снижение величины технических потерь может быть достигнуто по двум направлениям:

- снижение потерь в силовых трансформаторах подстанций;
- снижение потерь в ЛЭП 10 кВ и ЛЭП 0,4 кВ.

5.1. Снижение величины технических потерь в силовых трансформаторах подстанций.

Для анализа величины потерь в трансформаторах существующих устаревших подстанций были проведены замеры параметров этих трансформаторов и сравнение их с нормативами. После чего были рассчитаны нормативные и существующие потери в трансформаторах и проведен анализ расчетов.

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:

$$\Delta W_{\text{Трj}} = \Delta P_{\text{х.х.i}} t + \Delta P_{\text{к.з.i}} t K_3^2, \text{ кВт} \cdot \text{ч}, \quad (1)$$

где t - число часов работы трансформатора за расчетный период;

t - 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;

$\Delta P_{\text{х.х.i}}$, $\Delta P_{\text{к.з.i}}$ - потери мощности холостого хода и короткого замыкания, кВт;

K_3 - коэффициент загрузки трансформатора в период годового максимума, определяемый как

$$K_3 = \frac{I_{\text{ср.макс}}}{I_{\text{нi}}}, \quad (2)$$

где $I_{\text{нi}}$ - номинальный ток i -го трансформатора, А;

$I_{\text{ср.макс}}$ - средний максимальный ток посуточным графикам в период контрольных замеров.

Приблизительно величину τ определяют по следующей формуле:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T}{10^4} \right)^2 8760, \text{ ч}, \quad (3)$$

где T -число часов использования максимальной нагрузки, ч.

Число часов использования максимальной нагрузки T определяется по формуле:

$$T = \frac{W_{\text{тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{тр.н}} \cdot \sum_{i=1}^n I_{\text{ср.макс}}}, \text{ ч}, \quad (4)$$

Технические характеристики трансформаторов $\Delta P_{\text{х.х.i}}$, $\Delta P_{\text{к.з.i}}$ 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. Кроме того, указанные параметры значительно возрастают при неоптимальной загрузке трансформаторов. 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 $\Delta P_{\text{х.х.i}}$, $\Delta P_{\text{к.з.i}}$, полученные в результате замеров, проведенных в соответствии с требованиями ГОСТ 3484.1-88.

Результаты замеров и расчетов потерь приведен в Таблице 2.

Из приведенной таблицы следует, что потери в трансформаторах существующих подстанций только из-за износа и ухода параметров от нормы превышают нормативные на **95592 кВтч./год**. Это обусловлено как износом трансформаторов так и тем фактом, что часть подстанций работает с перегрузкой, а часть подстанций наоборот с неоправданно большим запасом мощности. При этом параметры трансформаторов отклоняются от нормативов еще больше и как следствие это также ведет к увеличению технологического расхода электроэнергии в сетях.

Расчеты показывают, что при строительстве трансформаторных подстанций с новым современным оборудованием и оптимизации режимов загрузки трансформаторов общее снижение потерь в 19 подстанциях составит:

