

## ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ РАЦИОНАЛЬНОГО УПРАВЛЕНИЯ СОСТАВОМ АГРЕГАТОВ ГЭС

В.Е. Захарченко (ООО НВФ "Сенсоры. Модули. Системы")

*Поднимаются проблемы повышения КПД гидроэлектростанций, осуществляется моделирование и расчет потенциальной экономической эффективности от автоматизированной системы рационального управления составом агрегатов ГЭС. Обсуждаются достоинства и недостатки модели. Теоретические изыскания подтверждаются данными натурных расчетов.*

*Ключевые слова: КПД, ГЭС, оптимизация, рациональное управление, состав агрегатов, технико-экономическое обоснование, групповое регулирование, эффективность, потенциальные потери, моделирование.*

Технико-экономическое обоснование — это краеугольный камень в создании новой системы, и от его результата зависит внедрение системы. В этой связи даже на самых ранних этапах необходимо понимать принципы функционирования системы [1,2]. Основная идея рационального управления — обеспечить равномерное распределение износа оборудования. Во многих отраслях такого рода системы уже существуют, существуют они и в гидроэнергетике на уровне вспомогательных систем. Например, два насоса, выполняющих одну функцию, могут включаться попеременно системой, следящей за их износом, однако на гидроагрегатах задача усложняется. Во-первых, число агрегатов может быть большим (больше трех). Во-вторых, время работы агрегатов может быть также значительным: от нескольких часов до нескольких месяцев, в этой связи простой алгоритм чередования не подходит. В-третьих, задание на ГЭС (и на агрегаты соответственно) может достаточно сильно меняться в течение суток, а иногда и секунд. Кроме того, система рационального управления составом гидроагрегатов (РУСА) должна повышать КПД работы ГЭС. Есть и обратная сторона в выборе состава агрегатов — каждое изменение состава агрегатов расходует ресурс: срабатывают выключатели, изнашиваются тормозные домкраты и т.д. Таким образом система должна принимать решение об изменении состава агрегатов с учетом повышения КПД, ротации оборудования ГЭС, но и так, чтобы кратковременный эффект не приводил бы к частому изменению состава.

Задание, формируемое на каждую ГЭС, состоит из нескольких компонентов: планового и внепланового (от системного оператора), частотная, противоаварийная и др. Плановое задание учитывает водный режим работы станции, потребность основных потребителей рынка электроэнергии. Внеплановое задание используется для корректировки сформированного задания и, как и частотная, для регулирования частоты в энергосистеме. В критических ситуациях формируется задание от противоаварийной автоматики и также влияет на общее задание мощности. Управляющая система ГЭС, контролирующая исполнение задания, распределяющая его между агрегатами, называется системой группового регулирования активной мощности (ГРАМ). Она контролирует ограничения всех агрегатов, их режимы работы, и в зависимости от этого формирует задание на каждый агрегат. Од-

ной из самых распространенных функций распределения задания является равномерное распределение. В этом случае мощность распределяется поровну между всеми агрегатами не находящимися на ограничении. Таким образом, зная напор и общее задание, алгоритм распределения мощности системы ГРАМ, может точно сказать, какое задание будет сформировано для каждого конкретного агрегата. Тогда, если предположить, что пуск агрегата должен осуществляться в групповой режим, то поскольку общее задание на ГЭС не изменяется, то известно, как перераспределится задание между агрегатами в группе. С остановом агрегата аналогично. Следовательно, систему РУСА целесообразно реализовать как дополнение систем группового регулирования.

Для технико-экономического обоснования необходимо сравнить поведение системы ГРАМ с системой РУСА и без нее. В настоящее время единая методика создания управляющей системы РУСА отсутствует, а существующие экземпляры не выходят за рамки отдельных экспериментов [3]. В этой связи построим модель функционирования системы РУСА для некоторой ГЭС, выполним расчет модели на основе реальных данных, полученных с работающей ГЭС за некоторый значительный период времени, равный водному циклу ГЭС.

### Моделирование системы РУСА

В первую очередь необходимо описать информационную модель каждого агрегата ГЭС, идентичную той, что реализована в системе ГРАМ. Модель должна по данным о напоре и мощности рассчитать КПД турбины, КПД генератора, ограничения мощности по универсальной эксплуатационной характеристике и расход по расходной характеристике гидроагрегата [4].

