

---

---

УДК 620.92

## ИССЛЕДОВАНИЕ ИМПЛЕМЕНТАЦИИ ВОЗОБНОВЛЯЕМОЙ И АТОМНО-ВОДОРОДНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ В ЛОКАЛЬНЫЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ (НА ПРИМЕРЕ РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ))

© 2023 г. Э. П. Волков<sup>1</sup>, \*, В. А. Стенников<sup>2</sup>, С. В. Подковальников<sup>2</sup>, Л. Ю. Чудинова<sup>2</sup>,  
И. Л. Трофимов<sup>2</sup>, Л. Н. Трофимов<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Объединенный институт  
высоких температур Российской академии наук, Москва, Россия

<sup>2</sup>Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт систем энергетики  
им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук, Иркутск, Россия

\*e-mail: volkov\_ep@ihed.ras.ru; volkov.ehduard@yandex.ru

Поступила в редакцию 22.02.2023 г.

После доработки 18.04.2023 г.

Принята к публикации 21.04.2023 г.

Выполнена модификация модели развития и расчета режимов электроэнергетических систем ОРИПЭС с целью учета электролизных водородных установок как потребителей электроэнергии с переменным графиком потребления, улучшающих режимы работы энергосистемы и производящих водород. С использованием модифицированной модели проведены оптимизационные расчеты имплементации атомно-водородных установок и возобновляемых источников энергии в локальные энергосистемы Якутии (Западную, Центральную и Южную) в условиях их развития на перспективу до 2035 г. Расчеты показали технико-экономическую возможность работы указанных установок в рамках локальных энергосистем Якутии, а также работоспособность самих энергосистем. Были получены объемы внедрения возобновляемых и атомно-водородных установок в энергосистемы Якутии, рассчитаны суточные и сезонные режимы их загрузки, а также определены условия такого внедрения и необходимые уровни стимулирования, обеспечивающие их реализацию.

*Ключевые слова:* атомно-водородные установки, возобновляемые источники энергии, локальные энергосистемы, имплементация, оптимизационные исследования

DOI: 10.31857/S0002331023040076, EDN: YLKMXI

### 1. ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время в большинстве экономически развитых стран мира активно реализуются программы широкого внедрения в экономику водородных энергетических технологий. При этом данный процесс идет на фоне масштабных инновационно-технологических и структурно-организационных преобразований электроэнергетических систем (ЭЭС).

Указанные трансформации обусловлены стремительным развитием генерирующих мощностей с использованием возобновляемых источников энергии (прежде всего ветра и солнца), появлением локальных энергосистем с распределенной генерацией энергии и активными потребителями, интеллектуализацией, цифровизацией, декарбонизацией, интеграцией и другими процессами, протекающими в электроэнергетике, которые уже во многом приобрели глобальный характер.

В целом ряде документов стратегического планирования, принятых в России в последние годы (в частности, в Концепции развития водородной энергетики до 2050 г., Энергетической стратегии России до 2035 г. и др.), заявлены амбициозные цели по производству водорода в России как для покрытия внутренних потребностей, так и для поставок на экспорт. Причем планируется экспортировать не только водород, но и водородные технологии. В связи с этим актуальной, новой и важной в прикладном отношении является задача поиска оптимальной взаимосвязанной структуры установок производства водорода и источников генерации энергии, а также режимов их совместной работы в рамках Единой энергосистемы (ЕЭС) России и входящих в нее локальных подсистем, которая рассматривается в настоящей статье.

Атомно-водородная и возобновляемая энергетика имеют хорошие предпосылки и будут играть важную роль в формирующихся будущих энергосистемах. Получаемый на базе атомных и возобновляемых энергоисточников водород обладает высокой добавленной стоимостью, что существенно улучшает экономическую эффективность данных источников. При этом переменный режим работы электролизеров повышает гибкость энергосистемы и позволяет улучшить режимы работы электростанций, в т.ч. атомных, и электроэнергетических систем в целом при покрытии реальных графиков нагрузки, увеличивает возможность интеграции ВИЭ в ЕЭС.

В качестве конкретного объекта исследований по имплементации атомно-водородной энергетики и установок на возобновляемых энергоресурсах в электроэнергетическую систему в данном проекте принимаются локальные электроэнергетические системы Республики Саха (Якутии), входящие в зону централизованного энергоснабжения. Целесообразность рассмотрения этого региона определяется рядом важных стратегических факторов, включая наличие в регионе локальных энергосистем с существенно различающимися условиями, в рамках которых могут развиваться кластеры установок атомно-водородной и возобновляемой энергетики, и будущим развитием экономики, инфраструктуры и логистики региона для укрепления связей с Азиатско-Тихоокеанским регионом.

Цели и задачи излагаемой работы определяются необходимостью создания методического подхода, вычислительного инструментария и проведения расчетных исследований сценариев имплементации атомно-водородной и возобновляемой энергетики в локальные энергосистемы в условиях их перспективного развития.

## 2. МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ РАЗВИТИЯ И РЕЖИМОВ РАБОТЫ ЭЭС ОРИРЭС С УЧЕТОМ АТОМНО-ВОДОРОДНОЙ И ВОЗОБНОВЛЯЕМОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

### *2.1. Вводные замечания*

Представленная ниже математическая модель является модернизированной моделью ОРИРЭС [1], в которой учтены установки по производству водорода (электролизеры). Ранее была реализована возможность оптимальной интеграции возобновляемых (солнечных и ветровых) источников энергии в ЭЭС [2] наряду с другими типами электростанций, включая атомные. Таким образом, модель ОРИРЭС в настоящее время позволяет проводить оптимизационные исследования энергетических кластеров в составе атомно-водородных установок и возобновляемых источников энергии в рамках электроэнергетических систем.

Математическая модель ОРИРЭС разработана с использованием линейного программирования, имеет большую размерность, включает множество узлов, в которых находятся генерирующие мощности и (или) потребители, и множество электрических связей, соединяющих эти узлы. В зависимости от размера охватываемой территории, топологии системообразующих электрических сетей, а также наличия территориально детализированной информации по генерирующим мощностям и электрической нагрузке потребителей, ЭЭС представлены в модели одним или несколькими узлами,

соединенными электрическими связями. Предусматривается ввод новых и расширение действующих генерирующих мощностей, так же как строительство новых и увеличение пропускных способностей существующих линий электропередачи в зависимости от заданного спроса на электроэнергию.

Установки по получению водорода (электролизеры) учитываются как отдельный вид потребителей, производственная мощность которых и режим загрузки этой мощности оптимизируются в модели. Для этого в модели задаются ограничения на развитие этих установок, затраты на их ввод и обслуживание, диапазон изменения их производственной мощности, цена водорода, что дает возможность определять оптимальные производственные мощности и режимы работы водородных установок в рамках энергосистемы с одной стороны, как системного объекта, а с другой, как производителя водорода. Атомные электростанции представлены в модели таким же образом, как и другие типы тепловых электростанций, т.е. независимыми переменными установочными и рабочими мощностями, ограничениями на развитие первых и изменения вторых, показателями удельных капитальных, топливных и условно-постоянных затрат. Выработка ВИЭ представляется суточными профилями, характерными для соответствующих стран/регионов/узлов расчетной схемы.