$$\Delta W_{\text{рек}} = 89548 \text{ кВтч/год.}$$

Результаты расчета потерь в силовых трансформаторах существующих подстанций

№ №	Реконструируемые объекты		год ввода в экс- плуата- цию	норма- тивный срок службы, лет	количество и марка силовых трансформа- торов, шт.	мощ- ность, МВА	Параметры трансформаторов				Объем передаваемой э/энергии	Потери э/энергии					
	Наименование объекта *	по нормативу					измеренное		по нормативу			фактические					
		Рхх					Ркз	Рхх	Ркз	потери хх		нагрузочные потери	всего	потери хх	нагрузочные потери	всего	
1	ПС 10/0,4 кВ ТП № 29 "КНС", р.п. Шаля.	до1970	25	1 ТМ	0,1	0,29	1,28	0,69	2,11	1022400	2540,4	5760	8300,4	9495	6044,4	15539,4	
2	ПС 10/0,4 кВ ТП № 31 "Очистные", р.п. Шаля.	до1970	25	1 ТМ	0,1	0,26	1,28	0,31	1,36	364800	2277,6	5760	8037,6	6120	2715,6	8835,6	
3	ПС 10/0,4 кВ ТП № 13 "Энгельса", р.п.Шаля.	до1970	25	1 ТМ	0,4	0,26	1,28	0,55	1,62	429600	2277,6	5760	8037,6	7290	4818	12108	
4	ПС 10/0,4 кВ ТП № 9 "Нагорная 2 Сарга", п.Сарга.	до1970	25	1 ТМ	0,25	0,26	1,28	0,31	1,33	577600	2277,6	5760	8037,6	5985	2715,6	8700,6	
5	ПС 10/0,4 кВ ТП № 3 "Фрунзе 2", р.п. Шаля.	до1970	25	1 ТМ	0,1	0,29	1,28	0,69	2,11	624000	2540,4	5760	8300,4	9495	6044,4	15539,4	
6	ПС 10/0,4 кВ ТП № 1 "Ленина", р.п. Шаля.	до1970	25	1 ТМ	0,1	0,29	1,28	0,55	2,0	132000	2540,4	5760	8300,4	9000	4818	13818	
7	ПС 10/0,4 кВ ТП № 10 "Налоговая", р.п.Шаля.	до1970	25	1 ТМ	0,4	0,36	1,97	0,44	3,1	444248	3153,6	8865	12018,6	13950	3854,4	17804,4	
8	ПС 10/0,4 кВ ТП № 18 "Пушкина", р.п.Шаля.	до1970	25	1 ТМ	0,4	0,36	1,97	0,69	2,99	656496	3153,6	8865	12018,6	13455	6044,4	19499,4	
9	ПС 10/0,4 кВ ТП № 2 Посёлок Сабик", п. Сабик.	до1970	25	1 ТМ	0,063	0,26	1,01	0,39	2,1	850042	2277,6	4545	6822,6	9450	3416,4	12866,4	
10	ПС 10/0,4 кВ ТП № 1 "Пилорама Сарга", п. Сарга.	до1970	25	1 ТМ	0,25	0,31	1,28	0,55	1,5	510246	2715,6	5760	8475,6	6750	4818	11568	
11	ПС 10/0,4 кВ ТП № 5 "Скважина Сарга", п. Сарга.	до1970	25	1 ТМ	0,16	0,28	1,27	0,72	1,66	198024	2452,8	5715	8167,8	7470	6307,2	13777,2	
12	ПС 10/0,4 кВ ТП № 5 "Школа Илим", п. Илим.	до1970	25	1 ТМ	0,25	0,31	1,28	0,86	2,1	1096470	2715,6	5760	8475,6	9450	7533,6	16983,6	
13	ПС 10/0,4 кВ ТП № 7 "Больница Колпаковка", п. Колпаковка.	до1970	25	1 ТМ	0,4	0,36	1,97	0,44	2,8	91200	3153,6	8865	12018,6	12600	3854,4	16454,4	
14	ПС 10/0,4 кВ ТП № 1 "Лесхоз Сабик", п. Сабик.	до1970	25	1 ТМ	0,4	0,36	1,97	0,69	3,1	713758	3153,6	8865	12018,6	13950	6044,4	19994,4	
15	ПС 10/0,4 кВ ТП № 3 "Солнечная Сабик", п. Сабик.	до1970	25	1 ТМ	0,16	0,28	1,27	0,33	2,2	246246	2452,8	5715	8167,8	9900	2890,8	12790,8	
16	ПС 10/0,4 кВ ТП № 7 "Поселок 3 Илим", п. Илим.	до1970	25	1 ТМ	0,063	0,26	1,01	0,33	1,65	1129746	2277,6	4545	6822,6	7425	2890,8	10315,8	
17	ПС 10/0,4 кВ ТП № 2 "Поселок 2 Илим", п. Илим.	до1970	25	1 ТМ	0,063	0,26	1,01	0,33	1,01	470902	2277,6	4545	6822,6	4545	2890,8	7435,8	

