

Утверждаю

Первый заместитель
главы администрации
по промышленности,
транспорту, строительству, ЖКХ
и связи



И.Ф.Мухамедзянов

ИНВЕСТИЦИОННАЯ ПРОГРАММА
«РАЗВИТИЕ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ
ДАВЛЕКАНОВСКОГО РАЙОНА РБ»
ООО «ДАВЛЕКАНОВСКАЯ СЕТЕВАЯ КОМПАНИЯ»
НА 2017г.

г. Давлеканово

Паспорт Программы

Наименование программы	Инвестиционная программа ООО «Давлекановская сетевая компания» по развитию системы электроснабжения Давлекановского района РБ на 2017 г.
Дата утверждения программы	Решение Совета муниципального района Давлекановский район Республики Башкортостан от «__» _____ 20__ г. № ____
Заказчик программы	ООО «Давлекановская сетевая компания»
Основные разработчики программы	ООО «Давлекановская сетевая компания»
Исполнитель программы	ООО «Давлекановская сетевая компания»
Нормативные правовые акты	Инвестиционная программа по развитию системы электроснабжения ООО «Давлекановская сетевая компания» разработана в соответствии следующими законодательными, нормативными правовыми актами Российской Федерации: – Гражданским кодексом Российской Федерации (далее – ГК РФ); – Налоговым кодексом Российской Федерации; – Федеральным законом от 14.04.1995г. № 41-ФЗ «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энер-

гию в Российской Федерации»;

– Основами ценообразования в отношении электрической и тепловой энергии в Российской Федерации, утвержденными постановлением Правительства РФ от 26.02.2004 г. № 109 (далее также - Основы ценообразования в отношении электрической и тепловой энергии в Российской Федерации);

– Федеральным законом от 23 ноября 2009 года №261 ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации.

Цель и задачи программы

Целями программы являются:

– снижение аварийности системы электроснабжения, повышение надежности (бесперебойности) электроснабжения потребителей Давлекановского района Республики Башкортостан;

– снижение процента износа объектов системы электроснабжения (сетей и трансформаторных подстанций);

– обеспечение учета и контроля потребления электрической энергии населением.

Задачей программы является реконструкция и строительство объектов системы электроснабжения, а также обеспечения существующих и подключаемых потребителей необходимым количеством электрической энергии соответствующего качества на территории Давлекановского района Республики Башкортостан.

Важнейшие целевые индикаторы	– снижение количества аварий в системе электроснабжения до 0,009 ед./км; – снижение уровня потерь в сетях электроснабжения до 20,48%; – обеспечение индекса замены сетей в размере 3,1 %; – обеспечение индекса замены оборудования в размере 6,2 %; – снижение удельного веса сетей, нуждающихся в замене, до 20,3 %; – увеличение обеспеченности потребления электроэнергии приборами учета до 100 %.
Сроки и этапы реализации программы	2017 год
Объемы и источники финансирования	Всего –7,630 млн. руб. в том числе:
Ожидаемые конечные результаты реализации программы и показатели социально-экономической эффективности	– собственные средства ООО «Давлекановская сетевая компания» 2,0 млн. руб. – средства, обеспечиваемые за счет инвестиционной составляющей в тарифе 5,630млн. руб. – снижение уровня износа инфраструктуры электроснабжения; – снижение количества аварий на электрических сетях; – повышение качества услуг по передаче электрической энергии;

– обеспечение электрической энергией новых потребителей.

Порядок и контроль реализации программы

Определяются нормативным правовым актом, разрабатываемым администрацией муниципального района Давлекановский район Республики Башкортостан.

1. Состояние системы электроснабжения, эксплуатируемой

ООО «Давлекановская сетевая компания»

ООО «Давлекановская сетевая компания» является территориальной сетевой организацией, осуществляющей передачу электрической энергии потребителям Давлекановского района Республики Башкортостан. Поставщиком электроэнергии в муниципальный район является электроснабжающая организация ООО «Башкир-энерго». Электроснабжение производится от 13 подстанций и 1 распределительного пункта: п/с «Давлеканово- районная» (110/35/10 кВ), п/с «Новая» (110/10 кВ), п/с «Южно- Чувалкипово» (35/10 кВ), п/с «Северно- Чувалкипово» (35/10 кВ), п/с «Бик-Карамалы» (35/10 кВ), п/с «Хусаиново» (35/10 кВ), п/с «Камчалы- Тамак» (35/10кВ), п/с «Кировская» (35/10 кВ), п/с «Устюба» (35/10 кВ), п/с «Казангуловское ОПХ» (35/10 кВ), п/с «Ленинская» (35/10 кВ), п/с «Ташлы» (35/10 кВ), п/с «Давлеканово-тяговая» (110/35/10 кВ), РП-10кВ «Давлеканово».

Транспортировка электроэнергии осуществляется по воздушным и кабельным линиям: 10/0,4 кВ, общая протяженность которых составляет 1244,86 км. Потребительские трансформаторные подстанции ТП-10/0,4 кВ в основном одно-трансформаторные (335 единиц). Количество трансформаторов - 335 с общей установленной мощностью 58,24 МВт. Заявленная мощность потребителей составляет 6,47 МВт.

Информация о составе энергетического оборудования и сетей, обслуживаемых ООО «Давлекановская сетевая компания», представлена в таблице .

№ п/п	Наименование основных видов обо- рудования	Количество (км, ед.)	Год ввода экс- плуатацию	Удельный вес в группе, %
1	Воздушные линии электропередачи, в том числе:			
1.1.	ВЛ 10 кВ	463,1	1965-1980 год	52,85
		346,3	1981-1991 год	39,52
		31,6	1992-2001 год	3,61
		25,2	2002-2009 год	2,88
		10,58	2010-2015 год	1,21
	Всего	876,2		

№	Наименование основных видов обо-	Количество	Год ввода экс-	Удельный
1.2.	ВЛ 0,4 кВ	175,4	1965-1980 год	48,51
		140,7	1981-1990 год	38,91
		45,504	2010-2015 год	12,58
	Всего	361,60	-	-
2	Кабельные линии, в том числе:			
2.1.	КЛ 10 кВ	0,46	1995-2014 год	6,01
	КЛ-0,4кВ	7,2	1995-2014год	93,99
	Всего:	7,66		
3	Трансформаторные подстанции и распределительные пункты	216	1965-1980 год	64,48
		90	1981-1990 год	26,87
		9	1991-2000 год	2,69
		7	2001-2010 год	2,09
	Всего	13	2011-2015 год	3,88
		335		

Удельный вес энергетического оборудования и сетей, срок эксплуатации которых свыше 30 лет (диапазон 29-48 года), достаточно высок. И наоборот, доля объектов электросетевого хозяйства со сроком эксплуатации до 10 лет варьируется в пределах 1,52%. Данные показатели свидетельствуют о низких темпах обновления основных средств. Кроме того, указанная «возрастная» структура оборудования является индикатором состояния соответствующей системы коммунальной инфраструктуры, свидетельствующим о степени ее износа (в среднем до 80%), характеризующейся соответствующими величинами аварийности, уровнем потерь (в основном в сетях, на трансформаторах, и за счет высокой погрешности на приборах учета). С другой стороны, состояние оборудования является показателем своевременности и объемов проведения планово-предупредительных ремонтных работ.

