

**ООО «Щекинская ГРЭС»**

УТВЕРЖДАЮ

Генеральный директор



*А.В. Карпунин* А.В. Карпунин

«27» 03 2017 г.

**ПРОГРАММА**

**в области энергосбережения и повышения  
энергетической эффективности на 2018 – 2022 гг.**

## **Введение.**

Программа энергосбережения и повышения энергетической эффективности (далее – Программа) разработана в соответствии с Федеральным законом от 23 ноября 2009 г. № 261-ФЗ «Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» (далее – Закон № 261-ФЗ) с учетом требований Приказа Министерства энергетики РФ от 30 июня 2014 г. № 398 "Об утверждении требований к форме программ в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций с участием государства и муниципального образования, организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности, и отчетности о ходе их реализации".

Программа содержит взаимоувязанный по срокам и финансовым ресурсам перечень мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности, направленный на обеспечение рационального использования энергетических ресурсов

### **Общие сведения.**

С 1950 года на территории Щекинского района Тульской области действует в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии электростанция Ордена Трудового Красного знамени - ООО «Щекинская ГРЭС», которая является градообразующей на территории города Советска Щекинского района.

Предприятие занимается выработкой электрической и тепловой энергии, а также транспортировкой тепловой энергии до потребителей.

В настоящее время установленная и располагаемая мощность ООО «Щекинская ГРЭС» 400 МВт, при следующем составе оборудования:

Блочная часть – из двух энергоблоков 200 МВт, каждый из которых состоит: из котла ПК- 33-1 (ст.№16,17) производительностью 640 т/ч с параметрами пара 14 МПа, 545°С/545°С и турбоагрегатов типа К-200-130 (ст.№ 11,12) на параметры пара 13 МПа, 540°С/ 540°С и два прямоточных котла (ст.№14,15) типа 67 – СП, производительностью 230 т/ч каждый, с параметрами пара 10 МПа, 510°С.

На котлах ст. №14,15 проведена реконструкция для работы на сниженных параметрах с производительностью 30 - 120 т/ч при давлении пара 4 МПа, и температуре 385°С.

В настоящее время после вывода из эксплуатации 2-й очереди – тепловая схема блочная.

Пусковая схема энергоблоков 200 МВт – однобайпасная. Для пуска станции с нуля и обеспечения теплом города Советск при останове блоков 200МВт используются котлоагрегаты ст.№№14 и 15 2-й очереди ГРЭС.

Система циркуляционного водоснабжения: оборотная с прудом – охладителем. Забор воды для технических нужд ГРЭС осуществляется береговыми насосными станциями из специально сооружённого водохранилища на базе р. Упа. Поверхностная вода из водохранилища используется для восполнения безвозвратных потерь в системе техводоснабжения, включая охлаждение конденсаторов, для водоснабжения Первомайской ТЭЦ, фабрики SCA, а также для горячего водоснабжения и восполнения потерь в системе теплоснабжения г. Советск.



Отработанная вода после охлаждения конденсаторов отводится закрытыми водоотводящими каналами №№1 и 2, которые переходят в открытый канал, впадающий в верхнюю часть пруда-охладителя.

Тепловая сеть выполнена с открытым водоразбором, работает по температурному графику 95/70 °С. Расчётная температура наружного воздуха для систем отопления – -27°С.

Основными потребителями тепла являются:

- жилые дома и объекты соцкультбыта г. Советск, подключённые к бойлерной №1 (отопление и горячее водоснабжение);
- объекты промплощадки ГРЭС, включая бытовой корпус, помещения завода КВО и Т, подключённые к бойлерной №2 (отопление, вентиляция и горячее водоснабжение);
- фабрика SCA пар 22 кгс/см<sup>2</sup> от отборов и от котлов.

Исходной водой для подпитки теплосети является вода, забираемая из водохранилища, откуда запитано и техническое водоснабжение ГРЭС.

### **Цель Программы.**

Основной целью Программы является - **повышение качества и надежности предоставления услуг потребителям и экономия энергетических ресурсов.**

### **Задачи Программы.**

Для достижения поставленных целей в ходе реализации Программы необходимо решить следующие задачи:

1. Реконструкция уплотнений проточной части турбины типа К-200-130 ст №12.
2. Реконструкция турбины типа К-200-130 ст №11.

### **Сроки и этапы реализации Программы.**

Программа рассчитывается, на период 2018-2022 гг..

### **Ресурсное обеспечение Программы.**

Общий объем финансирования Программы составляет 903,326 млн. руб. без НДС.

### **Описание планируемых мероприятий.**

#### **Мероприятие 1.**

#### **«Реконструкция уплотнений проточной части турбины типа К-200-130 ст №12».**

##### **1. Описание.**

**Турбина К-200-130-1 ст.№12** – номинальной мощностью 200 МВт изготовления Ленинградского металлического завода, была введена в эксплуатацию в 1965 году. После

замены в 2002 году цилиндра высокого давления с парораспределением и частичной замены цилиндра среднего давления (ротор низкого давления был заменён ранее) заводская маркировка данной турбины изменена – К-215-130-1, хотя внесения каких-либо существенных конструктивных изменений в проточную часть турбины и парораспределение заводом не предусматривалось.

Перемаркировка же турбины в установленном в Минтопэнерго порядке станцией не проводилась.

Турбина К-215-130-1 – конденсационная, одновальная, трёхцилиндровая без регулируемых отборов пара номинальной мощностью 215 МВт предназначена для непосредственного привода генератора переменного тока типа ТВВ-220-2ЕУЗ мощностью 220 МВт.

Номинальные параметры пара перед турбиной -	$P_0=130\text{кгс/см}^2$ $T_0=540^0\text{C}$
Расход свежего пара на турбину: -номинальный -	623т/ч
-максимальный –	670т/ч
Номинальные параметры пара перед ЦСД -	$P'_{\text{цсд}}=21,4\text{кгс/см}^2$ $T'_{\text{цсд}}=540^0\text{C}$
Расчётное значение вакуума в конденсаторе -	$0,035\text{кгс/см}^2$
Расчётная температура охлаждающей воды -	$12^0\text{C}$
Расчётный расход охлаждающей воды -	$25000\text{м}^3/\text{ч}$ .
Максимальная пропускная способность проточной части -	670т/ч

Однако номинальная мощность турбины 215 МВт по техническим условиям завода обеспечивается при номинальных начальных параметрах, параметрах пара перед ЦСД, вакууме  $0,04\text{кгс/см}^2$ , полностью включённой регенерации и только при полном отсутствии дополнительных отборов пара сверх нужд регенерации, что для Щёкинской ГРЭС не является реальным эксплуатационном режимом, особенно в период зимнего максимума нагрузок.

При наличии дополнительного отбора пара мощность турбины соответственно снижается и при разрешённом дополнительном отборе 80т/ч пара из 2-го отбора турбины мощность турбины ограничивается заводом величиной 200МВт, что делает проведение перемаркировки данной турбины неактуальной.

Из-за неудовлетворительного состояния уплотнений проточной части удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии увеличен на 15 г/кВтч.

Для доведения эксплуатационных показателей до нормативных значений необходимо выполнить реконструкцию уплотнений проточной части турбины.

- 1.1. Закупка оборудования и материалов;
- 1.2. Монтажные работы;

## 2. Срок реализации.

Срок начала 2018 г.  
Срок окончания 2018 г.

## 3. Затратная часть.

Затратная часть рассчитана согласно смет и предложений поставщиков и пересчитана согласно индексов-дефляторов инфляции, разработанных Минэкономразвития РФ составляет  $S_{\text{рек}}=19,803$  млн. руб. (без НДС), из них материалы и оборудование 7,728 млн. руб., СМР – 12,075 млн. руб.

## 4. Экономическая эффективность.

Предполагаемая годовая экономия топлива за счет доведения показателей работы турбины ст. №12 до нормативных составит:

$$\Delta B = \Delta \epsilon_{\text{от}}^{\text{бл}} \times \Delta b_3^{\text{бл}} \times 10^{-3} = 111600 \times 15 \times 10^{-3} = 1674 \text{ туг.}$$



Где:

$\Delta b_{от}^{бл} = n \times N = 111600$  тыс.кВт.ч (отпуск эл.эн. при факте работы блока в 2016 году);

$\Delta b_{э}^{бл} = 15$  г/кВт.ч. (ожидаемое улучшение удельного расхода на отпуск электроэнергии);

$n = 697,5$  час (время работы турбоагрегата ст.№12 в год);

$N = 160$  тыс.кВт.ч заданная средняя нагрузка.

Экономический эффект от экономии топлива составит:

$S_{топ} = \Delta b \times Ц_{тут} = 1674 \times 4368,72 \times 10^{-6} = 7,313$  млн. руб.

Где:

$Ц_{тут} = 4368,72$  руб/тут. (цена 1 тут условного топлива в 2016 году, без НДС)

#### **6.Срок окупаемости составит.**

$\tau_{окуп} = S_{рек} / S_{топ} = 20,001 / 7,313 = 2,73$  года.