18	ПС 10/0,4 кВ ТП № 3 "ФАП Илим", п. Илим.	до1970	25	1 ТМ	0,1	0,29	1,28	0,45	1,33	246912	2540,4	5760	8300,4	5985	3942	9927
19	ПС 10/0,4 кВ ТП № 24 "Инфекция" , р.п. Шаля.	до1970	25	1 ТМ	0,25	0,26	1,01	0,39	2,1	850042	2277,6	4545	6822,6	9450	3416,4	12866,4
19	ПС 10/0,4 кВ ТП № 8 "Лесхоз Илим", п. Илим.	до1970	25	1 ТМ	0,25	0,31	1,28	0,65	1,67	309364	2715,6	5760	8475,6	7515	5694	13209
	Всего									10114054	49494	168125	167619	169830	87337,2	257167,2

5.2. Снижение величины технических потерь в ЛЭП 10 кВ и ЛЭП 0,4 кВ.

Снижение величины технических потерь в ЛЭП 10 кВ и ЛЭП 0,4 кВ может быть достигнуто двумя способами:

- строительством новой ЛЭП с проводом имеющим более энергоэффективные характеристики с одновременным увеличением сечения провода
- строительством дополнительных трансформаторных подстанций с целью уменьшения длины ЛЭП 0,4 кВ.

5.2.1. Расчет объема снижения потерь в ЛЭП, при строительстве новой ЛЭП с проводом имеющим более энергоэффективные характеристики с одновременным увеличением сечения провода

Расчет объема снижения потерь в ЛЭП производится на основании материала и сечения провода и длины существующих и проектируемых линий, а также среднего тока в линии, рассчитанного на основании отпуска электроэнергии в линию, величина которого определяется электросчетками, установленными на головных участках линии. Результаты расчета объема снижения потерь в ЛЭП 0,4 кВ и ЛЭП 10 кВ сведены в таблицы 3 и 4 соответственно.

5.2.1.1. Расчет объема снижения потерь в ЛЭП-0,4кВ, при строительстве новой ЛЭП с проводом имеющим более энергоэффективные характеристики с одновременным увеличением сечения провода

Таблица 3

Наименование ВЛ-0,4 кВ	Сечение провода существующей линии, мм	Сечение провода проектируемой линии, мм	Отпуск электроэнергии в линию, кВтч	Снижение потерь, кВтч
ВЛ-0,4 кВ "ТП № 13 "Энгельса" - фидер № 1 Парижская коммуна" ; ТП 13 "Энгельса" - фидер № 2 Кирова" ; ТП № 13 "Энгельса" - фидер № 3 Энгельса" ; р.п. Шаля.	35	50	21480	2040,6
ВЛ-0,4 кВ "ТП № 9 "Нагорная 2 Сарга" - фидер № 1 Быт", "ТП № 9 "Нагорная 2 Сарга" - фидер № 2 Быт", п.Сарга.	35	50	28880	2469,24
ВЛ-0,4 кВ "ТП № 3 "Фрунзе 2"- фидер № 1 Быт" ; двухцепная подвеска ВЛ 0,4 кВ "ТП № 3 "Фрунзе 2"- фидер № 2 Пилорама (540 м.)" и ВЛ 0,4 кВ "ТП № 3 "Фрунзе 2"- фидер № 3 Лермонтова (430 м.)" ; р.п. Шаля.	35	50	31200	2815,8
ВЛ-0,4 кВ "ТП № 1 "Ленина"- фидер № 1 Ленина" ; "ТП № 1 "Ленина"- фидер № 2 Быт" ; р.п. Шаля.	35	50	6600	595,65
ВЛ-0,4 кВ " ТП № 24 "Инфекция"- фидер № 1 Инфекция" ; " ТП № 24 "Инфекция"- фидер № 2 Пушкина" ; р.п. Шаля.	35	50	336322,6	30353,11
ВЛ-0,4 кВ "ТП № 18 "Пушкина" - фидер № 1 СЭС"	35	50	32824,8	2962,438