Среднегодовой объем ремонта электрических сетей, выполненных в 2010-2015 гг., незначителен (1,6 % от их общей протяженности). При этом, проведение работ по ремонту трансформаторных подстанций характеризуется более высокими

объемами (около 47% от их общего количества). Принимая во внимание сложившуюся структуру электросетей (по уровню напряжения и способам прокладки), средний срок их эксплуатации составляет 33 года, что предполагает ежегодное проведение ремонтных работ, направленных на поддержание удовлетворительного состояния системы, в объеме не менее 3 % от общей протяженности сетей. Выполнение данных работ в меньшем объеме является причиной роста аварийности объемов потерь, расходов на аварийно-восстановительные работы и снижения уровня надежности системы.

Информация о надежности системы электроснабжения, эксплуатируемой ООО «Давлекановская сетевая компания», и качестве данных услуг за 2015 г. и ожидаемые результаты на 2016г. представлены в таблице:

№ п/п	Наименование показателя	2014 г.	2015 г.	Отклонение, %
1	Количество аварий, ед.	3	3	1
2	Продолжительность устранения аварий, часов	226	209	-7,52
3	Протяженность отремонтированных (замененных) сетей, км.	29,99	56,61	1,89
4	Протяженность сетей, нуждающихся в замене, км.	386,22	330,97	-14,31
5	Продолжительность отключений потребителей по любым причинам от предоставления товаров (услуг), час.	226	209	-7,52
6	Количество потребителей, проживающих в домах, в отношении которых происходили отключения, чел.	480	408	-15,0
7	Продолжительность предоставления услуги за период (за исключением перерывов, вызванных авариями, восстановительными работами), час	8532	8551	1,0

№ п/п	Наименование показателя	2014 г.	2015 г.	Отклонение, %
8	Потери электрической энергии при ее транспортировке, тыс. кВтч	5756,05	5836,54	1,014
	В % к отпуску в сеть	20,48	19,53	-4,64
9	Нормативный объем потерь, тыс. кВтч	6654,47	6914,12	1,039
	В % к отпуску в сеть	23,68	23,13	-2,32

Очевидны тенденции повышения уровня надежности системы электроснабжения и качества предоставляемых потребителям услуг. За рассматриваемый период, уменьшилось количество аварий и, соответственно, связанная с этим продолжительность отключений потребителей (-7,52 %) и количество потребителей, страдающих от отключений (-15 %); увеличилось годовое время предоставления услуги (99 % от нормативного показателя). Кроме того, характерным показателем, отражающим состояние системы электроснабжения, является протяженность сетей, нуждающихся в замене. Несмотря на увеличение объемов ремонтных работ по замене сетей в 2015 г., потребность в обновлении сетевого хозяйства уменьшилась (- 14,31% к 2014 г.) и составила более 26 % от общей протяженности.

Увеличение уровня надежности системы отражают значительные показатели потерь электроэнергии. Величина фактических потерь в сетях в 2015 г. составила 19,53 %. Нормативный показатель стабильно выше фактического, однако также имеет тенденцию к снижению, что обусловлено положительной динамикой параметров показателей, используемых в расчетах.

Структура потребителей электрической энергии за период 2014-2015г.г.

отражает тенденцию постепенного увеличения доли населения и росте удельного веса прочих потребителей. При этом к 2015г. наибольшее энергопотребление приходится на физических потребителей – 53,67 % в структуре (12910,55тыс. кВтч). Доля юридических лиц – 46,33 % (11145,33 тыс. кВтч). Указанные тенденции в основном связаны с ростом индивидуальной малоэтажной застройки.

В настоящее время система электроснабжения работает на пределе нагрузок (установленная мощность 63,28 МВт, присоединенная мощность потребителей 6,47

МВт). В перспективе дефицит мощности (за счет подключаемых потребителей и увеличения нагрузок существующих) составит 6,47 МВт.

Таким образом, в период 2017 г. наиболее целесообразным видится решение первостепенных задач, направленных на улучшение надежности системы и качества услуг электроснабжения, предоставляемых потребителям Давлекановского района Республики Башкортостан.

Краткое описание инвестиционной программы

В период на 2017г. наиболее целесообразным видится решение первостепенных задач:

1) направленных на улучшение надежности системы и качества услуг электроснабжения, предоставляемых потребителям Давлекановского района Республики Башкортостан.

2) строительство электрических сетей электроснабжения для индивидуального жилищного строительства и объектов соцкультбыта во вновь выделенных для этих целей земельных участков.

В связи с высокой степенью износа электрического оборудования и сетей для надёжного электроснабжения в соответствии с требуемыми категориями надёжности электроснабжения и качество поставляемой электроэнергии необходимо включение в инвестиционную программу мероприятий по реконструкции электросетевого оборудования и замене изношенных линий электропередач, строительство резервных линии установленных новых дополнительных трансформаторных подстанции – 10/0,4кВ

Также в населенных пунктах существует ряд жилых зданий, расположенных на расстояниях от линий электропередач, значения которых меньше предельно допустимого значения .

В рамках инвестиционной программы планируется перенос участков воздушной линии ВЛ-10/0,4кВ на допустимое расстояние от жилых зданий, с территории земельных участков определяемых требованиями п. 2.5.113 Правил устройства электроустановок (ПУЭ) и СанПиН 2971-84 (Санитарные нормы и правила защиты населения от воздействия электрического поля, создаваемого воздушными линиями электропередачи переменного тока промышленной частоты.)

Другой достаточно актуальной для Давлекановского района Республики Башкортостан проблемой в сфере электроснабжения является обеспеченность потребителей общедомовыми приборами учета. В современных условиях прибор учета играет достаточно важную роль. Во-первых, посредством приборов учета ресурсоснабжающие организации и исполнители коммунальных услуг получают возможность оплачивать полученные услуги в зависимости от их фактического потребления. Это исключает возможность возникновения убытков, как у исполнителей коммунальных услуг, так и у ресурсоснабжающей организации, связанных с разницей между размерами общедомового потребления и фактическим размером оплаты, определяемым на основании индивидуальных (квартирных) приборов учета. Во-вторых, с применением показаний приборов учета ресурсоснабжающая организация может более точно планировать объемы реализации электроэнергии. Это, в свою очередь, обеспечит более точное и сбалансированное тарифное регулирование организации. В-третьих, установка приборов учета является одним из факторов, по которым будет оцениваться деятельность органов местного самоуправления. В соответствии с Указом Президента Российской Федерации от 28.04.2008 г. № 607 «Об оценке эффективности деятельности органов местного самоуправления городских округов и муниципальных районов» одним из показателей является доля объема отпуска коммунальных ресурсов, счета за которые выставлены по показаниям приборов учета. В настоящее время обеспеченность приборным учетом зданий (в том числе, многоквартирных и жилых домов) в Давлекановском районе Республики Башкортостан находится на более желаемом уровне (в 2015 г. объем реализации ресурсов по выносным приборам учета составил 59,83 % от общей реализации электроэнергии).