### **Мероприятие 2.**

#### **«Реконструкция турбины типа К-200-130 ст №11».**

##### **1. Описание.**

**Турбина К-200-130-1 ст.№11** – номинальной мощностью 200 МВт изготовления Ленинградского металлического завода, введена в эксплуатацию в 1964 году.

Турбина спроектирована и рассчитана для работы при температуре острого пара и пара после промежуточного перегрева  $565^{\circ}\text{C}$ . Однако по условиям надёжности выходных коллекторов котла, главных паропроводов и элементов паровпуска турбины в соответствии с «Эксплуатационным циркуляром №Т-4/71» в 1971 году переведена на работу с температурой острого пара и пара промперегрева  $540^{\circ}\text{C}$ .

Турбина К-200-130-1 – конденсационная, одновальная, трёхцилиндровая без регулируемых отборов пара, предназначена для непосредственного привода генератора переменного тока типа ТВВ-220-2ЕУЗ мощностью 220 МВт.

Номинальные параметры пара перед турбиной -	$P_0 = 130 \text{ кгс/см}^2$ $T_0 = 540^{\circ}\text{C}$
Расход свежего пара на турбину: -номинальный -	623т/ч
-максимальный –	645т/ч
Номинальные параметры пара перед ЦСД -	$P'_{исд} = 21,4 \text{ кгс/см}^2$ $T'_{исд} = 540^{\circ}\text{C}$
Расчётное значение вакуума в конденсаторе -	$0,035 \text{ кгс/см}^2$
Расчётная температура охлаждающей воды -	$10^{\circ}\text{C}$
Расчётный расход охлаждающей воды -	$25000 \text{ м}^3/\text{ч}$ .

Согласно заключения экспертизы промышленной безопасности №4-108-ИЦ-09 проведенной ОАО «Технотест – Энерго» рег. № 11-ТУ-16951-2009 требуется замена ряда элементов проточной части.

Согласно рекомендаций завода изготовителя предлагается провести реновацию турбины, а именно:

- монтаж нового цилиндра высокого давления в сборе с ротором, полумуфтами, обоймами, диафрагмами, сопловым аппаратом, передними и задними концевыми уплотнениями и др. (переход на реактивное облопачивание);
- монтаж новой передней части цилиндра среднего давления в сборе с ротором, полумуфтами, обоймами, диафрагмами, направляющим аппаратом, передними и задними концевыми уплотнениями и др.;
- монтаж новых узлов регулирования и парораспределения;
- поставка оборудования и материалов;
- пусконаладочные работы (шеф монтаж).

После проведения реновации согласно информационного письма завода КПД турбины увеличится на 6% и мощность на 16 МВт.



## 2. Срок реализации.

Срок начала 2018 г.

Срок окончания 2022 г.

## 3. Затратная часть.

Затратная часть проекта рассчитана согласно смет и предложений поставщиков и пересчитана согласно индексов-дефляторов инфляции, разработанных Минэкономразвития РФ составляет  $S_{рек} = 883,523$  млн. руб. (без НДС), из них материалы и оборудование 716,007 млн. руб., СМР – 167,516 млн. руб.

## 4. Экономическая эффективность.

- предполагаемая годовая экономия топлива за счет доведения показателей работы турбины ст. №11 до нормативных составит:

$$\Delta B = \Delta_{от}^{бл} \times \Delta b_{э}^{бл} \times 10^{-3} = 1320960 \times 25 \times 10^{-3} = 33024 \text{ тут.}$$

Где:

$\Delta_{от}^{бл} = n \times N = 1320960$  тыс.кВтч (ожидаемый отпуск эл.эн.);

$\Delta b_{э}^{бл} = 25$  г/кВтч. (ожидаемое улучшение удельного расхода на отпуск электроэнергии от улучшения КПД на 6%);

$n$  – 8256 час (время работы турбоагрегата ст.№11 в год);

$N$ - 160 тыс.кВтч заданная средняя нагрузка.

- экономический эффект от экономии топлива составит:

$$S_{топ} = \Delta B \times C_{тут} = 33024 \times 5010,8 \times 10^{-6} = 165,477 \text{ млн. руб.}$$

Где:

$C_{тут} = 5010,8$  руб/тут. (цена 1 тут в 2021 (без НДС) условного топлива рассчитана согласно цен на продукцию компаний инфраструктурного сектора на период до 2030 года, разработанных Минэкономразвития РФ);

- дополнительная выручка от продажи 16 МВт электроэнергии и мощности составит:

-по электроэнергии

$$S_{э/э} = (\Delta_{от}^{бл} \times C_{орэм} - \Delta_{от}^{бл} \times C_{тут} \times v_{отп} \times 10^{-3}) \times 10^{-6} = (132096 \times 1865 - 132096 \times 5010,8 \times 315 \times 10^{-3}) \times 10^{-6} = 37,858 \text{ млн.руб.}$$

Где:

$\Delta_{от}^{бл} = n \times N = 132096$  тыс.кВтч (ожидаемый дополнительный отпуск эл.эн.);

$n$  – 8256 час (время работы турбоагрегата ст.№11 в год);

$N$ - 16 тыс.кВт.ч увеличение нагрузки;

$C_{орэм} = 1865$  руб./ тыс.кВтч (цена электроэнергии рассчитана согласно цен на продукцию компаний инфраструктурного сектора на период до 2030 года, разработанных Минэкономразвития РФ);

$C_{тут} = 5010,8$  руб/тут. (цена 1 тонны условного топлива в 2021 (без НДС) рассчитана согласно цен на продукцию компаний инфраструктурного сектора на период до 2030 года, разработанных Минэкономразвития РФ);

$v_{отп} = 315$  г.у.т./кВт.ч (удельный расход условного топлива после реконструкции).

-по электрической мощности

$$S_{э/м} = \Delta_{отмош}^{бл} \times C_{мош} = 192 \times 0,11045 = 21,206 \text{ млн. руб.}$$

Где:

$\Delta_{отмош}^{бл} = 16 \times 12 = 192$  МВт/год - дополнительный отпуск мощности;

$C_{мош} = 0,11045$  млн.руб./МВт (по результатам КОМ 2019 года).

$$S_{эк} = S_{топ} + S_{э/э} + S_{э/м} = 165,477 + 37,858 + 21,206 = 224,541 \text{ млн.руб.}$$

## 6.Срок окупаемости составит.

$$\tau_{окуп} = S_{рек} / S_{эк} = 879,815 / 224,541 = 3,92 \text{ года}$$

## **Система управления реализацией Программы.**

Текущее управление реализацией Программы осуществляет ООО «Щекинская ГРЭС»

## **Контроль за выполнением Программы.**

Контроль за выполнением программы осуществляется лицом, назначенным приказом по организации.

По результатам реализации мероприятий ежегодно заполняются значения целевых показателей, подлежащих ежегодному контролю

По результатам проведения энергетических обследований с оформлением энергетических паспортов и разработкой конкретных мероприятий в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности данные по целевым показателям и эффективности планируемых мероприятий подлежат корректировке путем утверждения дополнений к настоящей программе.

Планируемые и фактически достигнутые в ходе реализации программы значения целевых показателей в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности рассчитываются для каждого года на протяжении всего срока реализации программы.

Приложение № 1  
к требованиям к форме программы в области  
энергосбережения и повышения энергетической  
эффективности для организаций, осуществляющих  
регулируемые виды деятельности, и отчетности  
о ходе ее реализации



Руководитель организации  
Генеральный директор

(должность)

Карпунин А.В.

(Ф.И.О.)

03

20 17 г.

ПАСПОРТ

ПРОГРАММА

ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ И ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ

ООО "Щекинская ГРЭС"

(наименование организации)

на 2018 - 2022 годы



Основание для разработки программы		Федеральный закон от 23.11.2009 № 261-ФЗ "Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации"									
Почтовый адрес		301205, Тульская область, Щекинский район, г. Советск ул. Энергетиков 1 Г.									
Ответственный за формирование программы (Ф.И.О., контактный телефон, e-mail)		Начальник ПТО ООО «Щекинская ГРЭС» Байбаков Александр Юрьевич, тел. : 8-48751-74522, BaybakovAYu@s-gres.ru									
Даты начала и окончания действия программы		2018- 2022 годы									
Год	Затраты на реализацию программы, млн. руб. без НДС		Доля затрат в инвестиционной программе, направленная на реализацию мероприятий программы энергосбережения и повышения энергетической эффективности	Топливо-энергетические ресурсы (ТЭР)							
	всего	в т.ч. капитальные		При осуществлении регулируемого вида деятельности				При осуществлении прочей деятельности, в т.ч. хозяйственные нужды			
				Суммарные затраты ТЭР		Экономия ТЭР в результате реализации программы		Суммарные затраты ТЭР		Экономия ТЭР в результате реализации программы	
				т у.т. без учета воды	млн. руб. без НДС с учетом воды	т у.т. без учета воды	млн. руб. без НДС с учетом воды	т у.т. без учета воды	млн. руб. без НДС с учетом воды	т у.т. без учета воды	млн. руб. без НДС с учетом воды
2017	-	-	-	148260	647.710	-	-	-	-	-	-
2018	225.300	225.300	88.10%	528101	2636.836	-	-	-	-	-	-
2019	170.974	170.974	85.20%	526427	2528.478	1674.000	8.358	-	-	-	-
2020	222.266	222.266	100%	526427	2528.478	1674.000	8.358	-	-	-	-
2021	92.463	92.463	43%	526427	2528.478	1674.000	8.358	-	-	-	-
2022	192.323	192.323	89%	526427	2528.478	1674.000	8.358	-	-	-	-
ВСЕГО	903.326	903.326	81,5%	2782069	13398.458	6696.000	33.432	-	-	-	-

\* Базовый год - предшествующий год году начала действия программы энергосбережения и повышения энергетической эффективности.

**СОГЛАСОВАНО**

**на обороте документа:**

---

(должность)

---

(Ф.И.О.)

---

(должность)

---

(Ф.И.О.)

---

(должность)

---

(Ф.И.О.)



Приложение № 2  
к требованиям к форме программы в области  
энергосбережения и повышения энергетической  
эффективности для организаций, осуществляющих  
регулируемые виды деятельности, и отчетности  
о ходе ее реализации

### ЦЕЛЕВЫЕ И ПРОЧИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПРОГРАММЫ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ И ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ

№ п/п	Целевые и прочие показатели	Ед. изм.	Средние показатели по отрасли	Лучшие мировые показатели по отрасли	(базовый год)* 2017г.	Плановые значения целевых показателей по годам				
						2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Целевые показатели									
1.1	Удельный расход условного топлива на выработку электрической энергии	т.у.т./тыс . МВт.ч		220	389,6	389.6	382.5	382.5	382.5	382.5
1.2	Экономия природного газа в натуральном и стоимостном выражении	н.м3 млн.руб					1483 8.358	1483 8.358	1483 8.358	1483 8.358
2	Прочие показатели									
2.1	Доля объемов электрической энергии, расчеты за которую осуществляются с использованием приборов учета	%			100	100	100	100	100	100
2.2.	Доля объемов природного газа, расчеты за который осуществляются с использованием приборов	%			100	100	100	100	100	100

\* Базовый год - предшествующий год году начала действия программы энергосбережения и повышения энергетической эффективности.

**ПЕРЕЧЕНЬ  
МЕРОПРИЯТИЙ, ОСНОВНОЙ ЦЕЛЬЮ КОТОРЫХ ЯВЛЯЕТСЯ  
ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ И ПОВЫШЕНИЕ  
ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ  
ООО «ЩЕКИНСКАЯ ГРЭС»**

в п	Наименование мероприятия	Плановые численные значения экономии в обозначенной размерности с разбивкой по годам действия программы																	Показатели экономической эффективности			Срок амортизации, лет	Затраты (план), млн. руб. (без НДС), с разбивкой по годам действия программы					Статья затрат	Источник финансирования							
		Объемы выполнения (план) с разбивкой по годам действия программы						ед. измерения	всего по годам экономии в указанной размерности	2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.				2022 г.			дисконтированный срок окупаемости, лет	ВНД, %			ЧДД, млн. руб.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	
		ед. измерения	всего	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.			2022 г.	численное значение экономии в указанной размерности	численное значение экономии, т.у.т.	численное значение экономии, млн. руб.	численное значение экономии в указанной размерности	численное значение экономии, т.у.т.	численное значение экономии, млн. руб.	численное значение экономии в указанной размерности	численное значение экономии, т.у.т.	численное значение экономии, млн. руб.	численное значение экономии в указанной размерности	численное значение экономии, т.у.т.		численное значение экономии, млн. руб.													
																								2018 г.	2019 г.											2020 г.
2		3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37
	Реконструкция уплотнений проточной части турбины типа К-200-130 ст №12	%	100	100	-	-	-	-	т.у.т	5022	-	-	-	-	1674	8,36	-	1674	8,36	-	1674	8,36	-	1674	8,36	-	-	-	-	19,81	-	-	-	-	-	-
	Реконструкция турбины типа К-200-130 ст №11	%	100	23	19	25	11	22	т.у.т	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	205,49	170,97	222,26	92,46	192,32	-	-	