"ТП № 18 "Пушкина" - фидер № 2 Кирова" ; "ТП № 18 "Пушкина" - фидер № 3 Калинина" ; р.п. Шаля.				
"ВЛ - 0,4 кВ ""ТП № 2 Посёлок Сабик фидер 1 Зеленая"" ""ТП № 2 Посёлок Сабик фидер 2 Пионерская"" ""ТП № 2 Посёлок Сабик фидер 3 Пролетарская""	35	50	21343,7	1926,269
ВЛ-0,4 кВ "ТП № 1 "Пилорама Сарга" фидер № 1 Быт" ; "ТП № 1 "Пилорама Сарга" фидер № 2 Быт" ; п. Сарга.	35	50	6184,45	558,1466
"ВЛ-0,4 кВ ""ТП № 5 ""Скважина Сарга"" фидер № 1 Ворошилова"" п. Сарга. ""ТП № 5 ""Скважина Сарга"" фидер № 2 Комсомольская"" ; п. Сарга. ""ТП № 5 ""Скважина Сарга"" фидер № 3 Нагорная"" ; п. Сарга."	35	50	13422,8	1211,408
ВЛ-0,4 кВ " ТП № 5 "Школа Илим" фидер № 1 Школа"; "ТП № 5 "Школа Илим" фидер № 2 Быт";	35	50	54823,5	4947,821
"ВЛ-0,4 кВ ""ТП № 7 ""Больница Колпаковка"" фидер № 1 Октябрьская"" ; ""ТП № 7 ""Больница Колпаковка"" фидер № 2 Больница"" ; ""ТП № 7 ""Больница Колпаковка"" фидер № 3 Юбилейная"" п. Колпаковка."	35	50	4560	411,54
"ВЛ-0,4 кВ ""ТП № 2 ""Поселок 2 Илим"" фидер № 1 Гагарина"" ; ""ТП № 2 ""Поселок 2 Илим"" фидер № 2 Коммуны"" ; ""ТП № 2 ""Поселок 2 Илим"" фидер № 3 Советская"" п. Илим."	35	50	34206,45	3087,132
"вл 0,4 кВ ""ТП № 3 ""ФАП Илим"" фидер № 1 Калинина"" вл 0,4 кВ ""ТП № 3 ""ФАП Илим"" фидер № 2 Щорса""	35	50	11793,8	1064,39
ВЛ-0,4 кВ ТП № 8 "Лесхоз Илим"- фидер № 1 Быт" ; "ТП № 8 "Лесхоз Илим" фидер № 2 Пилорама" ; п. Илим.	35	50	26243,95	2368,516
Итого			629886	56812,06

5.2.1. 2. Расчет объема снижения потерь в ЛЭП-10 кВ, при строительстве новой ЛЭП с проводом имеющим более энергоэффективные характеристики с одновременным увеличением сечения провода

Таблица 4

Наименование ВЛ-10 кВ	Сечение провода существующей линии, мм	Сечение провода проектируемой линии, мм	Отпуск электроэнергии линией, кВтч	Снижение потерь, кВтч
ВЛ-10кВ "фидер № 6 опора № 1 до концевой опоры ТП № 29 "КНС", р.п. Шаля, ВЛ 10 кВ совместная подвеска фидер 12 и фидер КНС до концевой опоры ТП № 31 "Очистные", р.п. Шаля.; р.п. Шаля.	35	50	1022400	93,63139
ВЛ-10кВ "фидер № 12 опора № 1 до концевой опоры ТП № 29 "КНС", р.п. Шаля.	35	50	364800	10,81267
ВЛ-10кВ , "фидер № 11 от концевой опоры ТП № 11 "Заводская" до концевой опоры ТП № 13 "Энгельса" р.п.Шаля.	35	50	429600	3,26496
ВЛ-10 кВ "фидер №6 "ЛПХ Сарга" опора №31 - до концевой опоры ТП № 9 "Нагорная 2 Сарга", п.Сарга..	35	50	577600	3,29232
ВЛ-10кВ "фидер № 3 отпайка от опоры № 15 - до концевой опоры ТП № 3 "Фрунзе 2", р.п. Шаля.	35	50	624000	1,1856
ВЛ-10кВ "фидер № 3 опора № 7 до концевой опоры ТП № 1 "Ленина", р.п. Шаля.	35	50	132000	1,0032
ВЛ-10 кВ "фидер № 12 от концевой опоры ТП № 30 "КНС" - до концевой опоры ТП № 24 "Инфекция", р.п. Шаля.	35	50	6726451	25,56051
ВЛ-10кВ "фидер № 12 опора № 34 - до концевой опоры ТП № 18 "Пушкина", р.п.Шаля.	35	50	656496	7,484054
ВЛ-10кВ "фидер № 6 "Сарга" опора № 1 до концевой опоры ТП № 1 "Пилорама Сарга", п. Сарга.	35	50	2156874	16,39224
ВЛ-10кВ "фидер № 6 "Сарга" от концевой опоры ТП № 1 "Пилорама Сарга" до концевой опоры ТП № 5 "Скважина Сарга", п. Сарга. п. Колпаковка."	35	50	2156000	8,1928
ВЛ-10 кВ "фидер "ЛПХ Илим" опора № 27 до концевой опоры ТП № 5 "Школа Илим", п. Илим.	35	50	1096470	10,41647
ВЛ-10кВ "фидер № 1 "ЛПХ Колпаковка" опора № 65 до концевой опоры ТП № 7 "Больница Колпаковка", п. Колпаковка.	35	50	91200	0,51984
ВЛ-10кВ "фидер № 1 "ЛПХ Илим"	35	50	468725	0,356231

