

УДК 621.311

DOI: 10.24160/1993-6982-2020-5-27-34

Определение показателей работы гидроэлектростанций с учетом ограничений на выдачу мощности по системным условиям

А.Ю. Александровский, Д.М. Волков, А.Ю. Солдаткин

Цель работы — определение недоиспользования мощностей гидроэлектростанций (ГЭС) при их совместной работе в энергосистеме с тепловыми электрическими станциями (ТЭС) в многоводных условиях.

Изучение данных по ограничениям работы электростанций в различные периоды для нахождения зон их работы выполнено по отчетной информации по режимам работы рынка на сутки вперед.

Анализ проведен для условий совместной работы гидро- и тепловых электростанций в годы разной водности. В качестве расчетного примера взяты данные ОЭС Сибири и два характерных периода — средний рабочий день января и средний рабочий день июня.

Для каждой из рассматриваемых гидроэлектростанций сделано первоначальное размещение в графике нагрузки энергосистемы: в базовой части графика в соответствии с указанной величиной базовой мощности и среднемесячной мощности станции и в пиковой части графика согласно величинам среднемесячной и рабочей мощности (за вычетом участия в базовой части графика). Размещение выполнено с учетом технического и технологического минимумов работы тепловых электростанций.

Процесс размещения — итеративный, с использованием метода золотого сечения для подбора параметров положения в графике нагрузки и величины резерва мощности.

Из полученных результатов следует, что в январе ограничения по режиму работы ТЭС не накладывают никаких ограничений на работу ГЭС. Однако, в графике июня, в котором влияние водности на режим работы ГЭС значительно выше из-за требований по работе тепловых электростанций, ГЭС не могут работать на полную мощность, т. е. величина недоиспользования мощности зависит от водности года.

Использование разработанного алгоритма позволяет оценить объем недоиспользования мощностей гидроэлектростанций в объединенной энергосистеме. Недоиспользованная мощность ГЭС Ангаро-Енисейского каскада в ОЭС Сибири может быть использована для генерации и передачи энергии в европейскую часть ЕЭС России, например, для компенсации работы гидроэлектростанций Волжско-Камского каскада в маловодные периоды.

Ключевые слова: гидро- и тепловые электрические станции, суточный график нагрузки, холостые сбросы энергии на ГЭС, технический минимум ТЭС.

Для цитирования: Александровский А.Ю., Волков Д.М., Солдаткин А.Ю. Определение показателей работы гидроэлектростанций с учетом ограничений на выдачу мощности по системным условиям // Вестник МЭИ. 2020. № 5. С. 27—34. DOI: 10.24160/1993-6982-2020-5-27-34.

Estimating the Hydroelectric Power Plant Performance Indicators Subject to Grid-Related Constraints on the Power Output

A.Yu. Aleksandrovsky, D.M. Volkov, A.Yu. Soldatkin

The aim of the study is to evaluate the extent to which the generating capacities of hydroelectric power plants (HPPs) are underutilized during their joint operation with thermal power plants (TPPs) in a grid under high water conditions.

The data on constraints imposed on the operation of power plants in different periods of time for determining their operation intervals were studied based on reported information on the market operation modes for a day ahead.

The analysis was carried out for joint operation of HPPs and TPPs in years characterized by different abundance of water resources. Data for the Interconnected Power System of Siberia and two typical periods, namely, an average working day in January and an average working day in June were taken as an analysis example.

For each of the considered HPPs, their initial participation was made in the grid load curve: in the load curve base part according to the above-mentioned base part and the HPP monthly average power, and in the load curve peak part according to monthly average and working power (minus their operation in the load curve base part). The participation of the HPPs was determined taking into account the technical and technological minimums of TPP operation.

The procedure of determining the participation of power plants is iterative in nature and uses the method of golden section for selecting the parameters characterizing the power plant participation in the load curve and the power capacity margin.

It follows from the obtained results that in January, the limitations relating to the TPP operation mode impose no constraints on the operation of HPPs. However, in the June load curve, in which the influence of water abundance on the HPP operation mode is much more significant due to the HPP operational requirements, the HPPs cannot operate at their full capacity; that is, the extent to which the HPP capacity is underutilized depends on the water abundance in a year.