Ниже дано описание модели только в той части, в которой она отличается от предыдущей версии [2] за счет внедрения в нее электролизных водородных установок.

## 2.2. Краткое описание модели

В каждом из узлов модели  $j$  ( $j \in J$ ) имеется  $I$  эквивалентных электростанций разных типов. Электростанции группируются по типу используемого топлива и технологиям выработки электроэнергии с близкими технико-экономическим параметрам: гидравлические (ГЭС), гидроаккумулирующие (ГАЭС), конденсационные (КЭС) и когенерационные (ТЭЦ) на разных видах органического топлива (газ, нефть, уголь), атомные (АЭС), ветровые (ВЭС), солнечные (СЭС) и др. Кроме того, как отдельный тип станции могут задаваться конкретные источники энергии.

Электрическая нагрузка задается в модели двумя способами. Большая часть нагрузки задается традиционно как константа в правой части балансовых уравнений. Водородные установки, в качестве которых выступают электролизеры, фактически являются переменной нагрузкой-регулятором и задаются в модели специальными переменными, ограничениями и константами, которые рассматриваются далее.

В модели задаются суточные графики нагрузки рабочего и выходного дней с часовыми интервалами  $t$  ( $t \in T$ ),  $T = 24$  – число часов рабочего и выходного дней каждого узла (ЭЭС)  $j$  для каждого сезона года  $s$  ( $s \in S$ ),  $S = 4$  – количество сезонов.

*Целевая функция* модели ОРПЭС представляет собой функцию суммарных, приведенных к годовой размерности затрат (в целом по энергообъединению, включающему электрические связи, либо по отдельным ЭЭС, а также затраты в электролизные установки и доход от реализации водорода), а оптимальное решение определяется минимумом этих затрат. С учетом сказанного и приведенных выше обозначений целевая функция модели имеет следующий вид:

$$\begin{aligned}
 & \sum_{j \in J} \sum_{i \in I} \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \tau_s^w c_{ij} x_{ijts} + \sum_{j \in J} \sum_{i \in I} \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \tau_s^h c_{ij} y_{ijts} + \\
 & + \sum_{j \in J} \sum_{i \in I} [k_{ij}(r + b_{ij})X_{ij} + k_{H_2j}(r + b_{H_2j})X_{H_2j}] + \sum_{j \in J} \sum_{\substack{j' \in J \\ j' \geq 2 \\ j' > j}} k_{jj'}(r + b_{jj'})X_{jj'} - \\
 & - p_{H_2} K_{H_2} \left[ \sum_{j \in J} \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \tau_s^w x_{H_2jts} + \sum_{j \in J} \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \tau_s^h y_{H_2jts} \right] \rightarrow \min,
 \end{aligned} \tag{1}$$

где  $\tau_s^w$  – эквивалентное число рабочих суток в сезоне  $s$ ;  $\tau_s^h$  – эквивалентное число выходных суток в сезоне  $s$ ;  $r$  – ставка дисконтирования (в совокупности с амортизационной составляющей, входящей в условно-постоянные эксплуатационные затраты,  $b_{ij}$  – для электростанций или  $b_{jj'}$  – для линий, упрощенно определяет коэффициент возврата капиталовложений, который приводит единовременные капвложения к годовой размерности);  $X_{ij}$  – установленная мощность электростанций различного типа  $i$  в узле  $j$ ; для ГАЭС имеется в виду генерирующая (разрядная) мощность;  $x_{ijts}$  – рабочая мощность электростанций типа  $i$  в узле  $j$  в рабочие сутки в сезон года  $s$ ; для ГАЭС ( $i = \{\text{ГАЭС}\}$ ) имеет место генерирующая рабочая (разрядная мощность)  $x_{ijts}$  и  $x_{ijts}^{\text{зар}}$  – насосная (зарядная) мощность ГАЭС  $j$ -го узла в интервале  $t$  сезона  $s$ ;  $y_{ijts}$  – рабочая мощность в сезон  $s$  в час  $t$  в выходные дни станций типа  $i$  в узле  $j$ ; генерирующая рабочая мощность ГАЭС  $j$ -го узла в интервале  $t$  сезона  $s$  в выходные дни будет обозначаться как  $y_{ijts}$  ( $i = \{\text{ГАЭС}\}$ ), а насосная (зарядная) мощность ГАЭС  $j$ -го узла в интервале  $t$  сезона  $s$  –  $y_{ijts}^{\text{зар}}$ ;  $X_{jj'}$  – пропускная способность электрической связи между узлами  $j$  и  $j'$ ;  $x_{jj'ts}^w$  – переток мощности по электрической связи из узла  $j$  в узел  $j'$  в рабочие сутки в часовом интервале  $t$  сезона  $s$ ;  $c_{ij}$  – топливные издержки станций типа  $i$  в узле  $j$ ;  $k_{ij}$  – удельные капиталовложения станций типа  $i$  в узле  $j$ ;  $b_{ij}$  – коэффициенты условно постоянных издержек станций типа  $i$  в узле  $j$ ;  $k_{H_2j}$  – удельные капиталовложения электролизной установки в узле  $j$ ;  $b_{H_2j}$  – коэффициенты условно постоянных издержек электролизной установки в узле  $j$ ;  $p_{H_2}$  – цена водорода (на месте производства, т.е. за вычетом транспортных затрат на доставку на внутренний или международный рынок, в зависимости от постановки задачи);  $K_{H_2}$  – коэффициент, связывающий объем выработки водорода с электрической мощностью электролизных установок (иначе говоря, данный коэффициент показывает сколько килограммов  $H_2$  можно получить, израсходовав 1 кВт ч электроэнергии).

Удельные капвложения задаются на единицу их установленной электрической мощности (кВт или МВт), а переменные издержки – на кВт ч (МВт ч) потребленной электроэнергии.

Первые две составляющих целевой функции данного выражения характеризуют суммарные годовые топливные затраты по ЭЭС/энергообъединению по рабочим и выходным суткам. Третья составляющая включает инвестиционные и постоянные эксплуатационные издержки в генерирующие мощности и электролизные установки. Четвертая составляющая представляет собой постоянные эксплуатационные затраты в межсистемные электрические связи, а также инвестиционные затраты в них. Пятая составляющая представляет собой доходы от производимого водорода за вычетом переменных издержек на его производство.

*Балансовые уравнения* для определения необходимых вводов новых электростанций и увеличения пропускных способностей ЛЭП представлены следующим выражением:

$$\sum_{i \in I \setminus J} X_{ij} - \sum_{\substack{j \in J \\ j' \geq 2 \\ j' \neq j}} x_{jj'ts}^w + \sum_{\substack{j \in J \\ j' \geq 2 \\ j' \neq j}} x_{j'jts}^w (1 - \pi_{j'j}) \geq P_{jts}^w + R_{jts} + X_{H_2j}, \quad j \in J, \quad t \in T^{\max}, \quad s \in S^{\max}, \quad (2)$$

<sup>1</sup> Такое число рабочих/выходных суток, при умножении которого на объем электроэнергии в максимальных рабочих/выходных сутках сезона получается электропотребление, равное принятому электропотреблению в течение всех рабочих/выходных суток сезона.