от опоры № 21 до концевой опоры ТП №7 "Поселок 3 Илим", п. Илим.				
ВЛ-10кВ "фидер № 1 "ЛПХ Илим" от концевой опоры ТП №3 "ФАП Илим" до концевой опоры ТП №2 "Поселок2 Илим", п. Илим.	35	50	985268	1,872009
ВЛ-10кВ "фидер № 1 "ЛПХ Илим" отпайка от опоры № 9 до концевой опоры ТП №3 "ФАП Илим", п. Илим.	35	50	1005324	3,820231
ВЛ-10кВ "фидер № 1 "ЛПХ Илим" опора № 41 до концевой опоры ТП № 8 "Лесхоз Илим", п. Илим.	35	50	524879	15,55741
Итого			19018087	203,3619

Общий объем снижения потерь в ЛЭП составляет

$$\Delta W_{\text{лэп}} = 56812,06 + 203,36 = 57015,42 \text{ кВтч.}$$

5.2.2. Расчет объема снижения потерь в ЛЭП-0,4кВ, при строительстве дополнительных подстанций 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 ВЛ-0,4 кВ и потерь, возникающих в построенных ВЛ 6-10 кВ, трансформаторах построенных ПС и реконструируемых ВЛ-0,4 кВ. Расчет потерь выполнен в соответствии с методикой, указанной выше.

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

$$\Delta W\% = 0,78 K_{\text{д.п.ср}} (\Delta U_{\text{ср}}\%) \tau / T, \text{ где}$$

$\Delta U\%$ -относительная величина падения напряжения в конце ВЛ-0,4 кВ;

$K_{\text{д.п.ср}}$ - коэффициент дополнительных потерь, возникающих при неравномерной нагрузке фаз;

τ - Число часов максимальных потерь;

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

$$T = \frac{W_{\text{тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{тр.н}} \cdot \sum_{i=1}^n I_{\text{ср. макс}}}, \text{ ч,}$$

Число часов максимальных потерь равно:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T}{10^4} \right)^2 8760, \text{ ч,}$$