Для решения данной проблемы в рамках программы планируется установка выносных приборов учета на 500 зданиях.

2. Мероприятия по развитию системы электроснабжения на 2016 г. и финансовые потребности на их реализацию

1. Мероприятия разрабатывались исходя из целевых индикаторов, представляющих собой доступные наблюдению и измерению характеристики состояния и раз-

вития системы электроснабжения, условий ее эксплуатации. Достижение целевых индикаторов в результате реализации инвестиционной программы

ООО «Давлекановская сетевая компания» характеризует будущую модель электроснабжения потребителей Давлекановского района Республики Башкортостан. Целевыми индикаторами системы электроснабжения на 2016г. для развития данной системы в Давлекановском районе Республики Башкортостан являются:

- снижение количества аварий в системе электроснабжения до 0,009 ед./км;
- снижение уровня потерь в сетях электроснабжения до 19,53 %;
- обеспечение индекса замены сетей в размере 3,1 %;
- обеспечение индекса замены оборудования в размере 6,2 %;
- снижение удельного веса сетей, нуждающихся в замене, до 20,3%;
- увеличение обеспеченности потребления электроэнергии выносными приборами учета.

Основными направлениями мероприятий по развитию системы электроснабжения на 2017 г. будут: (приложение 2.2)

- повышение надежности электроснабжения существующих потребителей путем реконструкции и строительства участков воздушных линий электропередач в н.п.Горчаки Давлекановского района.

- реконструкция участка ВЛ-10 кВ по фидеру № 2 ПС «Кировская» Давлекановского района.

- строительство электрических сетей во вновь выделенных для этих целей земельных участках в н.п. Сергиополь Давлекановского района.

2. Разработанные программные мероприятия систематизированы по степени их актуальности в решении вопросов развития системы электроснабжения в Давлекановском районе Республики Башкортостан и срокам реализации.(приложение 1.1)

3. Сроки реализации мероприятий инвестиционной программы определены исходя из актуальности и эффективности мероприятий (в целях повышения качества товаров (услуг). (Приложение 1.3)

4. Стоимость мероприятий в инвестиционной программе определена на основании локальных сметных расчетов ООО «Давлекановская сетевая компания» (приложение 1.2) с учетом изменения цен используемых ресурсов в период реализации программы.

Стоимость мероприятий учитывает проектно-изыскательские работы, налоги (налог на добавленную стоимость).

5. Финансовые потребности на реализацию мероприятий инвестиционной программы распределены между источниками финансирования (собственные средства, инвестиционная составляющая в тарифе) без учета налога на прибыль, размер которых будет учтен при расчете инвестиционных затрат, включаемых в тариф на услуги по передаче электроэнергии ООО «Давлекановская сетевая компания». (приложение 4.1)

6. Размер собственных средств ООО «Давлекановская сетевая компания» (амортизационные отчисления), направленных на реализацию мероприятий по повышению качества энергоснабжения определен на основании данных ООО «Давлекановская сетевая компания» составляет 2000 тыс. руб. (приложение 4.2)

7. Средства, полученные ООО «Давлекановская сетевая компания» в результате применения инвестиционной составляющей в тарифе, имеют целевой характер и направляются на финансирование инвестиционной программы или на возврат ранее привлеченных средств, направленных на указанные мероприятия.

3. Расчет инвестиционных затрат, включаемых в тариф на услуги по передаче электрической энергии

1. Основанием для определения и включения инвестиционных затрат в необходимую валовую выручку, обеспечивающую компенсацию экономически обоснованных расходов на осуществление деятельности по передаче электроэнергии ООО «Давлекановская сетевая компания», является утвержденная инвестиционная программа ООО «Давлекановская сетевая компания».

2. В соответствии со ст. 4 Федерального закона от 14.04.1995 г. № 41-ФЗ «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации» одним из принципов установления тарифов на тепловую и электрическую энергию является обеспечение баланса экономических интересов поставщиков и потребителей указанных товаров (услуг) на основе их доступности.

3. Средства, полученные ООО «Давлекановская сетевая компания» в результате применения инвестиционной составляющей в тарифе, имеют целевой характер и направляются на финансирование инвестиционной программы в части проведения работ по реконструкции систем электроснабжения, эксплуатируемых ООО

«Давлекановская сетевая компания» в целях повышения качества товаров (услуг) и строительство электрических сетей электроснабжения индивидуального жилищного строительства и объектов соцкультбыта во вновь выделенных для этих целей земельных участках.

4. Источниками финансирования расходов на реализацию инвестиционной программы, в части реконструкции и строительства системы электроснабжения, являются собственные средства ООО «Давлекановская сетевая компания» (амортизация), инвестиционная составляющая в тарифе на услуги по передаче электроэнергии.

5. Объемы реализации услуг ООО «Давлекановская сетевая компания» рассчитаны с применением методов математического моделирования на основании тенденций изменения объемов реализации электроэнергии за 2014-2015 г., определенных при проведении ретроспективного анализа.

6. Схема реализации инвестиционной программы основывается на сборе денежных средств через установленную в тарифе инвестиционную составляющую с последующим направлением на финансирование мероприятий программы.

4. Оценка эффективности инвестиционной программы ООО «Давлекановская сетевая компания» по развитию системы электроснабжения на 2017 г.

С целью определения целесообразности реализации и потенциальной привлекательности мероприятий инвестиционной программы для возможных инвесторов на срок ее реализации с учетом пункта 32 Основ ценообразования в отношении электрической и тепловой энергии в Российской Федерации рассчитан срок окупаемости. Кроме того, для оценки эффективности реализации мероприятий программы определены показатели изменения целевых индикаторов.

Применяемые показатели эффективности инвестиций учитывают изменение во времени параметров инвестиционной программы.

Эффективность реализации инвестиционного проекта ООО «Давлекановская сетевая компания» оценивается с использованием показателей удельного изменения основных целевых индикаторов:

- снижение количества аварий в системе электроснабжения до 0,009 ед./км;
- снижение уровня потерь в сетях электроснабжения до 20,48 %;

- обеспечение индекса замены сетей в размере 3,1 %;
- обеспечение индекса замены оборудования в размере 6,2 %;
- снижение удельного веса сетей, нуждающихся в замене, до 20,3 %;
- увеличение обеспеченности потребления электроэнергии приборами учета до 100 %. Оценка эффективности осуществляется посредством отношения темпов изменения целевых индикаторов и темпов увеличения тарифа на услуги по передаче электроэнергии за счет инвестиционной составляющей в тарифе.