где  $P_{jts}^w$  и  $R_{jts}$  – нагрузка потребителей в рабочие сутки и необходимый резерв мощности на электростанциях в узле  $j$  в интервале времени  $t$  в сезон  $s$  (рассматриваются только сезоны и часы максимальных нагрузок; нагрузка потребителей принята для рабочих суток, поскольку в этот период она максимальна);  $T^{\max}$  – множество интервалов времени, в которые имеют место годовые максимумы нагрузки;  $S^{\max}$  – множество сезонов, в которые имеют место годовые максимумы нагрузки;  $\pi_{j'j}$  – коэффициент потерь мощности в электрической связи между узлами  $j$  и  $j'$ ;  $I'$  – подмножество типов электростанций, включающее только солнечные и ветровые электростанции.

Электростанции на основе возобновляемых источников энергии являются негарантированными источниками электроэнергии и требуют полного дублирования (резервирования), поэтому они не могут участвовать в балансе установленной мощности (2). Это отражено в выражении (2) подмножеством  $I \setminus I'$ , не содержащим ветровых и солнечных электростанций.

Водородные установки представлены переменными установленных мощностей в правой части балансового уравнения установленных мощностей (2).

В выражении (2) учтены перетоки  $x_{jj'ts}^w$  и  $x_{j'jts}^w$  в рабочие сутки, поскольку максимумы нагрузок, рассматриваемые в данном выражении, приходятся именно на рабочие сутки.

“Режимные” уравнения часовых балансов рабочих мощностей в суточных графиках нагрузки представлены в следующих соотношениях:

$$\left\{ \begin{array}{l} \sum_{i \in I} x_{ijts} - \sum_{\substack{j \in J \\ j' \geq 2 \\ jj' \neq j}} x_{jj'ts}^w + \sum_{\substack{j \in J \\ j' \geq 2 \\ jj' \neq j}} x_{j'jts}^w (1 - \pi_{j'j}) = P_{jts}^w + x_{ijts}^{\text{зап}} + x_{H_2jts} \\ \sum_{i \in I} y_{ijts} - \sum_{\substack{j \in J \\ j' \geq 2 \\ j' \neq j}} x_{jj'ts}^h + \sum_{\substack{j \in J \\ j' \geq 2 \\ j' \neq j}} x_{j'jts}^h (1 - \pi_{j'j}) = P_{jts}^h + y_{ijts}^{\text{зап}} + y_{H_2jts} \end{array} \right. \quad (3)$$

$$j \in J, \quad t \in T, \quad s \in S,$$

где  $P_{jts}^h$  – нагрузка потребителей в выходные сутки в узле  $j$  в час  $t$  в сезон  $s$ .

Зарядная мощность ГАЭС  $x_{ijts}^{\text{зап}}$  и  $y_{ijts}^{\text{зап}}$  увеличивает нагрузку потребителей и поэтому представлена в правых частях системы уравнений (3). Данные переменные при оптимизации становятся ненулевыми в период “провалов” графика нагрузки. В период максимальных нагрузок эти переменные, наоборот, “обнуляются”, поскольку ГАЭС в это время выполняют функции генераторов, которые представлены в левых частях системы уравнений (3) переменными  $x_{ijts}$  и  $y_{ijts}$ .

Водородные установки представлены переменными часовых мощностей в правой части системы балансовых уравнений рабочих мощностей (3).

Возобновляемые источники энергии участвуют в фактических балансах мощности (3) наряду с другими типами электростанций.

*Ограничения на развитие электролизных установок:*

$$0 \leq X_{H_2j} \leq N_{MH_2j}, \quad j \in J. \quad (4)$$

Ограничения на режим использования электролизных установок включают следующие условия:

$$a_{m_{H_2j}} X_{H_2j} \leq x_{H_2jts} \leq a_{H_2js} X_{H_2j}, \quad a_{m_{H_2j}} X_{H_2j} \leq y_{H_2jts} \leq a_{H_2js} X_{H_2j}, \quad (5)$$

$$i \in I, \quad j \in J, \quad t \in T, \quad s \in S,$$

где  $a_{m_{H_2},js}$  – коэффициент минимально допустимой мощности установки в узле  $j$  в зоне  $s$ ;  $a_{H_2,js}$  – коэффициент готовности установки в узле  $j$  в сезоне  $s$ .

### 3. ОБЩЕМЕТОДИЧЕСКАЯ СХЕМА И СЦЕНАРИИ ИССЛЕДОВАНИЙ

Общая методическая схема исследований предполагает выполнение последовательности оптимизационных расчетов на модифицированной модели развития и режимов работы электроэнергетических систем.

При исследовании перспектив развития локальных якутских энергосистем в составе ОЭС Востока с вводом новых энергоустановок, включая атомно-водородные и возобновляемые источники (солнечные и ветровые), в связи с неустранимой перспективной необределенностью, принимался во внимание ряд важных влияющих факторов, которые оказывают решающее воздействие на эффективность и, соответственно, объемы вводов указанных установок.

Во-первых, это налог на выбросы диоксида углерода ( $CO_2$ ) тепловыми электростанциями на органическом топливе, поскольку предварительные оптимизационные расчеты по оценке вводов новых безуглеродных атомно-водородных и возобновляемых энергоустановок в якутских энергосистемах показали необходимость применения специальных механизмов стимулирования. Налог на выбросы  $CO_2$  является одним из таких механизмов, стимулирующим вводы новых безуглеродных возобновляемых и атомно-водородных источников и снижающим сравнительную экономическую эффективность высокоуглеродных тепловых электростанций на органическом топливе (особенно угольных).

В качестве следующего важного влияющего фактора рассматривается частичное государственное субсидирование капиталовложений в указанные новые энергоустановки. Такое субсидирование является дополнительным стимулом для активизации вводов атомно-водородных и возобновляемых источников. В расчетах оно реализуется через снижение изначально принятых (исходных) капиталовложений в эти источники.

Третьим влияющим фактором является цена водорода. Учитывая перспективную неопределенность, она принималась диапазоном с нижним значением 3 долл./кг. Верхнее значение диапазона определялось в ходе оптимизационных расчетов исходя из того, чтобы оно инициировало вводы атомно-водородных и возобновляемых установок. По полученным результатам можно сказать, что верхняя граница диапазона цены водорода не превысила 4 долл./кг.

Следует также отметить, что в Западной энергосистеме Якутии гидроэлектростанции (каскад Вилюйских ГЭС) покрывают практически весь спрос потребителей электроэнергии. В структуре генерирующих мощностей ОЭС Востока (до присоединения к ней западного и центрального энергорайонов Якутии) доля ГЭС (включая Зейскую и Бурейские) составляла порядка 40%. Ожидается, что в расчетной перспективе она несколько снизится за счет роста мощностей газовых станций и составит около 35%, оставаясь при этом достаточно значимой. Таким образом, приточность воды к водохранилищам ГЭС может существенным образом влиять на энергобалансы в указанных энергосистемах. В частности, в маловодных условиях (когда ГЭС участвуют в балансах электроэнергии своей гарантированной выработкой) требуются большие объемы ее выработки другими типами электростанций. Это также может стать определенным стимулом для вводов новых атомно-водородных и возобновляемых источников. В расчетах принималось два варианта выработки ГЭС: среднесрочная и гарантированная. В настоящей статье приводятся результаты расчетов для условий гарантированной выработки ГЭС, как наиболее показательные.