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

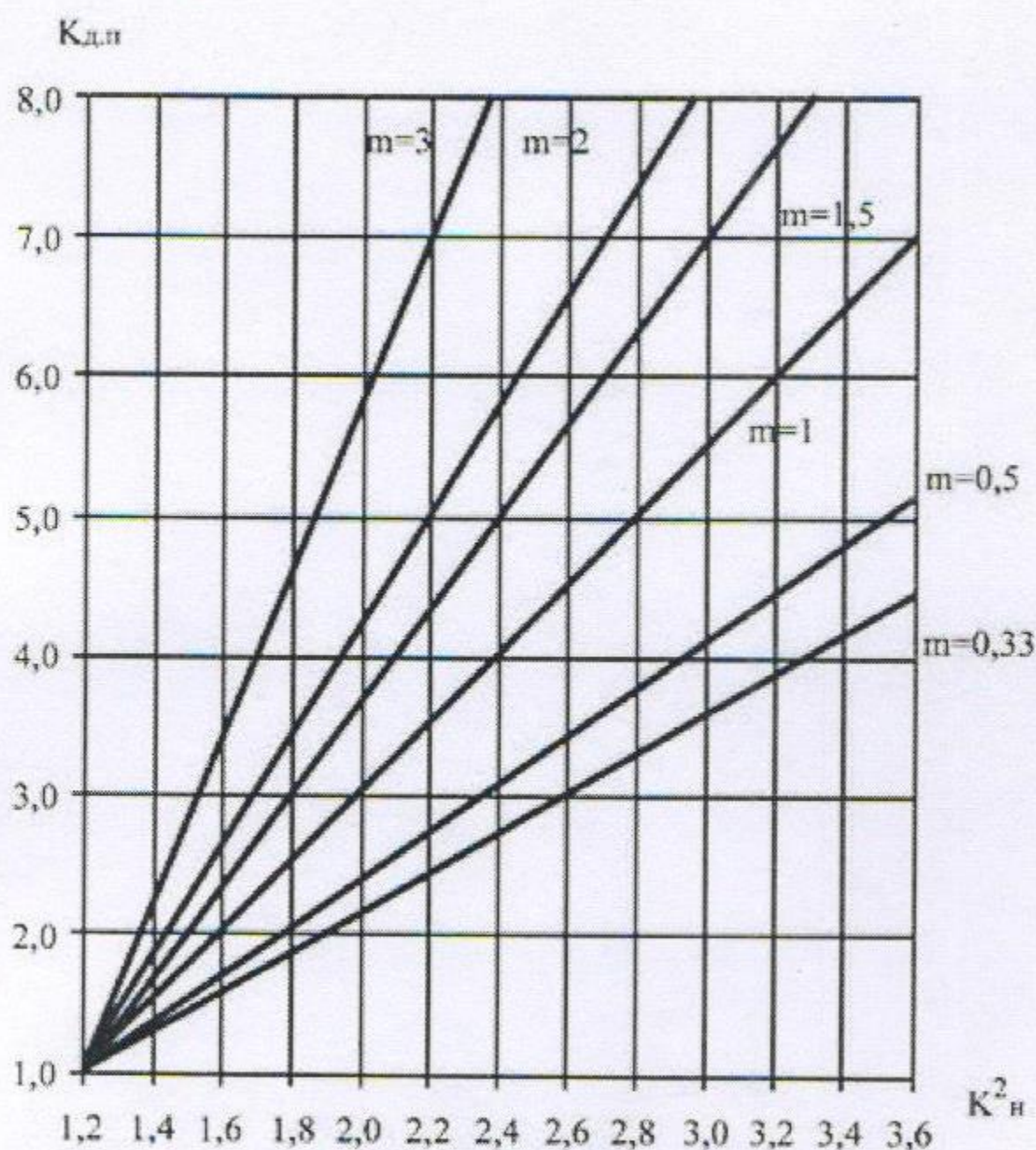
$$\Delta U\% = \frac{\Delta U}{U_{\text{ср.н}}} \cdot 100;$$

$$\Delta U = U_{\text{ср.н}} - U_{\text{ср.к}}, \text{ В};$$

$$U_{\text{ф.ср.к.к}} = \frac{U_a + U_b + U_c}{3}, \text{ В};$$

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

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



$K_{нi}$ - коэффициент неравномерности нагрузки фаз распределительной линии, который равен:

$$K_{нi}^2 = \frac{1}{3} \left[\left(\frac{I_{ai}}{I_{ср.i}} \right)^2 + \left(\frac{I_{bi}}{I_{ср.i}} \right)^2 + \left(\frac{I_{ci}}{I_{ср.i}} \right)^2 \right], \quad (28)$$

где I_{ai}, I_{bi}, I_{ci} - 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.