By using the developed algorithm, it is possible to estimate the amount of HPP generating capacity underutilized in an interconnected power system. The underutilized power generation capacity of the Angara-Yenisei HPP chain in the Interconnected Power System of Siberia can be used for generating and transmitting power to the European part of the UES of Russia, e.g. to compensate the insufficient output of HPPs in the Volga-Kama chain during low water periods.

Key words: hydroelectric and thermal power plants, daily load curve, waste water spills at HPPs, TPP technical minimum.

For citation: Aleksandrovsky A.Yu., Volkov D.M., Soldatkin A.Yu. Estimating the Hydroelectric Power Plant Performance Indicators Subject to Grid-Related Constraints on the Power Output. Bulletin of MPEI. 2020;5:27—34. (in Russian). DOI: 10.24160/1993-6982-2020-5-27-34.

Введение

Эксплуатация крупных гидроэлектростанций (ГЭС) в условиях рыночных отношений выявила ряд проблем использования их энергетических возможностей в энергосистемах. С одной стороны, к ним относят изменения водноэнергетических показателей, связанные с ужесточением требований неэнергетических водопользователей и охраны окружающей среды к уровенному режиму в нижних и верхних бьефах гидроузлов [1].

С другой стороны, в условиях эксплуатации в практике последнего времени имеют место случаи резкого изменения нагрузки, при которых выполненный проект выдачи мощности станции в энергосистему не отвечает сложившимся условиям. Выход потребителя, находящегося в местном районе, носит неожиданный непрогнозируемый характер и объясняется мировой конъюнктурой на тот или иной вид продукции.

Ограничение работы ГЭС возможно за счет:

- ремонтных компаний электросетевого оборудования основной системообразующей сети, что приводит к снижению максимально допустимых перетоков в контролируемых сечениях, влияющих на возможность выдачи мощности ГЭС;

- снижения или полного отсутствия резерва мощности и регулирующего диапазона на электростанциях.

Особенно остро данная ситуация развивается в энергосистемах с большим удельным весом электростанций на возобновляемых источниках, режим работы которых зависит от требований конкретных заинтересованных потребителей.

Проанализировано первое приближение оценки использования избыточной мощности ГЭС. Расчеты основаны на публично открытых данных, в них не учитывались показатели, предоставляемые по специальному запросу.

Цель работы и исходные данные

Цель работы — разработка алгоритма определения недоиспользования мощностей при совместной работы ГЭС и ТЭС в многоводном году. Расчеты выполнены на примере ОЭС Сибири.

Для успешной работы алгоритма необходимы данные по техническим и технологическим ограничениям для всех участвующих в работе станций.

Согласно Приложению № 17 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка [2] технический минимум по единице генерирующего обо-

рудования — заявленное участником в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования техническое ограничение минимальной выработки активной мощности по единице генерирующего оборудования. Он равен паспортному значению, заявленному участником, увеличенному на величину технических ограничений на минимальную выработку активной мощности единицы генерирующего оборудования по данной единице (энергоблоку или котлу/турбине).

Технологический минимум режимной генерирующей единицы (РГЕ) — заявленное участником в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования технологическое ограничение минимальной выработки активной мощности по единице генерирующего оборудования и/или РГЕ, определяемый как величина технического минимума по единице генерирующего оборудования и/или РГЕ, увеличенная на величину технологических ограничений на минимальную выработку активной мощности единицы генерирующего оборудования по данной единице (энергоблоку или котлу/турбине).

Технологические ограничения на минимальную выработку — заявленные участником в целом по РГЕ или по единицам оборудования ограничения, не отнесенные к ограничениям техническим на минимальную выработку активной мощности единицы генерирующего оборудования. К ним относят общестанционные ограничения, обусловленные режимом производства тепла и/или режимом работы иного зависимого промышленного оборудования или иными технологическими процессами (необходимостью включения пиковых водогрейных котлов, проведения переключений, изменения состава включенного вспомогательного оборудования и т.д.).

Возможны два пути получения необходимых данных по ограничениям работы электростанций в различные периоды для нахождения зон их работы в графике электрических нагрузок:

- непосредственный опрос всех электростанций рассматриваемого региона;

- анализ доступной опубликованной отчетной информации.

Очевидно, что первый подход при его несомненной точности весьма ресурсозатратен.