Расчет удельного изменения основных целевых индикаторов

№ п/п	Индикатор	Значение индикатора на начало реализации инвестиционной программы	Значение индикатора на конец реализации инвестиционной программы	Изменение, %
1	Снижение количества аварий в системе электроснабжения, ед./км	0,011	0,009	18,18
2	Снижение уровня потерь в сетях электроснабжения, %	20,48	19,53	4,64
3	Обеспечение индекса замены сетей, %	1	1,031	103,1
4	Обеспечение индекса замены оборудования, %	1	1,062	106,2
5	Снижение удельного веса сетей, нуждающихся в кап.ремонте	22,1	20,3	8,14
6	Увеличение обеспеченности потребления	45,3	84,31	1,86

№ п/п	Индикатор	Значение индикатора на начало реализации инвестиционной программы	Значение индикатора на конец реализации инвестиционной программы	Изменение, %
	электроэнергии приборами учета, %			
7	Суммарное изменение от реализации проекта (сумма строк 1-6), %	-	-	242,12
8	Средний эффект от реализации проекта (строка 7 / количество показателей – 100 %).	-	замене, %	40,35
9	Темп роста тарифа за счет инвестиционной составляющей, %	-	-	16,7
10	Удельный эффект от реализации проекта (строка 8 / (строка 9 – 100%))	-	-	2,41

Удельный эффект в расчете на 1% изменения стоимости услуг по передаче электрической энергии за счет включения инвестиционной составляющей в тариф составил 2,41% роста эффекта, что позволяет оценить программу как эффективную и целесообразную.

Директор ООО «Давлекановская сетевая компания»  Ф.Н. Хабирахметов





"Утверждаю"

Директор ООО «Давлекановская сетевая компания»

Ф.Н.Хабиахметов

**Расчет инвестиционной составляющей в тарифе на услуги
по передаче электроэнергии ООО «Давлекановская сетевая компания»
на 2017 г.**

№ п/п	Показатель	Обозначение	Ед.изм.	Формула расчета	Значение показателя					Всего за период план, предложено
					2017 план 2017 предложено.					
1	Финансовые потребности ООО "Давлекановская сетевая компания", связанные с реализацией инвестиционной программы в части установления инвестиционной составляющей в тарифе на услуги по передаче электроэнергии	ФПм	тыс. руб.	На основании инвестиционной программы	5630					5630,00
2	Амортизация	А	тыс. руб.	Исходя из ежегодной суммы амортизации	2000					2000
3	Объем реализации товаров (услуг) ООО "Давлекановская сетевая компания" за период реализации инвестиционной программы	О _{реализ}	тыс. кВтч	Прогнозная величина	65766					65766
4	Инвестиционная составляющая в тарифе на услуги по передаче электроэнергии	Ис	руб./ед.	$Ис = ((ФПм - А) * 0,80) / (О_{реализ})$	0,044					0,044
5	Денежные средства, собранные через инвестиционную составляющую за период	Дн	тыс. руб.	$Дн = О_{реал} * Ис$	2904,00					2904,00
6	Налог на прибыль	Нп	тыс. руб.	$Нп = Дн * 20\%$	580,80					580,80

Исполнитель: Латыпова Г.Ф.

тел.8(34768)2-34-82

Перечень инвестиционных проектов на период реализации 2017 г. инвест. программы ООО "Давлекановская сетевая компания" в план на 2017 г. финансирования



	Наименование объекта	Статус реализации проекта	Проектная мощность/протяженность сетей		Год начала строительства	Год окончания строительства	Полная стоимость строительства	Остаточная стоимость строительства	План финансирования текущего года	Ввод мощностей		Итого
			МВА	км						2017	2017	
							млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	Итого
	Всего		0,26	5,973			7,63			0,26/5,971	0,26/5,971	7,630
1.	Техническое перевооружение и реконструкция		0,26	5,973			7,63			0,26/5,971	0,26/5,971	7,630
	Строительство ВЛ-10кВ протяженностью-0,025км, ГТПП-10/0,4кВ(100кВА), ВЛ-0,4кВ протяженностью-1,681км в н.п. Сергиополь Давлекановского р-на		0,1	1,6810			2,73			0,1/1,681	0,1/1,681	2,727
1.1	Реконструкция ВЛ-0,4кВ протяж-2,28км с установкой ГТПП-10/0,4кВ (160кВА) и строительство участка ВЛ-10кВ протяж.-0,140км в н.п. Горчаки Давлекановского района		0,16	2,420			2,69			0,16/2,42	0,16/2,42	2,689
1.2	Реконструкция участка ВЛ-10кВ протяж.-1,872км фидер №2 ПС "Кировская" Давлекановского района			1,872			2,21			1,870	1,870	2,214
1.3												2,214

Исполнитель Латыпова Г.Ф.
Тел 8(34768) 2 34 82

СОГЛАСОВАНО

Председатель Государственного комитета РБ
по тарифам

СОГЛАСОВАНО

Министр промышленности и
инновационной политики« ____ » 20 ____ г.
И.Н.Василирская« ____ » 20 ____ г.
А.И. Карпухин

Инвестиционная программа развития ООО "Давлекановская сетевая компания" на 2017 год

тыс. руб с НДС

№ п/п	Наименование объекта	Полная стоимость строительства	Проектная мощность/ протяженность сетей	Год начала строительства	Год окончания строительства	План финансирования текущего года	Объем финансирования	Ввод мощностей	Примечание (Источник финансирования)
		тыс. руб.	км/МВА	2016	2016	тыс. руб.	тыс. руб.	план года 2017	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	ВСЕГО	7630,22	5,973/0,26	2017	2017	7630,22	7630,22	5,973/0,26	Инвест. составляющая в тарифе, амортизация
	Техническое перевооружение, строительство и реконструкция	7630,22	5,973/0,26	2017	2017	7630,22	7630,22	5,973/0,26	Инвест. составляющая в тарифе, амортизация
1.	Воздушные линии 10/0,4 кВ								
	Строительство ВЛ-10кВ протяж.- 0,025км, ГКТПН 10/0,4кВ (100кВА), ВЛ-0,4кВ протяж.-1,656км в н.п. Сергиополь Давлекановского р-на	2726,72	1,681/0,1	2017	2017	2726,72	2726,72	1,681/01	Инвест. составляющая в тарифе, амортизация
1.1	Реконструкция ВЛ 0,4кВ протяж.-2,28 км с установкой КТПН-10/0,4кВ (160Ква) и строительство ВЛ-10кВ протяж.-0,140км в н.п. Горчаки Давлекановского р-на	2289,48	2,42/0,16	2017	2017	2289,48	2289,48	2,42/0,16	Инвест. составляющая в тарифе, амортизация
1.2	Реконструкция участка ВЛ-10кВ протяж.-1,872км фидер №2 ПС «Кировская» Давлекановского района	2214,01	1,872	2017	2017	2214,01	2214,01	1,872	Инвест. составляющая в тарифе, амортизация
1.3									

Итого источник финансирования	Амортизационный фонд	
	2000	5630

Стоимость основных этапов работ по реализации инвестиционной ООО "Давлекановская сетевая компания" на 2017