$$I_{ср.макс} = \frac{I_a + I_b + I_c}{3}, \text{ А};$$

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

При количестве электроэнергии, поступившей в сеть, равном 576270 кВтч (данные показаний приборов учета, установленных на головных участках реконструируемых ВЛ-0,4 кВ) число часов использования максимальной нагрузки составит

$$T=609,5 \text{ часов}$$

Число часов максимальных потерь

$$t=312,9 \text{ часа}$$

величина относительных потерь электроэнергии

$$\Delta W=3,45\%$$

величина абсолютных потерь электроэнергии в год

$$W=33590 \text{ кВтч}$$

Таблица 4

№п/п	Наименование ВЛ-0,4кВ	ток в фазах, А			Средний ток $J_{ср}$, А	Коэффициент неравномерности K_n^2	Коэффициент дополнительных потерь Кд.п.	Потери напряжения ΔU	
		I_a	I_b	I_c				В	%
1	ВЛ-0,4кВ "Свердлова" от ПС №5. Некрасова	52	65	66	61,00	1,011	1,895	8	3,556
2	ВЛ-0,4кВ "Лермонтова." от ПС №4 Лермонтова	87	87	86	86,67	1,000	1,875	10	4,444
3	ВЛ-0,4кВ "Южная" от ПС №4 Лермонтова	34	66	52	50,67	1,067	2,000	10	4,444
4	ВЛ-0,4кВ "Ж дорожная" от ПС №3 ФАП Илим	180	165	177	174,00	1,001	1,878	9	4,000
	среднее значение				93,085		1,912		4,111

Результаты расчета потерь в трансформаторах проектируемых ПС приведены в Табл.5

Наименование объекта	Параметры трансформатора				Объем передаваемой э/энергии	потери в трансформаторах		
	Тип	Мощность	$P_{хх}$	$P_{кз}$		потери $i_{хх}$	нагрузочные потери	всего
ПС 10/0,4 кВ ТП № 74 "Школа №90", р.п. Шаля	ТМ-250	250	0,56	2,65	246246	2452,8	1715	4167,8
ПС 10/0,4 кВ ТП № 36 "Лермонтова 2", р.п. Шаля.	ТМ-160	160	0,36	1,97	198024	2452,8	1715	4167,8
ПС 10/0,4 кВ ТП № 11 "Железнодорожная Илим", п. Илим.	ТМ-160	160	0,36	1,97	132000	2540,4	1760	4300,4
итого		1430			576270			12636

Таблица 6

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, кВт ч/год	средний ток в линии, А	коэффициент формы графика нагрузки	напряжение в линии, кВ	потери в линии, кВтч/год
1	ВЛ-10кВ "фидер № 3 опора № 1 до концевой опоры ТП № 74 "Школа №90", р.п. Шаля.	3,3	СИП-3*50	0,72	2,736	246246	2,77	0,45	10	21,96
4	ВЛ-10кВ "фидер № 3 отпайка от опоры № 21 - до концевой опоры ТП № 36 "Лермонтова 2"" , р.п.Шаля.	0,3	СИП-3*50	0,72	0,216	198024	2,91	0,45	10	14,37
8	ВЛ-10кВ "фидер"ЛПХ Илим" опора №6- до концевой опоры ТП№11 "Железнодорожная Илим", п. Илим.	0,21	СИП-3*50	0,72	0,151	132000	2,13	0,45	10	9,92
	итого					576270				46,25

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

Расчет произведен в соответствии с ранее примененной методикой по формуле:

$$\Delta W = 3 \times R \times T \times I^2 \times \beta \times 10^{-3} \text{ кВтч},$$

где R- активное сопротивление линии;

T- 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:

$$I_{\text{ср}} = W / (1,732 \times U_{\text{ср}} \times 8760), \text{ А}$$

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:

$$W_{\text{стар}} = 33590 \text{ кВтч/год}$$

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

$$W_{\text{пс}} + W_{\text{вл}} = 12636 + 46,25 = 12682,25 \text{ кВтч/год}$$

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

$$W_{0,4} = 33590 \text{ кВтч} / 4,12 = 8153 \text{ кВтч}$$

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

$$W_{\text{нов}} = 12682,25 + 8153 = 20835,25 \text{ кВтч/год.}$$

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

$$\Delta W_{\text{нов}} = W_{\text{стар}} - W_{\text{нов}} = 33590 - 20835,25 = 12754,75 \text{ кВтч/год.}$$

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

$$\Delta W_{\text{лэп}} + \Delta W_{\text{рек}} = 57015,42 + 89548,2 = 146563,62 \text{ кВтч/год.}$$

Главный инженер



В.Н.Судиловский