Известны исследования, описывающие эксплуатационную характеристику как двухпараметрический полином от напора и мощности [2,5], однако на практике такое описание становится неудобным, поскольку для корректировки одной точки следует провести перерасчет и изменить коэффициенты на всем диапазоне переменных. В этой связи чаще используют упрощенные линейные или полиномиальные аппроксимирующие функции по нескольким фиксированным напорам. Для промежуточных значений напора используют также аппроксимацию от соседних точек. Такой способ более нагляден и предпочти-

телен для изменения характеристик непосредственно в режиме эксплуатации гидроагрегатов.

Следующий шаг — итеративное моделирование алгоритма распределения мощности системы ГРАМ:

- 1) делим нераспределенное задание на число агрегатов;
- 2) формируем поагрегатное задание с учетом их ограничений, зон нежелательной работы;
- 3) разницу между ограничением и заданием агрегата распределяем поровну по остальным агрегатам не на ограничения;
- 4) если все задание распределено — завершаем алгоритм. Если все агрегаты на ограничениях, задание не может быть выполнено. Если часть агрегатов на ограничениях, а остальные имеют диапазон регулирования, то возвращаемся к этапу 2.

Алгоритм работы РУСА и реализующее его математическое обеспечение подробно описаны в работе [6].

1) Копируем в модель текущее состояние агрегатов, значения их мощности, признак участия в групповом режиме регулирования ГЭС, общее задание мощности из ГРАМ.

2) Рассчитываем индивидуальные задания на гидроагрегаты по алгоритму распределения мощности ГРАМ. Они должны полностью совпадать с реальными значениями в системе ГРАМ.

3) Определяем оптимальный расход каждого агрегата при данном напоре по расходной и эксплуатационной характеристике. По эксплуатационной характеристике определяется максимальный коэффициент полезного действия турбины и соответствующее значение мощности на валу турбины. Затем по расходной характеристике определяется соответствующий этой мощности расход через турбину, именно он и называется оптимальным.

4) Оцениваем потенциальный эффект каждого агрегата. Напомним, что потенциальный эффект агрегата может быть выражен мощностью, которая могла бы быть выработана при текущем расходе, но при работе с максимальным КПД. Разница между потенциальным эффектом и текущей мощностью выражает потенциальные потери агрегата при настоящем напоре.

5) Суммарное поагрегатное значение потенциальных потерь характеризует состояние ГЭС по критерию повышения КПД ГЭС в целом. Это же значение определяет максимально достижимый эффект от оптимизации распределения мощности при текущем составе агрегатов.

6) Имитируем однократное изменение состояния каждого агрегата, также производим расчет распределения мощности по агрегатам, определяем оценки потенциального эффекта ГЭС для каждого изменения по всем агрегатам. То есть поочередно для каждого агрегата имитируем: пуск (для остановленных) и останов (для работающих).

В результате получается два (три и более, если рассматривать зоны ограниченной работы) массива

потенциальных эффектов ГЭС, где индекс элемента массива соответствует номеру гидроагрегата, моделируемое изменение состояния которого приведет к эффекту, равному значению этого элемента массива.

7) Сортируем массивы оценок, чтобы номер агрегата с большим КПД располагался в начале списка, а в конце — агрегаты в ремонте и на индивидуальном управлении.

8) Вычисляем разницу между значениями оценок реальной системы (п. 5) и значением оценки первого элемента списка (п. 7) по пуску и останову. Полученное значение означает минимально достижимый эффект при однократном изменении состава агрегатов.

9) Положительный эффект (п. 8) можно рассматривать как рекомендацию РУСА на соответствующее изменение состава агрегатов в стремлении достичь максимума (п. 5). Отрицательный эффект свидетельствует о том, что любое изменение ухудшит состояние ГЭС по основному критерию.

#### Оценка размерности времени реакции системы РУСА

Вычисления (1) — (9) могут выполняться в реальном времени, число операций можно определить по выражению  $k \cdot N \cdot (p+1)$ , где  $N$  — число агрегатов ГЭС (в ГРАМ);  $k$  — число возможных изменений состояний: пуск, останов, переход через зону нежелательной работы;  $p$  — число прогнозных точек для задания ГРАМ с учетом расчета в настоящий момент времени +1.

Таким образом, для ГЭС из шести агрегатов, одной прогнозной точки, с расчетом очередей только для пуска и останова система РУСА должна выполнить  $6 \cdot 2 \cdot (1+1) = 24$  операции алгоритма перераспределения задания мощности ГРАМ. Для ГЭС из 24 агрегатов с запрещенной зоной в рабочем диапазоне мощности —  $24 \cdot 3 \cdot (1+1) = 144$  операции. Для ГЭС из 20 ГА, где невозможно предсказать значение ГРАМ в будущем, —  $20 \cdot 2 \cdot 1 = 40$  операций.

Учитывая относительную сложность алгоритма распределения мощности, число алгоритмов с учетом необходимости моделирования и прогноза, а также время возможного изменения состояния агрегата от одной (успешный пуск) до 10 мин (неуспешный останов) можно определить размерность реального времени — минуты, несмотря на то, что задание ГРАМ может меняться 1 раз в секунду.

#### Оценка длительности рекомендаций

Кроме расчета и определения эффекта, система РУСА должна определить правильный момент времени принятия решения об изменении состояния агрегатов для сокращения числа необоснованных изменений. Иными словами, необходима предварительная оценка по времени принятия решения. Проведем исследование на основании получасовых данных некоторой ГЭС (с годовым водным циклом) за год в каждом срезе. Затем объединим все подряд идущие срезы с положительным эффектом в одну рекомендацию и оценим распределение длительности

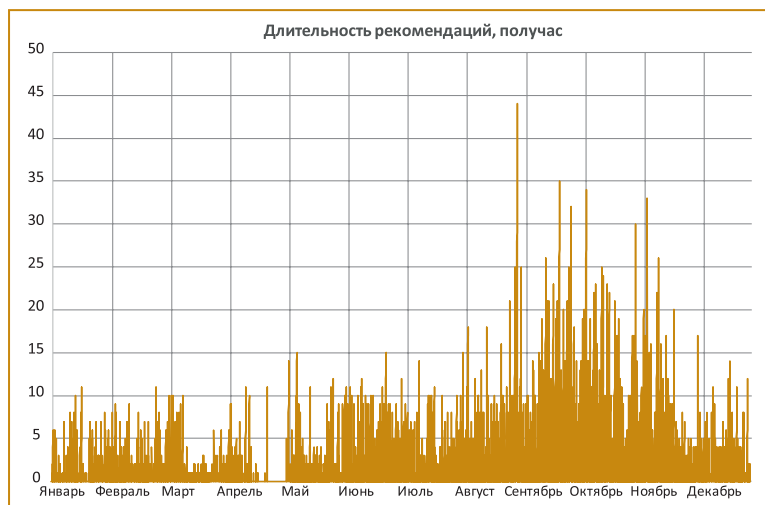


Рис. 1. Зависимость длительности рекомендаций от времени за год

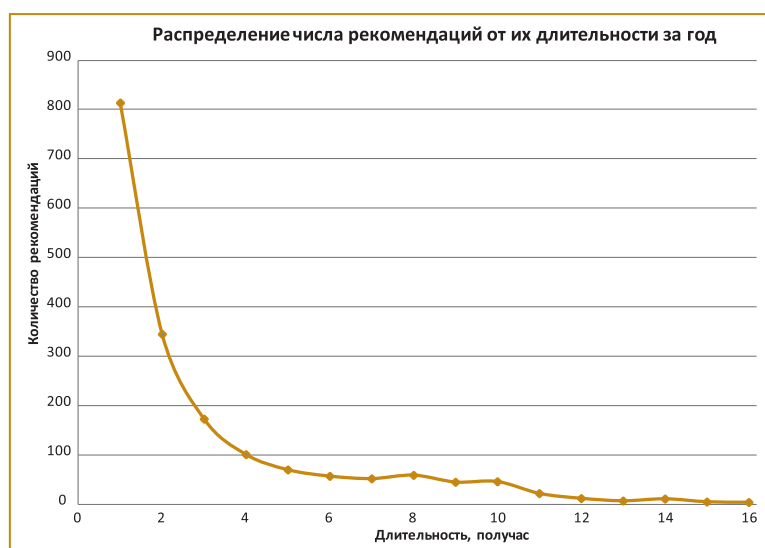


Рис. 2. Распределение длительности рекомендации в зависимости от их числа за год

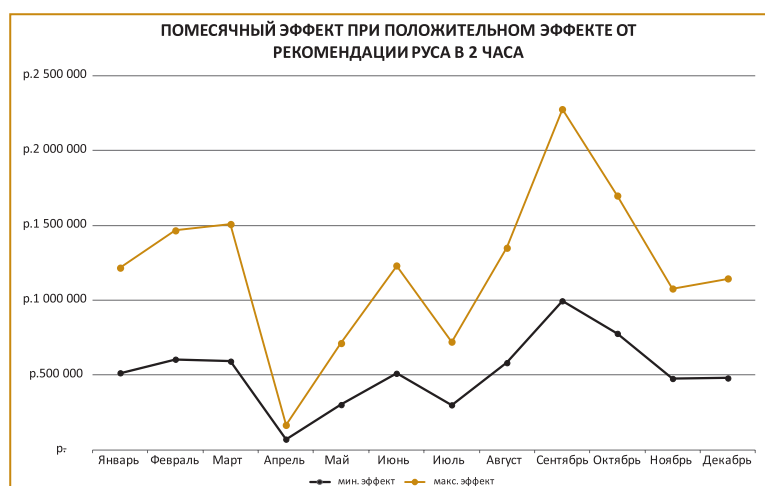


Рис. 3. Помесячный эффект с задержкой принятия решения 2 часа при наличии положительного эффекта

таких рекомендаций во времени. Результат представлен на рис. 1. Рис. 2 иллюстрирует зависимость число таких рекомендаций от их длительности за год.

По графикам можно заключить, что основная длительность эффекта на основе получасовых данных приходится на интервал до 2 ч (4 получасовки), а после 6 ч (12 получасовок) эффект незначителен.

#### Экономическое обоснование системы РУСА

Чем меньше длительность эффекта, при которой формируется рекомендация на изменение состава агрегатов, тем больше число изменений состояний. И обратное также верно: с увеличением длительности эффекта, в течение которого система выжидает, чтобы выдать достоверную рекомендацию, число изменений состояний будет меньше.

Упрощенно технико-экономический эффект от системы РУСА можно сформулировать следующим образом: прибыль от функционирования системы РУСА за период эксплуатации за вычетом стоимости системы РУСА. Прибыль можно оценить как доход от сэкономленной воды, направленной на выработку электроэнергии с максимальным КПД, минус затраты на изменение состояний гидроагрегатов (пуски и остановки). Полученная оценка будет достаточно грубой, поскольку:

1) не всегда воду можно использовать для выработки электроэнергии, тем более с максимальным эффектом, эта возможность зависит от водных режимов и от наличия потребителей, плана балансирующего рынка, определяемого системным оператором;

2) запасенная или сэкономленная вода может вызвать изменение уровней водохранилищ, эта задача требует отдельного исследования.

В результате моделирования получается интервальная величина  $E = [E^{min}, E^{max}]$  в МВт. Подставляя в алгоритм последовательно данные за исследуемый период, получим последовательность интервальных значений  $E(t_0), E(t_1), \dots, E(t_n)$ . Перевод значений в монетарную величину можно выполнить по следующей формуле:

$$S = \sum_{i=0}^n E(t_i) * (t_{i+1} - t_i) * c(t_i), \quad (5)$$

где  $t_{i+1} - t_i$  — интервал времени, в течение которого считаем выработку и стоимость энергии постоянной,  $c(t_i)$  — стоимость электроэнергии в момент времени  $t_i$  по данным рынка на сутки вперед (<http://so-ups.ru/index.php?id=markets>).

Расчет по получасовым данным за год с длительностью принятия решения 2 ч при наличии положительного эффекта представлен на рис. 3.

Таблица. Эффект от РУСА за год в зависимости от длительности рекомендаций

	≥1 ч		≥2 ч		≥6 ч	
	мин. эффект	макс. эффект	мин. эффект	макс. эффект	мин. эффект	макс. эффект
Итого	9 891 830р.	13 710 369р.	6 206 092р.	8 361 385р.	805 792р.	974 381р.

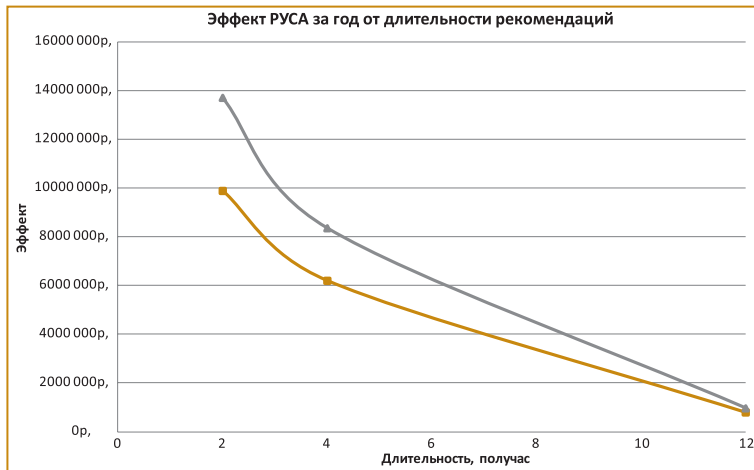


Рис. 4. Эффект от использования РУСА за год в зависимости от длительности рекомендации

Анализируя полученный график, выделим два периода: апрель, когда станция работала эффективно, несмотря на паводок, и август-октябрь, когда станция длительное время работала не эффективно.

Проведем аналогичные расчеты со значениями длительности рекомендаций 1 и 6 ч, результаты приведены в сводной таблице и иллюстрируются графиком (рис. 4).

Если стоимость системы РУСА составляет 10 млн. руб., срок службы системы — 20 лет, затраты на дополнительные пуски/остановы агрегатов — 3 млн. руб./г, то получается еще

$(6,2 \text{ млн. руб.} - 3 \text{ млн. руб.}) \cdot 20 \text{ лет} - 10 \text{ млн. руб.} = 54 \text{ млн. руб.}$  В любом случае, кроме расчета экономического эффекта от работы всех агрегатов на максимальном КПД, система РУСА будет также производить расчет целесообразности ротации основного оборудования, учитывать состояние и тенденции параметров гидроагрегатов (температуры, вибрации). Модель системы можно дополнять трудно формализуемыми на данном этапе знаниями оперативного персонала, службы ведения водных режимов и других экспертов, что позволит системе со временем, постепенно развиваться в систему,

**Виталий Евгеньевич Захарченко** — канд. техн. наук, начальник отдела программирования ООО НВФ "Сенсоры. Модули. Системы".  
 Контактный телефон +7(846) 993-83-83 (1310).  
 E-mail: [vitaliy.zakharchenko@sms-a.ru](mailto:vitaliy.zakharchenko@sms-a.ru)  
<http://смс.рф/>

способную автоматически управлять режимами ГЭС.

#### Заключение

Предложены алгоритм работы системы РУСА ГЭС и алгоритм расчета технико-экономического эффекта от использования системы РУСА. Оценена экономическая эффективность системы РУСА на основании сопоставления работы модели и реального поведения станции за год. Проанализирована длительность положительного эффекта, после которой системой РУСА принимается решение. Отмечено, что чем больше длительность эффекта, чем дольше задержка выполнения рекомендации, тем меньшее число изменений в составе агрегатов, также уменьшится и результирующий эффект от системы РУСА. Предлагаемые решения представляются чрезвычайно перспективными для развития гидроэнергетики. Предложенные алгоритмы достаточно легко автоматизируются и могут послужить основой создания автоматизированной системой рационального управления составом агрегатов ГЭС.

#### Список литературы

1. Филиппова Т.А. Оптимизация энергетических режимов гидроагрегатов электростанций. Энергия. Москва. 1975. 207с.
2. Секретарев Ю.А., Жданович А.А., Мосин К.Ю. Ситуационное управление составом и режимами гидроагрегатов на электростанциях. Монография. Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета. Саяногорск-Черемушки. 2013. 151с.
3. Фомин С.С., Мисюль А.С. Рациональное управление составом агрегатов каскада Братской и Усть-Илимской ГЭС // Автоматизация производства. 2014. №1. с.84-87.
4. Щавелев Д.С. Гидроэнергетические установки (гидроэлектростанции, насосные станции и гидроаккумулирующие электростанции). Л. 1981.
5. Агеев М. И., Алик В.П., Марков И. Библиотека алгоритмов: справочное пособие. М. 1981. Вып. 4. 184 с.
6. Захарченко В. Е. Основной критерий автоматизированного рационального управления составом агрегатов ГЭС//Автоматизация в промышленности. 2017. № 9. с. 10-14.

Оформить подписку на журнал "Автоматизация в промышленности" вы можете:

через каталоги "Роспечать" **81874** и "Пресса России" **39206** • сайт журнала <http://www.avtprom.ru> • Редакцию

Адрес редакции: 117997, Москва, ул. Профсоюзная, д. 65, офис 360 Тел.: (495) 334-91-30, (926)212-60-97 E-mail: [info@avtprom.ru](mailto:info@avtprom.ru)