Второй подход заключается в анализе информации, доступной в обобщенном виде на сайтах АО «Системный оператор ЕЭС России» (далее — СО) и коммер-

ческого оператора ЕЭС — АО «АТС» (далее — АТС). На сайте СО представлены почасовые отчетные данные о потреблении электроэнергии по ЕЭС России в целом и по отдельным ОЭС.

АТС публикует данные о торгах и парировании нагрузок в рамках работы рынка на сутки вперед. Необходимая для оценки ограничений работы станции информация содержит следующие показатели:

— почасовые данные о планируемом уровне электрической нагрузки для каждого вида станций по субъектам РФ;

— показатели технологических и технических минимумов в том же разрезе.

В таблице 1 приведены данные за 17 января 2018 г. [3, 4]. Как следует из данных табл. 1, разница между нагрузками станций, взятыми из данных торгов, и валовыми данными СО не превышает 6% по каждому часу и 5% за сутки в целом. Данная разница характеризуется наличием потерь в электрических сетях, а также неполным соответствием мощностей, полученных в результа-

те торгов и реального графика электрической нагрузки, что покрывается за счет балансирующего рынка.

Таким образом, данные АТС могут быть использованы для анализа работы станций.

В работе [5] приведены данные по техническим минимумам различных типов моноблоков ТЭС. На их основе установлены технологические минимумы для ТЭС ОЭС Сибири для зимнего и летнего периодов. Зимний технологический минимум принят более высоким.

Предлагаемый алгоритм

Анализ совместной работы ГЭС и ТЭС в многоводные периоды для определения величин избыточных или недостаточных мощностей отдельных видов станций может быть выполнен по следующим шагам.

1. Выбор характерных суток для анализа.
2. Вывод перспективных графиков электрических нагрузок за выбранные периоды.
3. Получение в разрезе выбранных характерных суток ограничений со стороны ГЭС и ТЭС (технического и технологического минимумов).

Таблица 1

Показатели нагрузки по ОЭС Сибири по данным СО (N_{CO}) и АТС ($N_{АТС}$) на 17.01.2018 г. и их абсолютная (ΔN) и относительная (δN) разности

Час суток	N_{CO} , МВт	$N_{АТС}$, МВт	ΔN , МВт	δN , %
0	25194	23961	1233	4,90
1	25307	24252	1055	4,17
2	26356	24905	1451	5,50
3	27118	25766	1352	4,99
4	27909	26380	1529	5,48
5	28510	26873	1637	5,74
6	28686	27077	1609	5,61
7	28495	27176	1319	4,63
8	28285	26910	1375	4,86
9	28088	26893	1195	4,25
10	28000	26877	1123	4,01
11	27944	26837	1107	3,96
12	28028	27121	907	3,23
13	28517	27501	1016	3,56
14	28794	27734	1060	3,68
15	28702	27710	992	3,46
16	28441	27399	1042	3,67
17	28179	26955	1224	4,34
18	27581	26328	1253	4,54
19	26631	25745	886	3,33
20	26186	24947	1239	4,73
21	25486	24739	747	2,93
22	25332	24411	921	3,63
23	25126	24058	1068	4,25
Всего за сутки	656895	628555	28340	4,31

4. Поиск зон работы электростанций всех видов в графиках электрических нагрузок:

— вписание в графики электрических нагрузок минимальных мощностей, необходимых для работы электростанций каждого вида (технических минимумов);

— добавление пиковой и полупиковой частей мощности ГЭС;

— заполнение незанятых зон работы в суточном графике оставшимися мощностями ТЭС.

5. Определение недостаточных/избыточных мощностей ГЭС и ТЭС.

В связи с невысокой динамикой роста установленных мощностей ТЭС в ОЭС Сибири по данным «Схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2018—2024 гг.» (далее — СиПР) [6] в первом приближении для оценки взаимной работы ТЭС и ГЭС в многоводные периоды следует использовать отчетные показатели (они могут быть скорректированы на величины аналогичных показателей, вновь вводимых ТЭС и/или АЭС).

Анализ сделан для средних рабочих дней января и июня.

Определение предварительного режима работы ГЭС происходит следующим образом:

Для каждой из рассматриваемых ГЭС выполняется первоначальное размещение в графике нагрузки энергосистемы (в произвольном порядке).

1. Станцию в базовой части графика нагрузки размещают в соответствии с указанными величинами базовой и среднемесячной мощностей. В случае, если величина среднемесячной мощности станции меньше, чем величина требуемой базовой мощности, станцию располагают в базовой части графика нагрузки в соответствии с величиной среднемесячной мощности (п.2 для данной станции пропускают).

2. В пиковой части графика нагрузки на станцию определяют согласно величинам среднемесячной и рабочей мощностей (за вычетом участия в базовой части графика). В случае, если поместить станцию с текущей величиной рабочей мощности (путем изменения положения в графике нагрузки) невозможно, величину рабочей мощности уменьшают до тех пор, пока станция не займет место в пиковой части графика нагрузки (при этом растет величина резерва мощности (%рез)). Процесс размещения является итеративным: с использованием метода золотого сечения для подбора параметров положения в графике нагрузки и величины резерва мощности (%рез). Для размещения одной станции необходимо в среднем 15 — 20 итераций.

После того как указанные действия выполнены для всех станций, проводят анализ размещения станций в графике нагрузки и их ранжирование следующим образом:

— станции с наличием неиспользуемой мощности сортируют по убыванию указанной величины таким образом, что в начале списка идут станции с наибольшей величиной неиспользуемой мощности;

— станции без неиспользуемой мощности классифицируют по положению в пиковой части графика так, чтобы в начале шли станции, находящиеся ближе к максимуму графика нагрузки, а последней была станция, располагающаяся ближе прочих к базовой части графика.

На следующем шаге происходит размещение станций в соответствии с выполненной сортировкой. Для всех станций из списка повторяют действия п. 1, 2 с учетом того, что очередность расположения станций сохраняется и в самих графиках нагрузки.

Полученные результаты

В соответствии с представленным алгоритмом изучим выбранные периоды (табл. 2, 3, рис. 1).

Таблица 2

Совокупные показатели участия ГЭС Ангаро-Енисейского каскада в покрытии графика нагрузки ОЭС Сибири (с учетом технического минимума ТЭС) для обеспеченностей объема стока P в зимний период

Параметры, МВт	$P, \%$				
	90	40	30	20	10
Максимум нагрузки системы	29655	29655	29655	29655	29655
Гарантированная отдача	8702	10410	10607	10723	11334
Мощности ГЭС:					
установленная	23201	23201	23201	23201	23201
пиковая	6253	7958	8159	8273	8885
базовая	3970	3970	3970	3970	3970
суммарная в графике нагрузки	10223	11928	12129	12243	12855
неиспользуемая	12978	11273	11072	10958	10346
прочие в энергосистеме АЭС/ТЭС	19432	17727	17526	17412	16800
Технологический минимум	12142				
Неиспользуемый потенциал выработки ГЭС, обусловленный техническим минимумом ТЭС	0				

Таблица 3

Совокупные показатели участия ГЭС Ангаро-Енисейского каскада в покрытии графика нагрузки ОЭС Сибири (с учетом технического минимума ТЭС) для обеспеченностей объема стока P в летний период

Параметры, МВт	$P, \%$				
	90	40	30	20	10
Максимум нагрузки системы	23507	23507	23507	23507	23507
Гарантированная отдача	11359	13679	14937	15549	17153
Мощности ГЭС:					
установленная	23201	23201	23201	23201	23201
пиковая	8908	10175	10454	10454	3902
базовая	3970	4730	4730	4730	11046
суммарная в графике нагрузки	12878	14905	15184	15184	14948
неиспользуемая	10323	8296	8017	8017	5019
прочие в энергосистеме АЭС/ТЭС	16777	8602	8323	8323	8253
Технологический минимум	8323				
Неиспользуемый потенциал выработки ГЭС, обусловленный техническим минимумом ТЭС, МВт·ч/сут.	0	131	23520	38208	77616