С учетом вышеизложенного были сформированы сценарии для исследования имплементации атомно-водородных установок и ВИЭ в локальные энергосистемы Яку-

тии в условиях их перспективного развития, отражающего основные влияющие факторы. Представленные ниже два основных сценария интегрируют основные факторы и позволяют оценить масштабы вводов атомно-водородных и возобновляемых установок и требуемые стимулы для их реализации.

**Первый сценарий С1** является базовым, в нем отсутствуют прямые механизмы стимулирования ввода безуглеродных атомно-водородных и возобновляемых источников энергии, цена водорода соответствует минимальному значению из указанного выше диапазона, указанного выше, а выработка ГЭС принимается гарантированной. Данный сценарий представляет собой “точку отчета”, относительно которой будут сравниваться результаты, полученные при расчете второго сценария.

Во **втором сценарии С2** последовательно задействованы механизмы стимулирования вводов рассматриваемых безуглеродных источников, включая налог на выбросы  $\text{CO}_2$ , государственное субсидирование капиталовложений в новые атомно-водородные и возобновляемые источники и рост цены на водород. В данном сценарии все указанные влияющие факторы “накладываются” на гарантированную выработку ГЭС.

При выполнении расчетных исследований сформированных выше сценариев налог на выбросы  $\text{CO}_2$ , государственное субсидирование капиталовложений в новые атомно-водородные и возобновляемые источники и цена водорода задавались некоторыми последовательностями значений. Эти значения принимались таким образом, чтобы выявить граничные условия, при которых вводятся рассматриваемые атомно-водородные и возобновляемые энергоустановки.

Расчетный временной период исследования сценариев имплементации атомно-водородных установок и ВИЭ в локальные энергосистемы Якутии принималась на уровне перспективы 2035 г.

#### 4. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ РАСЧЕТОВ

В работе рассматривалась 4-х узловая схема ОЭС Востока, представленная Западным, Центральным и Южным энергорайонами Якутии (ЗЯЭР, ЦЯЭР и ЮЯЭР), каждый в отдельном узле, и совместно (в одном узле) Амурской, Хабаровской и Приморской ЭЭС (рис. 1). При этом учитывалась экспортная электропередача из ОЭС Востока в энергосистему Северо-Восточного Китая, поскольку отбор мощности и электроэнергия для экспорта увеличивает загрузку генерирующих мощностей в ОЭС Востока.

Якутские локальные энергосистемы, входящие в состав ОЭС Востока, выделены в отдельные узлы с той целью, чтобы была возможность рассмотрения вводов атомно-водородных установок и возобновляемых источников отдельно в каждом из этих узлов для исследования балансов электроэнергии и мощности, режимов работы энергосистем, а также обменов мощностью и электроэнергией между ними по электрическим связям. Более детальное (дезагрегированное) представление якутских энергорайонов с рассмотрением большего количества узлов на данном этапе не проводилось в связи с тем, что это потребовало бы анализа электрической нагрузки, объемов и режимов электропотребления конкретных потребителей (промышленных, коммунально-бытовых и др.), что предполагает работу с очень большими и детальными объемами информации, получить которую на рассматриваемую расчетную перспективу весьма проблематично.

Основные данные для проводимых исследований получены на основе анализа фактических и прогнозных показателей социально-экономического развития, уровней электропотребления, генерирующих мощностей и сетевой инфраструктуры, данных о крупных энергоемких потребителях электрической энергии [3–9].

Принятые уровни электропотребления и максимумы электрической нагрузки потребителей на территории централизованного энергоснабжения ОЭС Востока, включающей энергорайоны Якутии (ЗЯЭР, ЦЯЭР, ЮЯЭР), соответствуют наиболее веро-

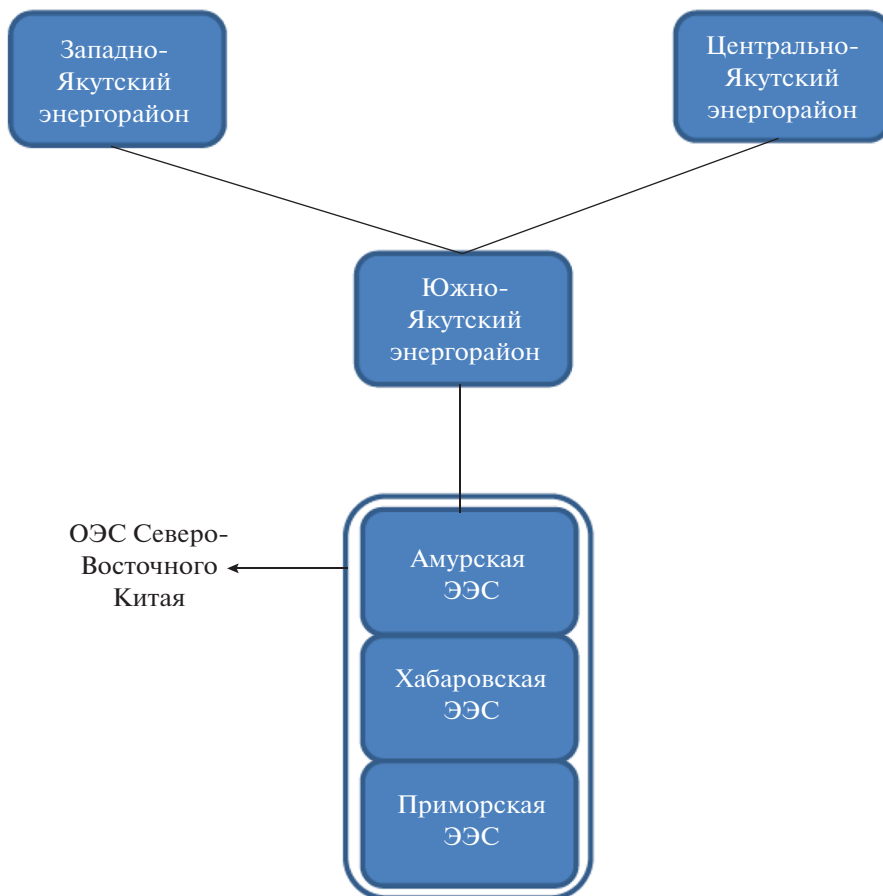


Рис. 1. Схема ОЭС Востока.

ятному базовому сценарию прогноза развития электроэнергетики на 2035 г. согласно данным Института физико-технических проблем им. В.П. Ларионова (ИФТПС) СО РАН (табл. 1).

Информация по ограничениям на развитие генерирующих источников с учетом возможных вводов новых и демонтажа выработавших свой ресурс генерирующих мощностей получена путем обобщения материалов ИФТПС СО РАН, Минэнерго РФ, СО ЕЭС, Якутскэнерго (табл. 2) [3–5, 9].

Таблица 1. Расчетные показатели максимумов нагрузки и электропотребления ОЭС Востока на 2035 г.

Показатели	ЭЭС			
	ЮЯЭР	ЗЯЭР	ЦЯЭР	ОЭС Востока без ЯЭР*
Максимум электрической нагрузки, МВт	679	824	390	9710
Электропотребление, млрд кВт ч	4.28	4.28	2.10	58.80

\* Якутский энергорайон.