№	Наименование объекта *	Технические характеристики реконструируемых объектов										Плановый объем финансирования					Технические характеристики создаваемых объектов							
		подстанции			линии электропередачи			тип	мар-ка кабе-ля	ин-ые объ-ект-ы	всего	ПИ Р	СМР	до-вание и	про-чие	год ввода в экс-плуата-цию	нор-м а-тив-ный	кол-ство	мощ-ность, МВА	год ввода в экс-плуат-цию	нор-м а-тив-ный	тип оп-кабеля	протя-женность, км	
		год ввода в экс-плуата-цию	норм а-тив-ный	колич-ство	год ввода в экс-плуат-цию	норм а-тив-ный	колич-ство																	год ввода в экс-плуат-цию
	ВСЕГО										7,63	0,0	0,00	0,00	0	2017					2017		АС-50,СИП-2	5,973
	Техническое перевооружение и реконструкция																						АС-50,СИП-2 3*50+1*54,6-	5,973
1.1	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности										7,63	0,0	0,00	0,00	0	2017			0,26	2017			АС-50,СИП-2 3*50+1*54,6-	5,973
2	Строительство ВЛ-10кВ протяженностью-0,025км, ГЛТПН-10/0,4кВ(100 кВА), ВЛ-0,4кВ протяженностью-1,681 км в н.п.Сергиополь Давлекановского р-на			1	0,1						2,73	0,0				2017		1	0,1	2017		ж/б	АС-50	1,681
	Реконструкция ВЛ-0,4кВ протяж.2,28км с установкой ГЛТПН-10/0,4кВ (160кВА) и строительство участка ВЛ-10кВ протяж.0,14км в н.п. Горчаки Давлекановского района	1978	25	1	0,16	1978	30	дер.ж/б			2,69					2017		1	0,16	2017		ж/б		2,42
3	Реконструкция уч-ка ВЛ-10кВ протяж-1,872км фидер №2ПС"Кировская" Давлекановского р-на	1976				1976	30	дер.ж/б			2,21	0				2017					2017		ж/б*50+1*54	1,872

Прогноз ввода/вывода объектов ООО "Давлекановская сетевая компания" РБ

Утверждаю
Директор ООО
Давлекановская сетевая компания"
И.И. Хабиахметов
20 16 года
М.П.

№ п/п	Наименование проекта	Ввод мощностей *		Вывод мощностей			Первоначаль- ная стоимо- сть вводимых основных средств (без НДС)**	Ввод основных средств сетевых организаций																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																								
		2017	Итого	N	N + 1	N + 2		Итого	План года 2017						План года 2017г.						Итого	План года 2017	Итого																																																																																																																																																																																																																																																																																																																									
									МВт; Гкал/час, км, МВ А						МВт; Гкал/час, км, МВ А									МВт; Гкал/час, км, МВ А																																																																																																																																																																																																																																																																																																																								
									МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А				МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А	МВт; Гкал/час, км, МВ А

* Не заполняется сетевыми организациями.

**** При осуществлении технического перевооружения и реконструкции действующих объектов основных средств указывается первоначальной стоимости объектов основных средств (без НДС) в результате технического перевооружения и реконструкции.**

*** Иные натуральные количественные показатели объектов основных средств.

Примечание: для сетевых объектов с разделением объектов на подстанции, воздушные линии и кабельные линии.



Краткое описание инвестиционной программы ООО "Давлекановская сетевая компания"

№ п/п	Наименование направления/проекта инвестиционной программы	Субъект Российской Федерации, на территории которого реализуется инвестиционный проект	Место размещения объекта	Технические характеристики			Сроки реализации проекта		Наличие исходно-разрешительной документации				Процент освоения сметной стоимости на 01.01.2017 года, %	Техническая готовность объекта на 01.11.2017 года, %	Стоимость объекта, млн. рублей			Остаточная стоимость объекта на 01.01.2017 года, млн. рублей			Обеспечение ликвидности реализации проекта ***																																																																																																																																																																																																																							
				мощность, МВт, МВА	напряженность, кВ, мВ/ч	длина ВЛ, км	Исполнение, тип	год начала строительства	год ввода в эксплуатацию	утверждена проектная документация	акт обследования территории	оформлен акт в соответствии с требованиями			разрешение на строительство	в соответствии с проектной сметой документацией ***	в соответствии с проектной сметой документацией ***	в соответствии с проектной сметой документацией ***	в соответствии с проектной сметой документацией ***	в соответствии с проектной сметой документацией ***	в соответствии с проектной сметой документацией ***	основание ликвидности проекта в инвестиционную программу (решение Правительства Российской Федерации, Федеральные, региональные и муниципальные приказы)	реализуемая балансовая стоимость	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114	приказ Минэнерго России от 24.03.2012 №114

*** В текущих ценах с НДС с применением коэффициента пересчета к базисным ценам Минрегион России или иных уполномоченных государственных органов (указано)

**** Прилагается финансовую модель по проекту (приложение 2.3)

**График реализации инвестиционной программы *, млн. рублей с НДС
(представляется ежегодно до 15 декабря года, предшествующего плановому)**



Директор ООО "Давлекановская сетевая компания"
Ф.Н.Хабиахметов
(подпись)

" " 2016 год

Перечень инвестиционных проектов инвестиционной программы и план их финансирования

№ №	Наименование объекта	Остаток стоимости на начало года *	Объем финансирования [отчетный год]					Осталось профинансировать по результатам отчетного периода *
			всего, 2017	I кв.	II кв.	III кв.	IV кв.	
			план **	план	план	план	план	
	ВСЕГО,	7630,21	7630,21	1907,55	1907,55	1907,55	1907,55	7630,21
1	Техническое перевооружение и реконструкция							
1.1	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности	4903,49	4903,49	1225,87	1225,87	1225,87	1225,87	4903,49
1	Строительство ВЛ-10кВ, реконструкция ВЛ-0,4 кВ с установкой ГКТПН -10/0,4кВ с трансформатором 160кВА в н.п. Горчаки Давлекановского р-на	2689,48	2689,48	672,37	672,37	672,37	672,37	2689,48
2	Реконструкция участка ВЛ-10кВ фидер. № 2 ПС "Кировская" Давлекановского р-на	2214,01	2214,01	553,50	553,50	553,50	553,50	2214,01
1.2	Создание систем противоаварийной и режимной автоматики							
1.3	Создание систем телемеханики и связи							
1.4	Установка устройств регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности							
2	Новое строительство	2726,72	2726,72	681,68	681,68	681,68	681,68	2726,72
2.1	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности							
1	Строительство ВЛ-10/0,4 кВ с установкой ГКТПН -10/0,4кВ с трансформатором 100кВА в н.п. Сергиополь Давлекановского р-на	2726,72	2726,72	681,68	681,68	681,68	681,68	2726,72
2.2	Прочее новое строительство							
	<i>Справочно:</i>							
	Оплата процентов за привлеченные кредитные ресурсы							
1	Объект 1							
2	Объект 2							
...								

* В ценах отчетного года.

** План, согласно утвержденной инвестиционной программе.

Приложение № 4.1
к Приказу Минэнерго России
от 24.03.2010 № 114

**Финансовый план на период реализации инвестиционной программы
(заполняется по финансированию)**



Утверждено
Директор ООО "Давлекановская сетевая компания"

Ф.Н.Хабирахметов

(подпись)

20

г.