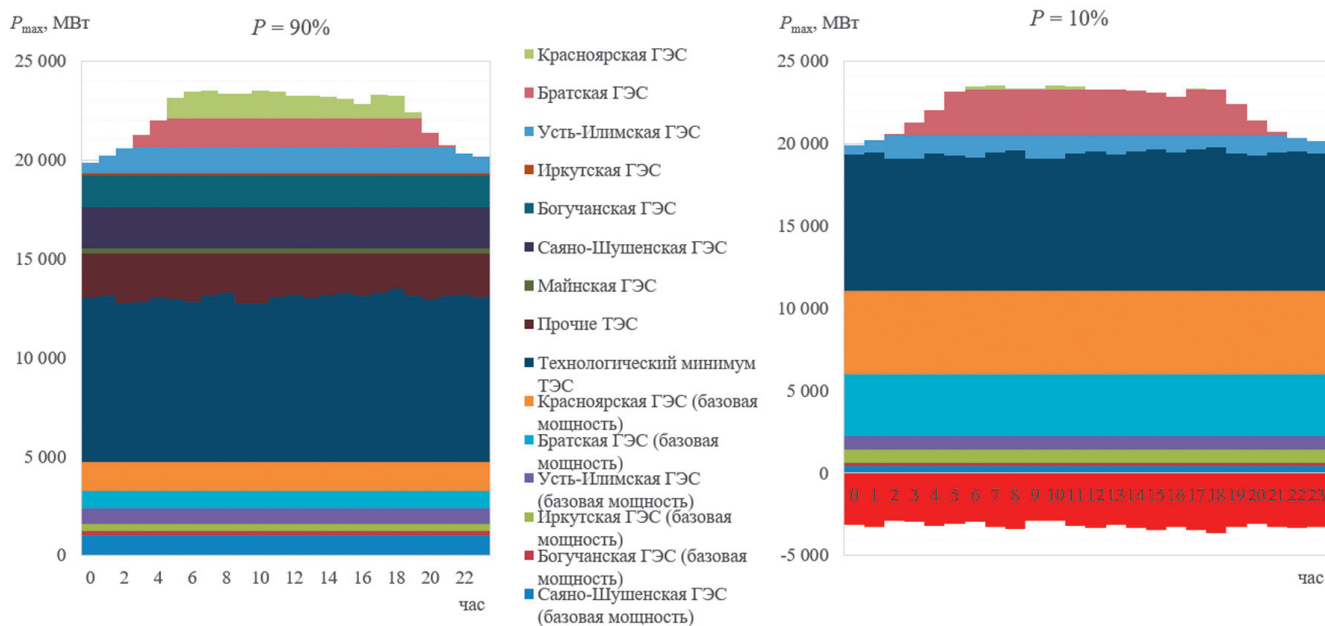


Рис. 1. Покрытие перспективных суточных графиков нагрузки ОЭС Сибири в летний период для маловодного и многоводного годов

Как следует из полученных результатов, в январе ограничения по режиму работы ТЭС не накладывают никаких ограничений на работу ГЭС. Однако в графике июня, где влияние водности на режим работы ГЭС значительно выше, из-за требований по работе ТЭС ГЭС не могут работать на полную мощность. Суточный объем недоиспользованной энергии в этом случае составляет 77616 МВт·ч, что соответствует 3234 МВт среднесуточной мощности. Указанная мощность в рамках развития ОЭС Сибири, заложенного в СИПР, не будет востребована долгое время и может быть использована в иных целях. Одной из возможностей применения избыточной мощности ГЭС может быть передача ее в Европейскую часть ЕЭС России с различными це-

лями, в том числе для компенсации работы ГЭС Волжско-Камского каскада в маловодные периоды.

Использование полученных результатов

Определенные избытки мощности ГЭС ОЭС Сибири могут быть переданы в Европейскую часть страны по линиям высокого и сверхвысокого напряжения. Для этих целей следует оценить возможности системы по передаче и приему избыточных мощности и энергии.

Необходимые данные.

— электрическая схема ОЭС Сибири и прилегающих энергосистем с указанием значений максимально допустимых потоков по сечениям в зависимости от внешних факторов;

— значение перспективных нагрузок в основных узлах энергосистемы на расчетный перспективный период;

— величины показателей генерации по узлам энергосистемы и смежных энергосистем на расчетный перспективный период;

— потери в линиях электропередач.

Основная задача при этом — поиск такого режима работы всех генерирующих источников, при котором объем холостых сбросов на ГЭС минимален.

В предложенном варианте данная задача требует комплексного решения и учета множества факторов, что нецелесообразно в нашем случае. Кроме того, при подобном подходе возникают проблемы учета всех факторов и корректности начальной информации.

Для варианта, когда необходима только оценка требуемых показателей, можно взять следующие упрощения.

Электрическая схема ОЭС Сибири и прилегающих энергосистем приводится к линейной (радиальной) схеме, в которой однозначно определены линии, по которым происходит питание узлов, с указанием максимальных перетоков для этих линий.

Величины узлов должны соотноситься с одной или несколькими территориальными энергосистемами ОЭС Сибири. Смежные энергосистемы, по возможности, так же состоят из одного или нескольких узлов.

Перспективная электрическая нагрузка потребителей, параметры генерирующего оборудования, минимальные и максимальные мощности определяются в масштабе территориальных энергосистем на основании отчетных данных и СиПР.

Исходя из представленных данных решаются задачи установления режима работы каждой из ГЭС и поиска их избыточных мощностей. Для полученных режимов работы ГЭС с учетом ограничений по минимальной и максимальной мощности других источников электроэнергии и пропускной способности линий формируются заполнение графиков нагрузки территориальных энергосистем и перетоки в смежные энергосистемы.

На основании анализа отчетов о перетоках между регионами РФ за 2018 г. (табл. 4), приведенных на сайте «АО АТС» [7], можно составить упрощенную схему ОЭС Сибири с указанием смежных энергосистем (рис. 2). В ней однозначно определены линии, по которым происходит питание узлов.

Ключевым фактором, определяющим режим в данном случае, являются максимально допустимые перетоки (МДП) по сечениям. Согласно [8] МДП — наибольший переток в сечении, удовлетворяющий всем установленным требованиям надежности в нормальном режиме.

Однако максимально зафиксированные значения перетоков мощности не являются значениями максимально возможных перетоков по линиям. Таким обра-

Таблица 4

Максимальные значения среднечасовых перетоков мощности между регионами ОЭС Сибири и смежными с ОЭС Сибири энергосистемами за 2018 г.

Субъекты РФ		Среднечасовой переток, МВт
источник	получатель	
Алтайский край	Кемеровская область	904
Алтайский край	Красноярский край	401
Алтайский край	Новосибирская область	1542
Алтайский край	Республика Алтай	224
Забайкальский край	Республика Бурятия	255
Иркутская область	Красноярский край	3193
Иркутская область	Республика Бурятия	845
Кемеровская область	Алтайский край	1980
Кемеровская область	Красноярский край	1043
Кемеровская область	Новосибирская область	2212
Кемеровская область	Республика Хакасия	159
Кемеровская область	Томская область	1135
Красноярский край	Алтайский край	1798
Красноярский край	Иркутская область	4627
Красноярский край	Кемеровская область	3357
Красноярский край	Республика Тыва	312
Красноярский край	Республика Хакасия	1590
Красноярский край	Томская область	1391
Новосибирская область	Алтайский край	681
Новосибирская область	Кемеровская область	876
Новосибирская область	Омская область	1163
Омская область	Новосибирская область	899
Омская область	Тюменская область	473
Республика Алтай	Алтайский край	14
Республика Бурятия	Забайкальский край	481
Республика Бурятия	Иркутская область	830
Республика Тыва	Красноярский край	2
Республика Тыва	Республика Хакасия	90
Республика Хакасия	Кемеровская область	3722
Республика Хакасия	Красноярский край	3691
Республика Хакасия	Республика Тыва	283
Томская область	Кемеровская область	712
Тюменская область	Омская область	474
Тюменская область	Томская область	233
Новосибирская область	Казахстан	22
Омская область	Казахстан	432
Алтайский край	Казахстан	568

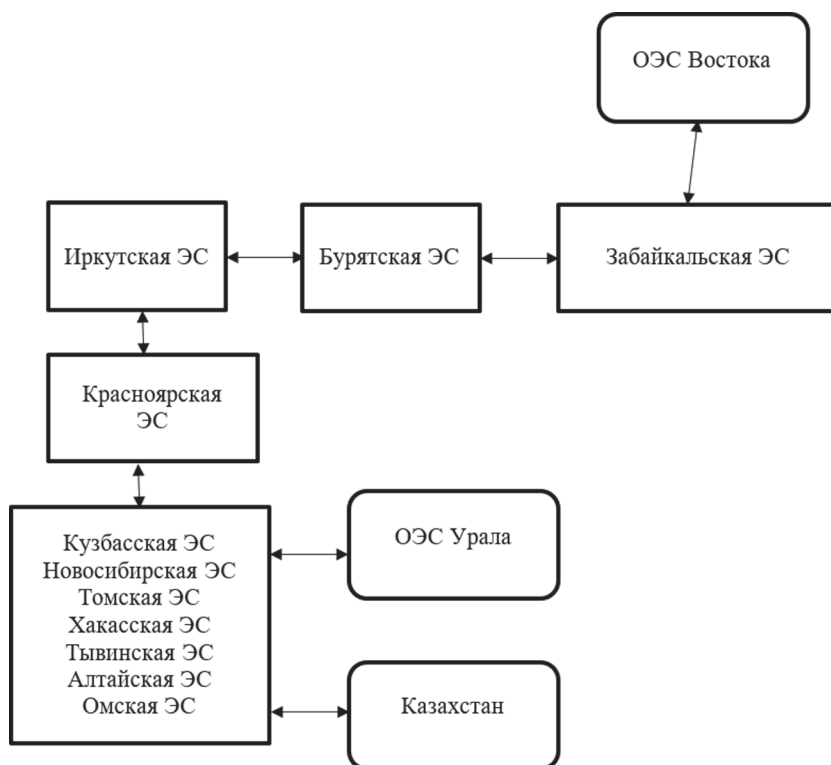


Рис. 2. Упрощенная схема ОЭС Сибири

зом, возможные перетоки могут быть больше указанных. Из представленных в табл. 3 данных получим, что максимально зафиксированная мощность, передаваемая между ОЭС Сибири и ОЭС Урала с Казахстаном, составляет 12352 МВт, что превышает рассчитанную величину в 3234 МВт мощности, соответствующей 77616 МВт·ч среднесуточной энергии, потерянной из-за холостых сбросов в многоводном году.

На основании представленных данных можно сделать вывод, что переток избытков электроэнергии следует использовать для передачи в Европейскую часть РФ.

Выводы

Длительная эксплуатация ГЭС значительно меняет условия их функционирования, что требует ве-

дения постоянного мониторинга на всей территории влияния водохозяйственной и энергетической деятельности.

Алгоритм позволяет оценить объем недоиспользования мощностей ГЭС в ОЭС. В частности, объем холостых сбросов на ГЭС Ангаро-Енисейского каскада, обусловленных техническим минимумом ГЭС, в летний период составляет почти 77000 МВт·ч в сутки.

Имеются основания к проведению углубленного анализа МДП в транзитных сечениях для вариантов передачи недоиспользованной мощности ГЭС Ангаро-Енисейского каскада из ОЭС Сибири в европейскую часть ЕЭС России, например, для компенсации работы ГЭС Волжско-Камского каскада в маловодные периоды.

Литература

1. Александровский А.Ю., Янышев В.К. Проблемы разработки ПИВР водохранилищ в изменяющихся внешних условиях (на примере Волжско-Камского каскада) // Водные ресурсы России: современное состояние и управление: сборник материалов Всерос. науч.-практ. конф. Новочеркасск: Лик, 2018. Т. 1. С. 143—147.
2. Договор о присоединении к торговой системе оптового рынка [Электрон. ресурс] www.np-sr.ru/ru/regulation/joining/index.htm (дата обращения 20.05.2019).
3. Отчет по часовой генерации и потреблению ОЭС Сибири [Электрон. ресурс] www.so-ups.ru/index.

References

1. Aleksandrovskiy A.Yu., Yanyshev V.K. Problemy Razrabotki PIVR Vodokhranilishch v Izmenyayushchikhsya Vneshnikh Usloviyakh (na primere Volzhsko-Kamskogo Kaskada). *Vodnye Resursy Rossii: Sovremennoe Sostoyanie i Upravlenie: Sbornik Materialov Vseros. Nauch.-prakt. Konf. Novocherkassk: Lik, 2018;1: 143—147.* (in Russian).
2. Dogovor o Prisoedinenii k Torgovoy Sisteme Optovogo Rynka [Elektron. Resurs] www.np-sr.ru/ru/regulation/joining/index.htm (Data Obrashcheniya 20.05.2019). (in Russian).
3. Otchet po Chasovoy Generatsii i Potreblenii OES Sibiri [Elektron. Resurs] www.so-ups.ru/index.php?id=972.

php?id=972&tx_mslcdu_pil%5Bkpo%5D=610000&tx_mslcdu_pil%5Bdt%5D=17.01.2018 (дата обращения 20.05.2019).

4. **Отчет** о торгах по субъектам РФ ЕЭС [Электрон. ресурс] www.atsenergo.ru/nreport?name=trade_region_spub&rdate=20180117 (дата обращения 20.05.2019).

5. **Филиппова Т.А.** Энергетические режимы электрических станций и электроэнергетических систем. М.: Юрайт, 2017.

6. **Схема** и программа развития Единой энергетической системы России на 2018—2024 гг. [Электрон. ресурс] www.minenergo.gov.ru/node/11323 (дата обращения 22.05.2019).

7. **АО «СО ЕЭС»** [Официальный сайт] www.so-ups.ru (дата обращения 22.05.2019).

8. **Оперативно-диспетчерское управление** в электроэнергетике. Регулирование частоты и перетоков активной мощности в ЕЭС и изолированно работающих энергосистемах России. Требования к организации и осуществлению процесса, техническим средствам [Электрон. ресурс] www.so-ups.ru/fileadmin/files/laws/standards/Frequency_and_power_regulation.pdf (дата обращения 22.05.2019).

&tx_mslcdu_pil%5Bkpo%5D=610000&tx_mslcdu_pil%5Bdt%5D=17.01.2018 (Data Obrashcheniya 20.05.2019). (in Russian).

4. **Otchet** o Torgakh po sub'ektam RF EES [Elektron. Resurs] www.atsenergo.ru/nreport?name=trade_region_spub&rdate=20180117 (Data Obrashcheniya 20.05.2019). (in Russian).

5. **Filippova T.A.** Energeticheskie Rezhimy Elektricheskikh Stantsiy i Elektroenergeticheskikh Sistem. M.: Yurayt, 2017. (in Russian).

6. **Skhema** i Programma Razvitiya Edinoy Energeticheskoy Sistemy Rossii na 2018—2024 gg. [Elektron. Resurs] www.minenergo.gov.ru/node/11323 (Data Obrashcheniya 22.05.2019). (in Russian).

7. **AO «SO EES»** [Ofits. Sayt] www.so-ups.ru (Data Obrashcheniya 22.05.2019). (in Russian).

8. **Operativno-dispatcherskoe Upravlenie** v Elektroenergetike. Regulirovanie Chastoty i Peretokov Aktivnoy Moshchnosti v EES i Izolirovanno Rabotayushchikh Energosistemakh Rossii. Trebovaniya k Organizatsii i Osushchestvleniyu Protsessa, Tekhnicheskim Sredstvam [Elektron. Resurs] www.so-ups.ru/fileadmin/files/laws/standards/Frequency_and_power_regulation.pdf (Data Obrashcheniya 22.05.2019). (in Russian).

Сведения об авторах:

Александровский Алексей Юрьевич — доктор технических наук, профессор кафедры гидроэнергетики и возобновляемых источников энергии НИУ «МЭИ», e-mail: ayaleksand@mail.ru

Волков Дмитрий Михайлович — кандидат технических наук, инженер-исследователь научно-исследовательской лаборатории глобальных проблем энергетики НИУ «МЭИ», e-mail: vdm89@bk.ru

Солдаткин Алексей Юрьевич — кандидат технических наук, ведущий специалист отдела сопровождения торговой системы департамента торговли АО «АТС», e-mail: Soldatkin.ay@yandex.ru

Information about authors:

Aleksandrovsky Aleksey Yu. — Dr.Sci. (Techn.), Professor of Hydro Power Engineering and Renewable Energy Sources Dept., NRU MPEI, e-mail: ayaleksand@mail.ru

Volkov Dmitriy M. — Ph.D. (Techn.), Research Engineer at the Research Laboratory of Global Energy Problems NRU MPEI, e-mail: vdm89@bk.ru

Soldatkin Aleksey Yu. — Ph.D. (Techn.), Leading Specialist of the Trading System Support Dept. of the Trade Dept. JSC «ATS», e-mail: Soldatkin.ay@yandex.ru

Работа выполнена при поддержке: Российского научного фонда (грант № 18-19-00662)

The work is executed at support: Russian Science Foundation (Grant No. 18-19-00662)

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов

Conflict of interests: the authors declare no conflict of interest

Статья поступила в редакцию: 10.12.2019

The article received to the editor: 10.12.2019