**Таблица 2.** Ограничения на развитие установленной мощности электростанций на 2035 г., МВт

Типы электростанций	ЭЭС			
	ЮЯЭР	ЗЯЭР	ЦЯЭР	ОЭС Востока без ЯЭР
ГЭС	–	1160	–	6252
КЭС уголь	1260	–	–	4965
КЭС газ	–	216	342	4314
ТЭЦ уголь	48	–	165	1070
ТЭЦ газ	–	–	12	884
АЭС	–	–	–	3000

**Таблица 3.** Единичные мощности атомно-водородных и возобновляемых установок, МВт

Типы энергоустановок	ЭЭС			
	ЮЯЭР	ЗЯЭР	ЦЯЭР	ОЭС Востока без ЯЭР
АСММ	50	50	50	–
ВЭС	5	5	5	–
СЭС	5	5	5	–
Электролизер ALK	10	10	10	–

**Таблица 4.** Топливные издержки электростанций, долл./МВт ч

Типы электростанций	ЭЭС			
	ЮЯЭР	ЗЯЭР	ЦЯЭР	ОЭС Востока без ЯЭР
КЭС уголь	21.4	–	–	22.4
КЭС газ	–	–	44.0	38.1
ТЭЦ уголь	24.5	–	–	21.0
ТЭЦ газ	–	–	55.7	38.3
АЭС	–	–	–	5.0

Помимо традиционных типов электростанций в модели в каждом энергоузле Якутии задавалась возможность развития атомных электростанций малой мощности (АСММ) – РИТМ-200, ветровых и солнечных электростанций (ВЭС и СЭС) и электролизеров (Alkaline – ALK). В табл. 3 представлены единичные мощности установок указанных объектов.

Технико-экономические показатели электростанций и ЛЭП принимались на основе анализа и обобщения показателей многочисленных отчетных и проектных материалов [4, 10–17] (табл. 4–6).

Технико-экономические показатели атомно-водородных установок и возобновляемых энергоисточников получены и адаптированы для климатических условий Якутии на основе анализа и обобщения репрезентативных мировых и отечественных данных [18–25] (табл. 7).

Как уже отмечалось, цена водорода задавалась диапазоном с нижней границей 3 долл./кг, а верхняя находилась в ходе оптимизационных расчетов, когда активизировались вводы новых безуглеродных источников. Полученные оценки не превысили 4 долл./кг.

**Таблица 5.** Удельные капиталовложения в генерирующие мощности, долл./кВт\*

ЭЭС	Типы электростанций			
	ГЭС	КЭС уголь	КЭС газ	АЭС
ЮЯЭР	–	1954	–	–
ЗЯЭР	1571	–	1252	–
ЦЯЭР	–	–	1252	–
ОЭС Востока без ЯЭР	4090	1350	1797	3300

\* Установленная мощность ТЭС задается согласно планам развития систем теплоснабжения и не оптимизируется. Оптимизируется только участие ТЭС в часовых балансах электрической мощности.

**Таблица 6.** Техничко-экономические показатели ЛЭП

Показатель	Линия		
	ЮЯЭР–ЗЯЭР	ЮЯЭР–ЦЯЭР	ЮЯЭР–ОЭС Востока
Длина, км	362.8	482.1	184.1
Напряжение, кВ	220–500	220–500	220–500
Удельные капвложения, долл./кВт	218.1	201.5	216.5
Коэффициент потерь мощности, %	3.9	3.4	3.0
Коэффициент условно-постоянных издержек, %	4		
Ограничение на развитие пропускной способности, МВт	980	1060	1100

**Таблица 7.** Техничко-экономические показатели атомно-водородных установок и возобновляемых источников

Показатели	Установки			
	АСММ	ВЭС	СЭС	АЛК
Срок эксплуатации, лет	60	25	25	20
Срок службы стэков (АЛК), лет				8
Удельные капиталовложения, долл./кВт	4000	1600	1000	600
Ежегодные постоянные затраты, % от капвложений	8.0	6.0	5.5	7.0
Стоимость замены стэков, % от капвложений				25
Ставка дисконтирования, %	8.0			
Топливные издержки, долл./МВт ч	5.0	–	–	–
Расход электроэнергии на производство водорода, кВт ч/кг H <sub>2</sub>				49.8
Диапазон регулирования нагрузки, %				10–100

Данные о выработке якутских и дальневосточных ГЭС часах использования их установленной мощности для разных гидрологических условий получены из [9, 26].

Объем и режим электропотребления в модели ОРИЭС задаются путем формирования для каждого узла (энергосистемы) восьми характерных суточных графиков электрической нагрузки потребителей: графиков рабочих и выходных дней для 24 ч сут и для четырех сезонов года. Данные графики в целом отражают динамику изменения электрических

нагрузок потребителей и режимы их потребления в суточном, недельном, сезонном и годовом разрезах. Конфигурации исходных суточных графиков нагрузки получены на основе данных СО ЕЭС и Якутскэнерго, приведены, в соответствии с требованиями модели ОРПЭС, к единому часовому поясу – Гринвичу [27, 28].

## 5. АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ

Результаты исследований для сформированных сценариев (С1, С2) включают объемы вводов и установленные мощности, выработку электроэнергии по типам электростанций, пропускные способности межзубовых электрических связей, обмена перетоками электроэнергии и другие на уровне 2035 г. В табл. 8–11 они приводятся для оптимизационных расчетов базового сценария С1. Данный сценарий характеризуется отсутствием механизмов стимулирования вводов безуглеродных энергоисточников (налога на  $\text{CO}_2$  и субсидирования капиталовложений), ценой водорода в 3 долл./кг, а также гарантированной выработкой ГЭС. При этом оптимизируются объемы вводов и структура установленных мощностей, включая атомно-водородные и возобновляемые энергоустановки, объемы и структура выработки этих мощностей (для водородных установок оптимизируется электропотребление и производство водорода), пропускная способность межзубовых электрических связей и обмена перетоками мощности и электроэнергии по ним в объединенных локальных якутских энергосистемах и остальной части ОЭС Востока.

Как видно из табл. 8, в отсутствие каких-либо механизмов, стимулирующих вводы новых безуглеродных источников энергии, данные источники не входят в оптимальный электроэнергетический баланс. Водородные установки также не вводятся. При этом в энергосистеме Южной Якутии и в ОЭС Востока имеют место вводы установленной мощности на угольных электростанциях суммарно в объеме более 2.8 ГВт. Помимо угольных электростанций в Якутии дополнительно ввелись низкоуглеродные тепловые электростанции на газе мощностью несколько более 200 МВт.

**Таблица 8.** Вводы установленных мощностей, сценарий С1, ГВт

ЭЭС	Типы электростанций							Всего	$\text{H}_2$ – уст.
	ГЭС	ТЭС уг.	ТЭС газ.	АЭС	ВЭС	СЭС			
ЮЯЭР	–	0.170	–	–	–	–	0.170	–	
ЦЯЭР	–	–	–	–	–	–	–	–	
ЗЯЭР	–	–	0.210	–	–	–	0.210	–	
ОЭС Востока без ЯЭР	–	2.650	–	–	–	–	2.650	–	
Всего	–	2.820	0.210	–	–	–	3.030	–	

**Таблица 9.** Структура установленных мощностей, сценарий С1, ГВт

ЭЭС	Типы электростанций							Всего	$\text{H}_2$ – уст.
	ГЭС	ТЭС уг.	ТЭС газ.	АЭС	ВЭС	СЭС			
ЮЯЭР	–	0.790	–	–	–	–	0.790	–	
ЦЯЭР	–	0.170	0.350	–	–	–	0.520	–	
ЗЯЭР	1.050	–	0.210	–	–	–	1.260	–	
ОЭС Востока без ЯЭР	3.660	6.040	2.410	–	–	–	12.110	–	
Всего	4.710	7.000	2.970	–	–	–	14.680	–	

**Таблица 10.** Выработка электроэнергии по типам электростанций, сценарий С1, ТВт ч

ЭЭС	Типы электростанций							H <sub>2</sub> – уст.
	ГЭС	ТЭС уг.	ТЭС газ.	АЭС	ВЭС	СЭС	Всего	
ЮЯЭР	–	4.959	–	–	–	–	4.959	–
ЦЯЭР	–	1.040	1.834	–	–	–	2.873	–
ЗЯЭР	2.914	–	1.182	–	–	–	4.096	–
ОЭС Востока без ЯЭР	9.154	38.126	14.227	–	–	–	61.506	–
Всего	12.067	44.125	17.242	–	–	–	73.435	–

**Таблица 11.** Пропускная способность электрических связей, МВт, и обмена потоками электроэнергии между узлами, ГВт ч/год, сценарий С1

Электрические связи	Пропускная способность	Получение	Выдача
ЮЯЭР–ЗЯЭР	158.5	–	–451.4
ЗЯЭР–ЮЯЭР		433.3	–
ЮЯЭР–ЦЯЭР	180.4	776.1	–0.5
ЦЯЭР–ЮЯЭР		0.5	–803.5
ЮЯЭР–ОЭС Востока	200.0	40.1	–894.7
ОЭС Востока–ЮЯЭР		867.8	–41.3
Всего	538.9	2117.8	–2191.4

Как следует из табл. 9 и 10, в структуре генерирующих мощностей якутских энергосистем угольные ТЭС составляют менее 40%, а в выработке электроэнергии – более 50%. Безуглеродные гидравлические мощности составляют более 40% по мощности и около 25% по энергии, остальное приходится на низкоуглеродные газовые электростанции. При этом, как видно из табл. 11, локальные якутские энергосистемы выдают электроэнергию в остальную часть ОЭС Востока в объеме около 0.9 ТВт ч/год.

В сценарии С2 последовательно были задействованы механизмы стимулирования вводов безуглеродных атомно-водородных и возобновляемых источников энергии в виде использования налога на выбросы CO<sub>2</sub>, субсидирования (фактически уменьшения) капиталовложений в данные установки и роста цены на водород. Причем усиление стимулирования (увеличение налога, уменьшения капвложений, рост цены водорода) происходил до тех пор, пока не активизировались вводы соответствующих установок. Выработка ГЭС принималась гарантированной.

При проведении численных экспериментов с использованием модели ОРРЭС, прежде всего, задавалась последовательность значений налога на выбросы CO<sub>2</sub>, начиная с 30 долл./т выбросов с шагом в 30 долл./т. Относительно низкие уровни налогов на выбросы CO<sub>2</sub> в размере 30 долл./т и 60 долл./т не обеспечили стимулирование ввода безуглеродных атомно-водородных и возобновляемых источников энергии. Только налог на выбросы CO<sub>2</sub> на уровне 90 долл./т стал “катализатором” ввода АЭС. Однако возобновляемые источники энергии при этом уровне налога на CO<sub>2</sub> не вводились.

Численные эксперименты с определением уровня дополнительного субсидирования капвложений в ВИЭ и водородные установки показали, что при 30%-ном субсидировании стали вводиться солнечные и частично водородные установки. В то же время ветровые электростанции по-прежнему не вошли в оптимальный энергобаланс локальных якутских энергосистем.

**Таблица 12.** Вводы установленных мощностей, сценарий С2, ГВт

ЭЭС	Типы электростанций							
	ГЭС	ТЭС уг.	ТЭС газ.	АЭС	ВЭС	СЭС	Всего	H <sub>2</sub> – уст.
ЮЯЭР	–	–	–	1.490	–	0.100	1.590	0.109
ЦЯЭР	–	–	–	0.040	–	–	0.040	0.031
ЗЯЭР	–	–	–	0.200	0.190	–	0.390	–
ОЭС Востока без ЯЭР	–	–	–	2.280	–	–	2.280	–
Всего	–	–	–	4.010	0.190	0.100	4.300	0.140

**Таблица 13.** Структура установленных мощностей, сценарий С2, ГВт

ЭЭС	Типы электростанций							
	ГЭС	ТЭС уг.	ТЭС газ.	АЭС	ВЭС	СЭС	Всего	H <sub>2</sub> – уст.
ЮЯЭР	–	0.620	–	1.490	–	0.100	2.210	0.109
ЦЯЭР	–	0.170	0.350	0.040	–	–	0.560	0.031
ЗЯЭР	1.050	–	–	0.200	0.190	–	1.440	–
ОЭС Востока без ЯЭР	3.660	3.390	2.410	2.280	–	–	11.740	–
Всего	4.710	4.180	2.760	4.010	0.190	0.100	15.950	0.140

**Таблица 14.** Выработка электроэнергии по типам электростанций, сценарий С2, ТВт ч

ЭЭС	Типы электростанций							
	ГЭС	ТЭС уг.	ТЭС газ.	АЭС	ВЭС	СЭС	Всего	H <sub>2</sub> – уст.
ЮЯЭР	–	2.547	–	10.253	–	0.128	12.928	–0.236
ЦЯЭР	–	0.660	1.204	0.293	–	–	2.157	–0.064
ЗЯЭР	2.914	–	–	1.387	0.284	–	4.585	–
ОЭС Востока без ЯЭР	9.154	14.957	13.932	16.215	–	–	54.257	–
Всего	12.067	18.164	15.136	28.147	0.284	0.128	73.927	–0.301

Дальнейшее увеличение субсидирования капиталовложений ВЭС до 50% привело к увеличению их доли в энергобалансах, а увеличение цены водорода до 3.75 долл./кг обеспечило заметные вводы электролизных установок.

Результаты проведенных расчетов представлены в табл. 12–15.

Как видно из представленных выше табл. 12–15, в сценарии С2 вводятся все рассматриваемые новые безуглеродные источники энергии, включая атомно-водородные и солнечно-ветровые. Вводы атомных установок во всех трех якутских энергорайонах превысили 1700 МВт, вводы ветровых установок приблизились к 200 МВт, вводы СЭС составили 100 МВт, а вводы водородных установок – 140 МВт. Производство водорода в данном сценарии составило 6 тыс. т/год.

Анализ результатов исследований, выполненных по сценарию С2, показывает, что вводы тепловых угольных и газовых электростанций полностью отсутствуют. Они замещаются вводами новых безуглеродных источников. Причем, вводимые за счет стимулирования атомные станции в Южно-Якутском энергорайоне обеспечивают не только внутренний спрос потребителей, но и выдают существенную часть своей выра-

**Таблица 15.** Пропускная способность электрических связей, МВт, и обмена перетоками электроэнергии между узлами, ГВт ч/год, сценарий С2

Электрические связи	Пропускная способность	Получение	Выдача
ЮЯЭР–ЗЯЭР	84.5	173.7	–130.8
ЗЯЭР–ЮЯЭР		125.6	–181.0
ЮЯЭР–ЦЯЭР	160.0	43.2	–23.8
ЦЯЭР–ЮЯЭР		23.0	–44.8
ЮЯЭР–ОЭС Востока	1100	–	–8325.6
ОЭС Востока–ЮЯЭР		8075.8	–
Всего	1344.5	8441.3	–8706.0

ботки в остальную часть ОЭС Востока. Это подтверждает существенное усиление электрической связи ЮЯЭР с ОЭС Востока. Ее пропускная способность возрастает более чем в пять раз и увеличением объема перетоков в направлении ОЭС Востока практически на порядок (табл. 11 и 15).

В результате интеграции рассматриваемых атомно-водородных и возобновляемых энергоустановок в якутские энергосистемы структура генерирующих мощностей и выработки электроэнергии последних кардинальным образом меняется. Так, доля тепловых электростанций снижается (по сравнению со сценарием С1) примерно до 20% от общей установленной мощности и выработки энергии якутских энергосистем. Обычно доля тепловых электростанций в суммарной выработке ЭЭС существенно превышает их долю в суммарной установленной мощности за счет того, что эти станции работают в базисном режиме. Таким образом, в сценарии С2 тепловые электростанции не только не вводятся, но и их имеющиеся мощности разгружаются, чтобы ограничить негативное экологическое воздействие за счет снижения выбросов  $\text{CO}_2$ . Альтернативой при этом выступают новые безуглеродные атомно-водородные и возобновляемые источники. Общее снижение выбросов углекислого газа при этом составляет около 26 млн т.

На рис. 2 приведены графики покрытия суточной нагрузки генерирующими источниками и перетоками между энергосистемами для летнего периода. Эти графики являются наиболее показательными с т.ч. демонстрации режимов работы исследуемых новых энергоустановок, особенно водородных.

Как видно из представленных ниже рисунков, роль выработки электроэнергии ВЭС и СЭС в общем суточном объеме выработки невелика. Причем ВЭС работают в ЗЯЭР, СЭС – в ЮЯЭР, а в ЦЯЭР эти источники не вводятся. Атомные установки работают во всех энергорайонах. В наибольшей степени они развиваются в ЮЯЭР, так как кроме обеспечения внутреннего спроса они передают существенную часть своей выработки в остальную часть ОЭС Востока. Водородные установки работают в ЮЯЭР и ЦЯЭР. В ЗЯЭР в рассматриваемых сценариях они не вводятся. Причем из рис. 2 видно, что  $\text{H}_2$ -установки работают в переменном режиме, снижая свою производительность в часы максимальных нагрузок потребителей электроэнергии в энергосистемах и, наоборот, увеличивая ее в период провала электрической нагрузки. Тем самым эти установки “регулируют” графики нагрузки, повышая тем самым гибкость энергосистемы. С учетом сказанного причина отсутствия  $\text{H}_2$ -установок в ЗЯЭР, по-видимому, состоит в том, что в этом энергорайоне преобладают маневренные гидрогенерирующие мощности и дополнительные источники гибкости в ЗЯЭР не требуется. Электролизеры выступают в качестве системного объекта, улучшая режимы работы электростанций в энергосистеме, а также производя водород, дополнительно улучшая тем самым свою технико-экономическую эффективность.

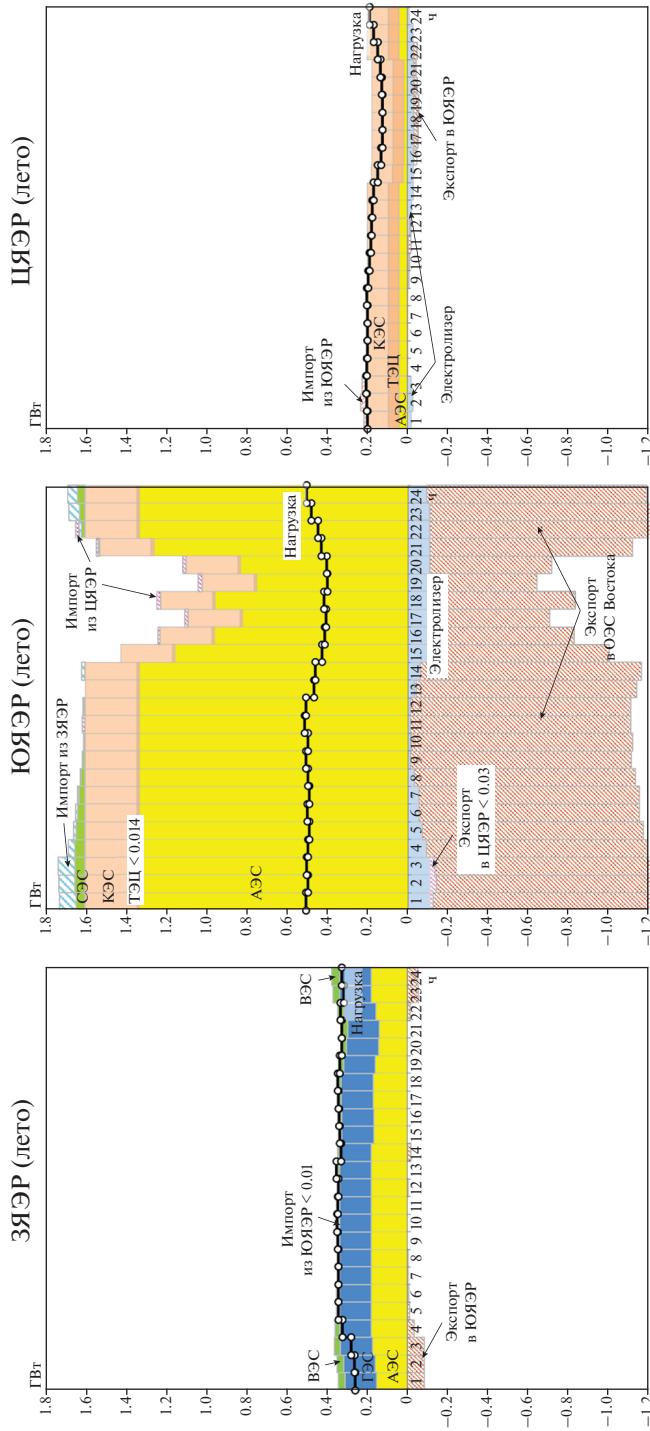


Рис. 2. Режимы работы электростанций локальных якутских энергосистем и потоков между ними, сценарий С2.

Из представленных рисунков также видны обмены электроэнергией между рассматриваемыми энергорайонами и ОЭС Востока. Эти обмены особенно интенсивны между ЮЯЭР и ОЭС Востока. Рассчитанные суточные, а также недельные и годовые режимы работы электростанций и межзловых электрических связей показывают работоспособность локальных энергосистем Якутии в условиях их перспективного развития при вводе атомно-водородных и работающих на возобновляемых источниках энергии энергоустановках.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Выполнена модификация математической модели развития и режимов работы электроэнергетических систем ОРИРЭС с включением в нее атомно-водородных энергоустановок, обеспечивающих устойчивую работу энергетических систем в условиях стохастической работы энергоустановок возобновляемой энергетики без специального резерва мощности.

Проведены оптимизационные расчеты по определению структуры, объемов вводов и оптимизации режимов загрузки различных типов электростанций при развитии энергосистемы Республики Саха на период до 2035 г.

С целью оценки эффективности и работоспособности энергосистем при имплементации в них атомно-водородных и возобновляемых источников энергии и сценарий с учетом таких механизмов, в качестве которых принимались налог на выбросы  $\text{CO}_2$  тепловыми электростанциями на органическом топливе, госсубсидирование капвложений в новые атомно-водородные и возобновляемые источники энергии и ростом цен водорода.

В отсутствие механизмов стимулирования (базовый сценарий) новые атомно-водородные и возобновляемые источники энергии не вовлекаются в оптимальный перспективный электроэнергетический баланс локальных энергосистем Западной, Центральной и Южной Якутии.

При максимальном задействовании механизмов стимулирования (при налоге на выбросы  $\text{CO}_2$  на уровне 90 долл./т, субсидировании капиталовложений в ВЭС в объеме 50%, в другие новые безуглеродные источники на уровне 30% и при росте цены на водород до 3.75 долл./кг) при гарантированной выработке ГЭС в сценарии С2 вводятся все рассматриваемые новые безуглеродные атомно-водородные и солнечно-ветровые источники энергии. При этом поддерживается высокая интенсивность обмена электроэнергией между Якутскими энергоузлами и с остальной частью ОЭС Востока.

Водородные установки (при необходимых мерах стимулирования их вводов) вводятся в ЮЯЭР и ЦЯЭР. Данные установки работают в переменном режиме, с одной стороны, как потребители электроэнергии с производством водорода, а с другой стороны, как регуляторы замещающей мощности для резервирования энергоустановок возобновляемой энергетики.

В целом расчеты по модернизированной модели ОРИРЭС показывают, что при различных условиях работы и структуре мощностей локальных энергосистем Якутии при их перспективном развитии, в том числе и с помощью возобновляемых источников энергии, атомные и атомно-водородные энергоустановки обеспечивают устойчивую работу этих систем и оказывают позитивное влияние на остальную часть Объединенной энергосистемы Востока, приводя к резкому сокращению выбросов углекислого газа.

Статья написана по материалам исследований, выполненных по договору № 774-404-Д от 24 ноября 2021 г. с частным учреждением “Наука и Инновации”.



## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Воропай Н.И., Подковальников С.В., Труфанов В.В. и др. Обоснование развития электроэнергетических систем. Методология, модели, их использование. Отв. ред. Н.И. Воропай. Новосибирск: Наука, 2015. 448 с.
2. Podkvalnikov S., Chudinova L., Trofimov I., Trofimov L. Structural and Operating Features of the Creation of an Interstate Electric Power Interconnection in North-East Asia with Large-Scale Penetration of Renewables // *Energies*, 2022. V. 15. № 10. 3647.
3. Приказ Минэнерго России от 28.02.2022 № 146 “Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2022–2028 годы”. 257. URL: <https://minenergo.gov.ru/system/download-pdf/22853/182128> (дата обращения 06.10.2022).
4. Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики на период до 2020 г. с учетом перспективы до 2030 г. (корректировка 2010 г.). Одобрена 3 июня 2010 г. на заседании президиума Правительства РФ.
5. Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2035 г. Одобрена распоряжением Правительства РФ от 09 июня 2017 г. № 1209. 277 с. URL: <http://static.government.ru/media/files/zvuuuhfq2f3OJK8AZKVsXrG1bW8ENGp.pdf> (Дата обращения 01.12.2020).
6. Постановление Правительства Республики Саха (Якутия) от 23 ноября 2016 г. N 422 “О долгосрочном прогнозе социально-экономического развития Республики Саха (Якутия) на период до 2035 года”.
7. Постановление Правительства Республики Саха (Якутия) “О внесении изменений в постановление Правительства Республики Саха (Якутия) от 23 ноября 2016 г. № 422. “О долгосрочном прогнозе социально-экономического развития Республики Саха (Якутия) на период до 2035 г.” от 27.01.2020 № 6.
8. Бюджетный прогноз Республики Саха (Якутия) на долгосрочный период, утвержденный распоряжением Правительства Республики Саха (Якутия) от 03.03.2017 № 266 р. URL: <https://base.garant.ru/48161086/> (Дата обращения 01.10.2022).
9. Указ главы Республики Саха (Якутия) 29 апреля 2022 г. № 2424 “О схеме и программе развития электроэнергетики Республики Саха (Якутия) на 2022–2026 годы”. 227. URL: <http://publication.pravo.gov.ru/File/GetFile/1400202205040007?type=pdf> (дата обращения 06.10.2022).
10. Годовой отчет ПАО “Якутскэнерго” по результатам работы за 2021 г. 135 с. [https://yakutskenergo.ru/shareholders\\_and\\_investors/open\\_information/Year-reports.php](https://yakutskenergo.ru/shareholders_and_investors/open_information/Year-reports.php) (дата обращения 06.10.2022).
11. Техничко-экономические показатели. ДГК, 2022. URL: <https://www.dvgk.ru/page/37> (Дата обращения 01.12.2020).
12. Форма раскрытия информации об используемом топливе на электрических станциях с указанием поставщиков и характеристик топлива. Якутскэнерго. URL: [https://yakutskenergo.ru/opening\\_information/](https://yakutskenergo.ru/opening_information/) (Дата обращения 01.12.2020).
13. Веселов Ф.В., Ерохина И.В., Новикова Т.В., Хоршев А.А. Перспективы использования угля в российской теплоэнергетике // Мат-лы конф. “УгольЭко-2016”, М., сентябрь, 2016. 15 с. URL: [https://www.eriras.ru/files/270916-veselov-ugolnaya\\_generatsiya\\_perspektivy-fin.pdf](https://www.eriras.ru/files/270916-veselov-ugolnaya_generatsiya_perspektivy-fin.pdf) (дата обращения 21.03.2022).
14. Заключение о проведении публичного технологического и ценового аудита инвестиционного проекта “Строительство Якутской ГРЭС-2 (2-я очередь)” / Русгидро, ОО “ЭФ-ТЭК”, М., 2019. 53. URL: <http://www.rushydro.ru/upload/iblock/708/Zakl-TTsA-final-22.04.2019.pdf>. (дата обращения 31.05.2022).
15. Заключение о проведении публичного технологического и ценового аудита инвестиционного проекта “Строительство Якутской ГРЭС-2 (2-я очередь)” / Русгидро, АО “Институт Гидропроект”, М., 2021. 25. URL: <http://www.rushydro.ru/upload/iblock/708/Zakl-TTsA-final-22.04.2019.pdf>. (дата обращения 31.05.2022).
16. