РОССИЙСКОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО ЭНЕРГЕТИКИ
И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ "ЕЭС РОССИИ"

ТИПОВАЯ ПРОГРАММА ПРОВЕДЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ОБСЛЕДОВАНИЙ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

РД 153-34.2-09.165-00

СЛУЖБА ПЕРЕДОВОГО ОПЫТА ОРГРЭС

Москва 2000

gost.e-ecolog.ru

Разработано Открытым акционерным обществом "Фирма по наладке, совершенствованию технологии и эксплуатации электростанций и сетей ОРГРЭС"

Исполнитель *Г.С. КИСЕЛЕВ*

Утверждено Департаментом стратегии развития и научно-технической политики РАО "ЕЭС России" 04.05.2000 г.

Начальник *Ю.Н. КУЧЕРОВ*

Согласовано с Департаментом государственного энергетического надзора и энергосбережения Министерства топлива и энергетики Российской Федерации 22.04.2000 г.

Начальник *Б.П. ВАРНАВСКИЙ*

© СПО ОРГРЭС, 2000

УДК 621.311

ТИПОВАЯ ПРОГРАММА ПРОВЕДЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ОБСЛЕДОВАНИЙ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

РД 153-34 2-09 165-00

Введено впервые

Вводится в действие с 01.06.2000 г.

Настоящий документ устанавливает объем и последовательность энергетических обследований ГЭС, а также перечень материалов, представляемых по их окончании. Обязательность энергетического обследования обусловлена требованиями Федерального закона "Об энергосбережении".

Типовая программа обязательна для исполнения предприятиями и объединениями, входящими в РАО "ЕЭС России", имеющими в своем составе гидроэлектростанции, а также организациями, производящими энергетические обследования ГЭС.

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. Энергетические обследования проводятся в соответствии с Федеральным законом "Об энергосбережении", Постановлением Правительства Российской Федерации от 15.06.98 г. №588 и "Правилами проведения энергетических обследований организаций", утвержденных Минтопэнерго России 25.03.1998 г.

Отраслевой порядок проведения энергетических обследований энергообъектов устанавливается "Положением по проведению энергетических обследований организаций РАО "ЕЭС России" (М.: СПО ОРГРЭС, 2000).

1.2. На гидроэлектростанциях проводится несколько видов энергетических обследований:

первичное;
периодическое (повторное),
внеочередное;
локальное.

Обязательным энергетическим обследованиям подлежат гидроэлектростанции мощностью более 5 МВт.

1.3. Основной задачей энергетических обследований гидроэлектростанции является определение фактических значений показателей ее энергетической эффективности, сравнение их с нормативными значениями и установление степени эффективности использования стока воды на ГЭС, а также разработка мероприятий по повышению ее энергетической эффективности.

1.4. Первичное энергообследование выполняется на вновь вводимых в эксплуатацию, а также находящихся в эксплуатации ГЭС, не прошедших энергообследование в соответствии с указанными в п. 1.1 документами. Оно имеет своей целью составление энергетического паспорта ГЭС, энергетического баланса, а также анализ составляющих затрат энергии на ГЭС и разработку предложений по их снижению.

1 5. Периодическое обследование проводится для оценки динамики эффективности использования стока воды на ГЭС. При этом используются материалы ранее выполненных обследований, проверяется объем и полнота ранее разработанных рекомендаций, направленных на повышение энергетической эффективности работы ГЭС. По результатам обследований производится уточнение энергетического баланса и энергетического паспорта.

1.6. Внеочередное обследование должно выполняться в случае изменений условий работы ГЭС в энергосистеме, режимов работы гидроагрегатов или водноэнергетических режимов.

1.7. Локальному обследованию могут быть подвергнуты отдельный гидроагрегат в случае его модернизации или замены оборудования, потребители собственных нужд при изменении состава потребителей, схемы электроснабжения, схемы первичных соединений.

1.8. Основой для установления нормативов энергоэффективности являются нормативные энергетические характеристики гидроагрегатов и ГЭС, определяемые в соответствии с [1], а для определения фактических значений энергоэффективности должны быть использованы значения измеренных энергетических параметров гидроагрегатов и ГЭС в целом.

1.9. Энергетическое обследование должно выполняться в соответствии с рабочей программой, которая разрабатывается на основе типовой программы с учетом конкретных условий обследуемого объекта.

1.10. Результатами обследования должны быть заключение о степени эффективности использования стока воды на ГЭС и технические предложения, направленные на повышение эффективности использования ГЭС в условиях работы в конкретной энергосистеме.

2. ПОКАЗАТЕЛИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ

2.1. Энергоносителем для ГЭС является вода, используемая гидротурбинами при определенном напоре. Мощность водного потока, подведенного к гидротурбинам, определяется произведением расхода воды на напор. Из этого следует, что энергетическая ценность энергоносителя на ГЭС зависит от напора.

Показателем энергетической эффективности использования потока воды в каждый текущий момент времени является коэффициент полезного действия (КПД) η гидроустановки, определяемый отношением величины электрической мощности P на шинах генератора к величине подведенной мощности N.

2.2. При переменном суточном графике нагрузки ГЭС в качестве среднеинтервального за промежуток времени T (например, среднесуточного) значения показателя энергетической эффективности может быть принято среднеинтервальное значение КПД $\bar{\eta}$.

$$\bar{\eta} = \frac{Э}{9{,}81\sum_{i=1}^{n} Q_i H_i \Delta t}, \qquad (1)$$

где Э — выработка электроэнергии за период времени T;

Q_i, H_i — текущие значения расхода воды и напора ГЭС за отрезок времени Δt ($\Delta t = T / n$).

2.3. Энергоэффективность производства электроэнергии для внешнего потребления определяется выражением (1), где Э — количество электроэнергии, отпущенной с шин станции за расчетный промежуток времени T.

2.4. В силу присущей данному виду оборудования зависимости КПД гидротурбины от мощности или расхода воды абсолютное значение КПД не может характеризовать энергетическую эффективность использования конкретной гидроустановки в конкретных условиях ее работы. Необходимо сравнивать фактическое значение КПД с его нормативным значением.

2.5. Нормативные среднеинтервальные значения КПД определяются по нормативным энергетическим характеристикам, разработка которых для каждой ГЭС регламентирована разд. 1.4 ПТЭ, а методика разработки устанавливается [1].

2.6. Среднее за расчетный период (смена, сутки, неделя и т.д.) значение нормативного КПД гидроагрегата (ГЭС) определяется выражением

$$\bar{\eta}_н = \frac{\sum_{i=1}^{n} P_i}{\sum_{i=1}^{n} P_i / \eta_i}, \qquad (2)$$

где P_i и η_i — значения мощности и КПД на нормативных энергетических характеристиках.

Значения мощности P_i определяются по графику нагрузки, разбитому на n равных промежутков времени.

2.7. В качестве показателя энергетической эффективности принимается величина:

$$\Delta\eta^* = \frac{\bar{\eta} - \bar{\eta}_н}{\bar{\eta}_н} \cdot 100\% . \qquad (3)$$

3. АНАЛИЗ СОСТАВА ОБОРУДОВАНИЯ, УСЛОВИЙ И РЕЖИМОВ РАБОТЫ ГЭС

3.1. По составу оборудования должны быть собраны следующие сведения:

основные технические данные по основному оборудованию (гидротурбины, гидрогенераторы, силовые трансформаторы);

схема водоподводящих и отводящих сооружений;

состав основных внешних водопотребителей в верхнем и нижнем бьефах, а также для производственно-бытовых нужд ГЭС;

состав потребителей электроэнергии на собственные нужды и схема их электропитания;

схема первичных соединений.

3.2. При анализе состояния оборудования должны быть выяснены следующие вопросы:

техническое состояние водоподводящих сооружений, гидротурбинных водоводов и отводящих сооружений в отношении минимизации потерь напора;

периодичность капитального ремонта гидроагрегатов, наличие инструментальных оценок качества его производства, оценка состояния проточной части гидротурбин;

наличие контроля комбинаторной зависимости поворотно-лопастных гидротурбин и техническое состояние схемы регулирования комбинаторной связи по напору;

наличие ограничений минимальной и максимальной мощности гидроагрегатов и техническое состояние устройств ограничения мощности;

техническое состояние вспомогательного оборудования.

3.3. Следует проанализировать суточные графики нагрузки ГЭС для различных сезонов года, режимы регулирования активной и реактивной мощности, наличие и продолжительность работы генераторов в режиме СК, размещение на ГЭС вращающегося резерва и его величину. Должно быть установлено наличие и техническое состояние устройств автоматического регулирования активной и реактивной мощности, участие ГЭС в первичном и вторичном регулировании частоты. Следует также определить среднесуточное число пускоостановочных операций.

3.4. Необходимо проанализировать водно-энергетические режимы, сезонные, недельные и суточные колебания уровней верхнего и нижнего бьефов, напора ГЭС, а также влияние регулирования нагрузки на экономичность работы гидротурбинного оборудования.

4. ОЦЕНКА СОСТОЯНИЯ ТЕХНИЧЕСКОГО УЧЕТА И ОТЧЕТНОСТИ

4.1. Проверить наличие парка приборов в соответствии с [2] Следует указать в отчете тип и класс точности измерительных приборов, используемых для измерения напора, расхода воды, мощности генераторов, выработки и потребления электроэнергии на каждом генераторе, потребления на собственные нужды и отпускаемой с шин станции электроэнергии. Проверить соответствие действующей на ГЭС системы учета электроэнергии требованиям нормативно-технических документов.

4.2. Проверить состояние отчетной документации о работе ГЭС.

4.3 Проверить наличие нормативных характеристик гидроагрегатов и ГЭС, их подтверждение данными натурных испытаний, обоснованность принятых при расчете поправочных коэффициентов, оценить влияние различных факторов на их стабильность во времени. Проверить наличие и обо-

снованность норм потребления воды и электроэнергии на собственные нужды.

4.4. Проанализировать систему учета стока воды на ГЭС. При использовании турбинных расходомеров проверить наличие их метрологической аттестации или точность измерений натурными испытаниями.

При отсутствии расходомеров следует проанализировать возможность косвенного измерения расхода воды через гидротурбины по расходно-мощностным характеристикам.

5. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ

5.1. Фактические значения показателей эффективности использования стока воды на ГЭС определяются по результатам измерений. При подготовке к производству измерений должны быть намечены характерные дни недели, продолжительность и цикличность измерений энергетических параметров, подготовлены и подключены необходимые измерительные и регистрирующие приборы, намечены посты наблюдений и назначены лица, ответственные за измерения.

5.2. Цикличность производства измерений зависит от режима работы ГЭС.

При работе ГЭС в базисе или в полупиковой части графика нагрузки, но без возложения на ГЭС функций регулирующей электростанции цикличность измерений может составлять 20 – 30 мин. При этом рекомендуется дополнительно регистрировать моменты изменения нагрузки ГЭС и мощность генераторов до и после изменения.

На регулирующих ГЭС измерения следует производить с цикличностью не более 5 – 10 мин. В связи с большим объемом измерений следует применять преимущественно автоматическую регистрацию параметров.

5.3. Для вычислений фактических среднеинтервальных значений КПД используется выражение (1). При этом дол-

жен быть определен КПД как для каждого гидроагрегата, так и для ГЭС в целом для произведенной и отпущенной электроэнергии. Расход воды Q_i при отсутствии расходомеров вычисляется по расходно-мощностной характеристике по измеренным значениям P_i и H_i. При вычислении КПД ГЭС по производству электроэнергии в расчете принимается значение электроэнергии, равное сумме измеренных значений на шинах всех генераторов, а при вычислении КПД ГЭС по отпуску электроэнергии — значение электроэнергии, измеренной на шинах ГЭС.

5.4. Для вычислений нормативных значений КПД используется выражение (2), в котором в качестве η_i принимается значение КПД по нормативным энергетическим характеристикам. При равномерном распределении нагрузки между агрегатами допустимо использовать средние для агрегатов значения мощности P_i.

5.5. Сопоставление фактических и нормативных значений показателей энергетической эффективности должно производиться для показателей, вычисленных для равных периодов времени и для одинаковых режимов работы ГЭС. При наличии каких-либо различий в режимах работы ГЭС, влияющих на ее эффективность, следует скорректировать значения нормативных показателей введением поправочных коэффициентов аналогично тому, как это предусмотрено для удельных расходов воды [1]. Результатом сопоставления должно быть вычисление величины $\Delta \eta^*$ в соответствии с выражением (3).

6. СОСТАВЛЕНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО БАЛАНСА

6.1. По результатам инструментальных измерений, выполненных при энергетическом обследовании, следует составить энергетический баланс по ГЭС в целом.

6.2. В приходной части баланса ГЭС отражается подведенная энергия в створе водоприемников гидроагрегатов для приплотинных ГЭС и в створе водоприемника головного узла

для деривационных ГЭС. В расходной части баланса должны быть указаны все потери энергии и отпуск энергии внешним потребителям

6.3. В числе потерь должны быть отражены следующие: потери в водоподводящих сооружениях (деривационные каналы и трубопроводы, турбинные водоводы, сороудерживающие решетки), потери в гидроагрегате при оптимальном режиме, режимные потери, вызванные отклонением фактического режима от оптимального, потери энергии, связанные с работой агрегатов в режиме СК, потери в трансформаторах, потребление на собственные нужды.

6.4. Численные значения энергии должны быть указаны в абсолютных (кВт·ч) и относительных единицах.

7. РАЗРАБОТКА МЕРОПРИЯТИЙ ПО ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЮ

Положительная величина $\Delta\eta^*$ свидетельствует о том, что фактическая эффективность работы ГЭС выше нормативного значения и, следовательно, не требуется разрабатывать мероприятия по энергосбережению.

При отрицательной величине $\Delta\eta^*$ следует выявить причины снижения эффективности по сравнению с нормативной. Среди возможных причин могут быть следующие.

снижение КПД гидротурбины в результате износа проточной части;

отклонение фактической комбинаторной зависимости поворотно-лопастной гидротурбины от оптимальной;

повышенные потери напора на сороудерживающих решетках или в водоподводящем тракте;

повышенный подпор в нижнем бьефе;

повышенное потребление электроэнергии при работе гидроагрегата в режиме синхронного компенсатора;

снижение средней нагрузки гидроагрегатов в результате размещения на ГЭС вращающегося резерва, превышающего принятое при расчете значение нормативов,

нерациональное распределение нагрузки между гидроагрегатами,

повышенное потребление электроэнергии на собственные нужды.

Для подтверждения некоторых из вышеуказанных причин необходимо выполнить специальные испытания, что должно быть отмечено в заключении.

При снижении эффективности работы ГЭС из-за невыгодного для нее режима работы необходимо оценить возникающие при этом потери, а также проанализировать возможности совершенствования ее режима работы в пределах предъявляемых энергосистемой требований.

После выявления причин снижения энергоэффективности следует разработать предложения по их устранению, которые должны содержать конкретные технические и организационные мероприятия с оценкой их технико-экономической эффективности.

8. ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБСЛЕДОВАНИЯ

По завершении энергетического обследования организация-энергоаудитор оформляет следующую документацию:

отчет о проведении энергетического обследования;

энергетический баланс;

энергетический паспорт.

В отчете должны быть отражены:

1. Цели, задачи и вид обследования (первичное, периодическое, внеочередное, локальное).

2. Согласованная с руководством ГЭС программа проведения обследования.

3. Краткая характеристика основного и вспомогательного оборудования, режимные особенности работы ГЭС.

4. Оценка состояния технического учета, отчетности, объема выполненных энергетических испытаний, нормирования энергетических характеристик.

для деривационных ГЭС В расходной части баланса должны быть указаны все потери энергии и отпуск энергии внешним потребителям.

6.3. В числе потерь должны быть отражены следующие. потери в водоподводящих сооружениях (деривационные каналы и трубопроводы, турбинные водоводы, сороудерживающие решетки), потери в гидроагрегате при оптимальном режиме, режимные потери, вызванные отклонением фактического режима от оптимального, потери энергии, связанные с работой агрегатов в режиме СК, потери в трансформаторах, потребление на собственные нужды.

6.4. Численные значения энергии должны быть указаны в абсолютных (кВт·ч) и относительных единицах.

7. РАЗРАБОТКА МЕРОПРИЯТИЙ ПО ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЮ

Положительная величина $\Delta\eta^*$ свидетельствует о том, что фактическая эффективность работы ГЭС выше нормативного значения и, следовательно, не требуется разрабатывать мероприятия по энергосбережению.

При отрицательной величине $\Delta\eta^*$ следует выявить причины снижения эффективности по сравнению с нормативной. Среди возможных причин могут быть следующие:

снижение КПД гидротурбины в результате износа проточной части;

отклонение фактической комбинаторной зависимости поворотно-лопастной гидротурбины от оптимальной;

повышенные потери напора на сороудерживающих решетках или в водоподводящем тракте;

повышенный подпор в нижнем бьефе;

повышенное потребление электроэнергии при работе гидроагрегата в режиме синхронного компенсатора;

снижение средней нагрузки гидроагрегатов в результате размещения на ГЭС вращающегося резерва, превышающего принятое при расчете значение нормативов,

нерациональное распределение нагрузки между гидроагрегатами;

повышенное потребление электроэнергии на собственные нужды.

Для подтверждения некоторых из вышеуказанных причин необходимо выполнить специальные испытания, что должно быть отмечено в заключении.

При снижении эффективности работы ГЭС из-за невыгодного для нее режима работы необходимо оценить возникающие при этом потери, а также проанализировать возможности совершенствования ее режима работы в пределах предъявляемых энергосистемой требований.

После выявления причин снижения энергоэффективности следует разработать предложения по их устранению, которые должны содержать конкретные технические и организационные мероприятия с оценкой их технико-экономической эффективности.

8. ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБСЛЕДОВАНИЯ

По завершении энергетического обследования организация-энергоаудитор оформляет следующую документацию:

отчет о проведении энергетического обследования;

энергетический баланс;

энергетический паспорт.

В отчете должны быть отражены:

1. Цели, задачи и вид обследования (первичное, периодическое, внеочередное, локальное).

2. Согласованная с руководством ГЭС программа проведения обследования.

3. Краткая характеристика основного и вспомогательного оборудования, режимные особенности работы ГЭС.

4. Оценка состояния технического учета, отчетности, объема выполненных энергетических испытаний, нормирования энергетических характеристик.

5. Результаты оценки энергетической эффективности работы ГЭС.

6. Выводы и рекомендации по организационным и техническим решениям по повышению энергоэффективности работы ГЭС.

Энергетический баланс составляется по результатам каждого обследования.

Энергетический паспорт составляется при первичном энергообследовании и уточняется при других видах обследований Форма паспорта приведена в приложении.

Приложение

Утверждаю.

_____

"____"_____2000 г.

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Составлен на основании результатов энергетического обследования _____ 2000 г.

дата

Директор ГЭС _____

Директор организации,
проводившей энергетические
обследования _____
Лицензия № _____
Кем выдана _____
Дата выдачи _____

1. _____

полное название предприятия и его адрес

_____

_____

_____

2. _____

вид собственности

_____

_____

_____

3. _____

наименование вышестоящей головной организации

_____

_____

_____

_____

4. _____

ф и о руководителя

_____

_____

_____

Тел. _____

5 _____

ф и о главного инженера

_____

_____

_____

Тел _____

6. _____

банковские реквизиты

_____

_____

_____

_____

7 _____

код электронной почты

1. Характеристика предприятия

1.1. Год ввода в эксплуатацию первого гидроагрегата _____

1 2 Установленная мощность ГЭС _____

1.3 Число гидроагрегатов _____

1 4. Мощность гидроагрегата _____

1.5. Гидротурбинное оборудование:
Завод-изготовитель гидротурбины_____
Тип рабочего колеса _____
Номинальная мощность гидротурбины при расчетном напоре и расходе воды _____
Максимальный напор_____
Минимальный напор_____
Тип регулятора гидротурбины_____

1 6. Гидрогенераторы·
Завод-изготовитель_____
Тип гидрогенератора_____
Номинальная мощность _____ при cosφ _____
Система возбуждения_____
Тип регулятора возбуждения_____

1.7. Водохранилище:
Полезный объем _____
Цикл регулирования _____

1.8. Основные потребители электроэнергии на собственные нужды _____
_____
_____
_____

1 9. Уровень напряжения.
генераторного _____
выдачи мощности в энергосистему _____
собственных нужд _____

2. Основные технико-экономические показатели работы ГЭС за последние три года

Показатель	Единица измерения	Показатели по проекту или нормативу	Показатели по годам		
1. Среднегодовая рабочая мощность	МВт				
2 Выработка электроэнергии	млрд кВт ч				
3 Число часов использования	ч				
4 Коэффициент средней нагрузки	%				
5 Коэффициент технического использования	%				
6 Удельный расход воды	$м^3/с$				
7 Расход электроэнергии на собственные нужды	млрд кВт ч (%)				
8 КПД по каждому гидроагрегату и по ГЭС в целом.					
максимальное значение	%				
при минимальной нагрузке	%				
при максимальной нагрузке	%				
среднеинтервальное значение	%				
9 Годовой сток воды через турбины ГЭС	млрд $м^3$				
10 Сток холостого сброса	млрд $м^3$				
11 Средневзвешенное значение напора	м				

3. Баланс по электроэнергии за последние три года

Приход, расход электрической энергии, млрд кВт·ч	Годы		
1 Собственная выработка			
2 Получено из энергосистемы			
3. Отпуск в энергосистему			
4 Собственные нужды			
5 Хозяйственные нужды			
6 Производственные нужды			

4. Перечень основных мероприятий по улучшению ТЭП работы ГЭС с указанием сроков выполнения

№ п п	Наименование мероприятия	Ожидаемый экономический эффект	Срок выполнения	Необходимые финансовые ресурсы, тыс. руб

Список использованной литературы

1. Положение о нормативных энергетических характеристиках гидроагрегатов и гидроэлектростанций: РД 153-34.0-09 161-97.– М · СПО ОРГРЭС, 1999.
2. Методические указания по объему технологических измерений, сигнализации, автоматического регулирования на тепловых электростанциях: РД 34 35.101-88.– М.: СПО Союзтехэнерго, 1990.

ОГЛАВЛЕНИЕ

1. Общие положения 3

2. Показатели энергетической эффективности 5

3 Анализ состава оборудования, условий и режимов работы ГЭС 7

4. Оценка состояния технического учета и отчетности 8

5. Определение энергетической эффективности 9

6. Составление энергетического баланса 10

7 Разработка мероприятий по энергосбережению 11

8. Оформление результатов энергетического обследования 12

Приложение. Энергетический паспорт гидроэлектростанции 14

Список использованной литературы 19

Подписано к печати 17 07 2000 Формат 60 × 84 1/16
Печать ризография Усл печ л 1,3 Уч -изд л 1,3 Тираж 100 экз
Заказ № 216 Издат № 00-153

Лицензия № 040998 от 27 08 99 г

Производственная служба передового опыта эксплуатации энергопредприятий ОРГРЭС
105023, Москва, Семеновский пер , д 15

gost.e-ecolog.ru