тыс. руб.

№ п/п	Показатели	2017
		всего
1	2	4
I	Выручка от реализации товаров (работ, услуг), всего	65 766
	в том числе:	
1.1	Выручка от основной деятельности (расшифровать по видам регулируемой деятельности)	64 766
1.2	Выручка от прочей деятельности (расшифровать)	1 000
II	Расходы по текущей деятельности, всего	52 038
1	Материальные расходы, всего	21 060
	в том числе:	
1.1	Топливо	1 223
1.2	Сырье, материалы, запасные части, инструменты	917
1.3	Покупная электроэнергия	18 920
1.4	Прочие расходы (информ. услуги, трансп. услуги, услуги связи)	
2	Расходы на оплату труда с учетом ЕСН	13 146
3	Амортизационные отчисления	2 000
4	Налоги и сборы, всего	109
5	Прочие расходы, всего	15 723
	в том числе:	
5.1	Ремонт основных средств	13 026
5.3	Аренда имущества	1 479
5.4	неподконтрольные расходы	1 218
III	Валовая прибыль (I р. - II р.)	13 728
IV	Внереализационные доходы и расходы (сальдо)	316
1	Внереализационные доходы, всего	
	в том числе	
1.1	Доходы от участия в других организациях (дивиденды от ДЗО)	
1.2	Проценты от размещения средств	
2	Внереализационные расходы, всего	316
	в том числе	
2.1	Проценты по обслуживанию кредитов	316
V.	Прибыль до налогообложения (III + IV)	7 845
VI	Налог на прибыль	1 569
VII	Чистая прибыль	
VIII	Направления использования чистой прибыли	
	в том числе:	
1	Фонд накопления	
2	Резервный фонд	
3	Выплата дивидендов	3 200
4	Прочие расходы из прибыли	425
IX	Изменение дебиторской задолженности	
1	Увеличение дебиторской задолженности	
2	Сокращение дебиторской задолженности	
	Сальдо (+ увеличение; - сокращение)	

№ п/п	Показатели	2017
		всего
1	2	4
X	Изменение кредиторской задолженности	
1	Увеличение кредиторской задолженности	
2	Сокращение кредиторской задолженности	
	Сальдо (+ увеличение; - сокращение)	
XI	Привлечение заемных средств	
	в том числе на:	
1	Финансирование инвестиционной программы	
1.1	в т.ч. в части ДПМ *	
2	Прочие цели (расшифровка)	
XII	Погашение заемных средств	
	в том числе по:	
1	Инвестиционной программе	
1.1	в т.ч. в части ДПМ *	
2	Прочие цели (расшифровка)	
XIII	Возмещаемый НДС (поступления)	
XIV	Купля/продажа активов	
1	Покупка активов (акций, долей и т.п.)	
2	Продажа активов (акций, долей и т.п.)	
XV	Средства, полученные от допэмиссии акций	
XVI	Капитальные вложения	5 630
	в т.ч. в части ДПМ *	
XVI	Всего поступления (I р. + 1 п. IV р. + 2 п. IX р. + 1 п. X р. + XI р. + XIII р. + 2 п. XVI р. + XV р.)	65 766
XVII	Всего расходы (II р. - 3 п. II р. + 2 п. IV р. + 1 п. IX р. + 2 п. X р. + VI р. + VIII р. + XII р. + 1 п. XIV р. + XVI р.)	57 553
	Сальдо (+ профицит; - дефицит) (XVI р. - XVII р.)	8 213
	Справочно:	
1	EBITDA	
2	Долг на конец периода	
3	Прогноз тарифов	

* Заполняется ОГК/ТГК.

**Источники финансирования инвестиционной программы на 2017г.
(в прогнозных ценах 2017 г.), млн. рублей**

Утверждаю
Директор
ООО "Давлекановская сетевая компания"
" " " 2017 г.
М.П.

№ №	Источник финансирования	План * 2017г.	Итого
1	Собственные средства		
1.1	Прибыль, направляемая на инвестиции:		
1.1.1	в т.ч. инвестиционная составляющая в тарифе	5630	5630
1.1.2	в т.ч. прибыль со свободного сектора		
1.1.3	в т.ч. от технологического присоединения (для электросетевых компаний)		
1.1.3.1	в т.ч. от технологического присоединения генерации		
1.1.3.2	в т.ч. от технологического присоединения потребителей		
1.1.4	Прочая прибыль		
1.2	Амортизация	2000,00	2000,00
1.2.1	Амортизация, учтенная в тарифе	2000,00	2000,00
1.2.2	Прочая амортизация		
1.2.3	Недонпользованная амортизация прошлых лет		
1.3	Возврат НДС		
1.4	Прочие собственные средства		
1.4.1	в т.ч. средства допэмиссии		
1.5	Остаток собственных средств на начало года		
2	Привлеченные средства, в т.ч.:		
2.1	Кредиты		
2.2	Облигационные займы		
2.3	Займы организаций		
2.4	Бюджетное финансирование		
2.5	Средства внешних инвесторов		
2.6	Использование лизинга		
2.7	Прочие привлеченные средства		
	ВСЕГО источников финансирования	7630,00	7630,00
	для ОГК/ТГК, в том числе		
	ДПМ		
	вне ДПМ		

* План, в соответствии с утвержденной инвестиционной программой, указать, кем и когда утверждена инвестиционная программа.
** Для сетевых компаний, переходящих на метод тарифного регулирования RAB, горизонт планирования может быть больше.

Финансовая модель по проекту инвестиционной программы
Реконструкция ВЛ-0,4 кВ протяженностью-2,28 км, КГТПН-10/0,4кВ (160кВА)
и строительство уч-ка ВЛ-10 кВ протяженностью-0,14 в н.п.Горчаки Давлекановского р-на

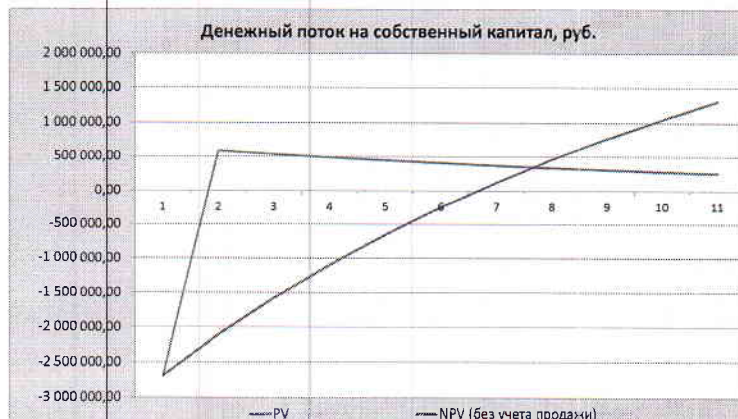
Утверждаю
Директор
ООО "Давлекановская сетевая компания"
Ф.Н.Хабирахметов
2016 года
М.П.



Исходные данные	Значение
Общая стоимость объекта, руб. без НДС	2 279 223
Прочие расходы, руб. без НДС на объект	0
Срок амортизации, лет	30
Кол-во объектов, ед.	1
Затраты на ремонт объекта, руб. без НДС	0
Первый ремонт объекта, лет после постройки	10
Прочие расходы ремонта объекта, лет	10
Прочие расходы при эксплуатации объекта, руб. без НДС	-
Возмещение прочих расходов, лет после постройки	-
Периодичность расходов, лет	-
Налог на прибыль	-
Прочие расходы, руб. без НДС в месяц	-
Рабочий капитал в % от выручки	-
Срок кредита	-
Ставка по кредиту	-
Ставка по кредиту без учета субсидирования	-
Доля заемных средств	-
Ставка дисконтирования на собственный капитал	-
Доля собственных средств	-
WACC	-
Период	год окончания строительства объекта 2017
Прогноз инфляции	-
Кумулятивная инфляция	-
Доход, руб. без НДС	-

БДР, руб.	год окончания строительства объекта 2017
Доход	-
Операционные расходы	-
Ремонт объекта	-
Прочие расходы при эксплуатации объекта, руб. без НДС	-
Налог на имущество (После ввода объекта в эксплуатацию)	-
ЕВИТА	-
Амортизация	-
ЕВИТ	-
Проценты	-
Прибыль до налогообложения	-
Налог на прибыль	-
Чистая прибыль	-

Собственный капитал	
Простой период окупаемости, лет	
Дисконтированный период окупаемости, лет	3,75
NPV через 10 лет, руб.	1 305 627
Целесообразность реализации проекта	+



Денежный поток на собственный капитал, руб.	год окончания строительства объекта 2017	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
ЕВИТ	-										
Амортизация	-										
Проценты	-										
Налог на прибыль	-										
НДС	410260										
Изменения в рабочем капитале	-										
Инвестиции	-										
Изменения финансовых обязательств	-										
Чистый денежный поток	-2 689 483,26	668 792,00	702 231,60	737 343,18	774 210,34	812 920,86	853 566,90	896 245,24	941 057,51	988 110,38	1 037 515,90
Накопленный ЧДП	-2 689 483,26	-2 020 691,26	-1 318 459,66	-581 116,48	193 093,86	1 006 014,72	1 859 581,62	2 755 826,86	3 696 884,37	4 684 994,75	5 722 510,65
Коэффициент дисконтирования	1,00	1,15	1,32	1,52	1,75	2,01	2,31	2,66	3,06	3,52	4,05
PV	-2 689 483,26	581 558,26	530 987,98	484 815,11	442 657,27	404 165,34	369 020,53	336 931,78	307 633,37	280 882,64	256 458,06
NPV (без учета продажи)	-2 689 483,26	-2 107 925,00	-1 576 937,02	-1 092 121,91	-649 464,64	-245 299,30	123 721,23	460 653,01	768 286,38	1 049 169,02	1 305 627,08
IRR	-										
PP	3,90										
DPP	3,75										

- * форма заполнения:
- в отношении вновь создаваемых объектов, для которых могут применяться расчеты экономической эффективности реализации инвестиционных проектов
 - в отношении реконструируемых объектов в том случае, если данный объект после реконструкции "создает" новый финансовый поток
 - по проектам, общая стоимость реализации которых составляет 500 млн рублей и более

Расчет

экономической эффективности реализации инвестиционного проекта

1. Реконструкция ВЛ -0,4 кВ с установкой ГКТПН -10/0,4кВ (160 кВА) и строительство уч-ка ВЛ-10кВ в н.п. Горчаки Давлекановского р-на

Первоначальная стоимость: 2689,483тыс.рублей.

Протяженность: ВЛ-0,4кВ-2,28км, ВЛ-10кВ-0,14 км.

Годовое потребление электроэнергии объекта реконструкции составляет 513360 кВт*ч. Годовые потери – 179676 кВт*ч. В денежном выражении 371929,32 рублей/год.

Дополнительные затраты:

- выезд бригады на аварийно-восстановительные работы

32,80 руб. (стоимость 1 л. Бензина) x 900 км/год = 29520 рублей/год;

- эксплуатационные затраты (ремонт, материалы, освидетельствования)

466 713 рублей/год (фактические затраты 2015 года * уровень инфляции);

- перенапряжение в сети (по данным 2015 года с жалобами на поломку бытовых электроприборов из-за перенапряжения в сети обратились 5 потребителей)

41875 рублей/год (стоимость ремонта оборудования).

Итого дополнительных затрат: 538108 рублей/год.

Сумма затрат = Потери + Доп. затраты = 910037,32 рублей/год.

После реконструкции годовые потери электроэнергии будут составлять 106882 кВт*ч, в денежном выражении – 221245,74 рублей/год.

Экономия составит: 910037,32 – 221245,74 = 688792 рублей/год

Срок окупаемости = 2689483 / 688792 = 3,9 года.

Финансовая модель по проекту инвестиционной программы
Реконструкция ВЛ-10 кВ протяженностью-1.872км фидер №2 ПС "Кирювская"



Утверждаю
Директор
ООО "Дагестановская сетевая компания"
Ф.Н.Хабиахметов

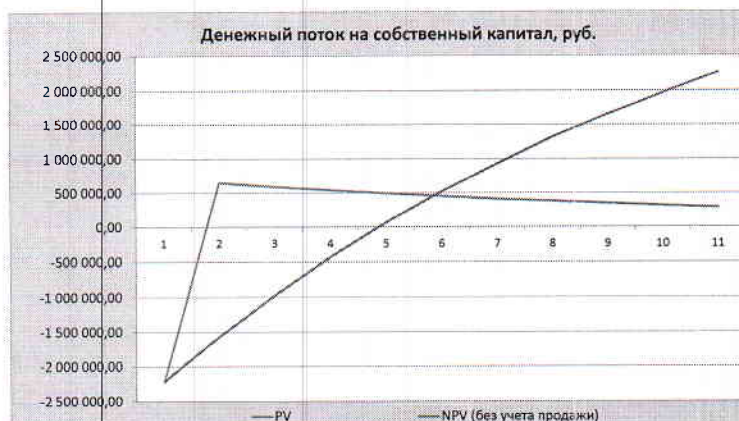
2016 года
М.П.

Исходные данные	Значение
Общая стоимость объекта, руб. без НДС	1 876 279
Прочие расходы, руб. без НДС на объект	0
Срок амортизации, лет	30
Код-зо объектов, ед	1
Затраты на ремонт объекта, руб. без НДС	0
Первый ремонт объекта, лет после постройки	10
Периодичность ремонта объекта, лет	10
Прочие расходы при эксплуатации объекта, руб. без НДС	-
Возникновение прочих расходов, лет после постройки	-
Периодичность расходов, лет	-
Надог на прибыль	-
Прочие расходы, руб. без НДС в месяц	-
Рабочий капитал в % от выручки	-
Срок кредита	-
Ставка по кредиту	-
Ставка по кредиту без учета субсидирования	-
Доли заемных средств	-
Ставка дисконтирования на собственный капитал	-
Доли собственных средств	-
WACC	-
Период	год окончания строительства объекта 2017
Прогноз инфляции	-
Кумулятивная инфляция	-
Доход, руб. без НДС	-

БДР, руб.	год окончания строительства объекта 2017
Доход	-
Операционные расходы	-
Ремонт объекта	-
Прочие расходы при эксплуатации объекта, руб. без НДС	-
Налог на имущество (После ввода объекта в эксплуатацию)	-
ЕВГТДА	-
Амортизация	-
ЕВГТ	-
Прогнозы	-
Прибыль до налогообложения	-
Налог на прибыль	-
Чистая прибыль	-

Денежный поток на собственный капитал, руб.	год окончания строительства объекта 2017	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
ЕВГТ	-										
Амортизация	-										
Прогнозы	-										
Налог на прибыль	-										
НДС	337 730										
Изменения в рабочем капитале	-										
Инвестиции	-2 214 009										
Изменения финансовых обязательств	-										
Чистый денежный поток	-2 214 009,22	-748 602,00	-786 032,10	-825 333,71	-866 600,39	-909 930,41	-955 426,93	-1 003 198,28	-1 053 358,19	-1 106 026,10	-1 161 327,41
Накопленный ЧДП	-2 214 009,22	-1 465 407,22	-679 375,12	145 958,59	1 012 558,98	1 922 489,39	2 877 916,32	3 881 114,59	4 934 472,78	6 040 498,88	7 201 826,29
Коэффициент дисконтирования	1,00	1,15	1,32	1,52	1,75	2,01	2,31	2,66	3,06	3,52	4,05
NPV	-2 214 009,22	-650 958,26	-394 353,19	-542 670,31	-495 481,59	-452 396,23	-413 057,43	-377 139,39	-344 344,66	-314 401,65	-287 062,37
NPV (без учета продаж)	-2 214 009,22	-1 563 050,96	-968 697,76	-426 027,46	-69 454,13	521 830,36	934 907,79	1 312 047,18	1 656 391,84	1 970 793,49	2 257 855,86
IRR	-										
PP	2,96										
DPP	2,82										

Собственный капитал	
Простой период окупаемости, лет	2,96
Дисконтированный период окупаемости, лет	2,82
NPV через 10 лет, руб.	2 257 856
Целесообразность реализации проекта	+



* форма заполняется:

- в отношении вновь создаваемых объектов, для которых могут применяться расчеты экономической эффективности реализации инвестиционных проектов
- в отношении реконструируемых объектов в том случае, если данный объект после реконструкции "создает" новый финансовый поток
- по проектам, общая стоимость реализации которых составляет 500 млн рублей и более

Расчет

экономической эффективности реализации инвестиционного проекта

1. Реконструкция ВЛ -10 кВ фидер №2 ПС «Кировская»

Первоначальная стоимость: 2214,009тыс.рублей.

Протяженность: 1,872 км.

Годовое потребление электроэнергии объекта реконструкции составляет 608040 кВт*ч. Годовые потери – 72965 кВт*ч. В денежном выражении 151037 рублей/год.

Годовой полезный пропуск электроэнергии по ВЛ-10кВ объекта составляет 608040 кВт*ч. Количество и время аварийного отключения составляет: 17 отключений / 102 часа. Недотпуск эл.энергии составляет: 608040кВт.ч. / (8688час.(кол-во годовых часов – 102 час (время простоя)) * 102 час. = 7223 кВт.ч.

7223 кВт.ч. * 0,64 руб. = 4623 руб.

Дополнительные затраты:

- выезд бригады на аварийно-восстановительные работы

32,8 руб. (стоимость 1 л. Бензина) x1088 км/год = 35686 рублей/год;

- эксплуатационные затраты (ремонт, материалы, освидетельствования)

670540 рублей/год (фактические затраты 2015 года * уровень инфляции);

Итого дополнительных затрат:710843 рублей/год.

Сумма затрат = Потери + Доп. затраты = 861880 рублей/год.

После реконструкции годовые потери электроэнергии будут составлять 54724 кВт*ч, в денежном выражении – 113278 рублей/год.

Экономия составит: 861880 – 113278 = 748602 рублей/год

Срок окупаемости: 2214009 / 748602 = 2,96 года.

**БАШКОРТОСТАН
РЕСПУБЛИКАҢЫ**

**ЯУАПШЫҒЫ СИКЛӘНГӘН
ЙӘМФИӘТЕ ДӘҮЛӘКӘН
СЕЛТӘРЗӘР КОМПАНИЯҢЫ**

**453402, г. Давлеканово
ул. Гагарина, 145**



**РЕСПУБЛИКА
БАШКОРТОСТАН**

**ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ
ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
ДАВЛЕКАНОВСКАЯ СЕТЕВАЯ
КОМПАНИЯ**

ОГРН 1090259000590

ИНН/КПП 0259010493/025901001

Официальный сайт: davl-skb.ru

E-mail: dsk-davl@yandex.ru

Пояснительная записка

к Актам обследования ВЛ-0,4- 10 кВ и ТП в н.п. Давлекановского района

Электроустановки (линии электропередач 0,4- 10кВ, трансформаторные пункты) находятся в эксплуатации с 1984-х годов.

Большинство ЛЭП (около 70%) смонтированы без соблюдения требований ПУЭ и СНиП:

- стойки опор выполнены из неоцилиндрованных бревен и участков стволов деревьев без надлежащих санитарно- технической обработки, зачастую установленных без применения ж/б пасынков, что приводит к быстрому загниванию тела опоры;
- при выборе длины стоек и их установки нарушены требования к габаритам стрел провеса проводов ВЛ и требования к охранным зонам ВЛ;
- линейная арматура воздушных ЛЭП установлена без соблюдения требований ПУЭ по монтажу ЛЭП, что привело к уменьшению габаритов расстояния по вертикали между проводами ЛЭП;
- сечения проводов ЛЭП не соответствует величине токов электрической нагрузки потребителей;
- линии ВЛ- 0,4 кВ построены методом «самостроя» на нестандартных опорах и проводам малого сечения, без учета пропускной способности проводов;
- строительство жилых домов и других сооружений выполнены на недопустимом расстоянии от проводов Вл, во многих местах под проводами;
- многочисленные участки ЛЭП находятся на территории индивидуальных земельных участках;
- большая протяженность магистральных питающих линий 0,4 кВ выполнены в 2-х проводном исполнении, что снижает качество напряжения;
- на линиях электрических передач 10 кВ установлены изоляторы низшего класса напряжения (6кВ);
- линейная арматура угловых анкерных опор выполнена штыревыми изоляторами, даже при больших углах поворота трассы ВЛ;
- корпуса КТП, КТПП по причине нарушения лакокрасочного покрытия, длительное время подвергалось коррозии, требуется замена;
- ошиновка 0,4 кВ- 10 кВ в основном выполнена гибкими шинами;
- требуется реконструкция РУ- 0,4 кВ практически всех ТП.

Главный инженер

 В.В. Воронов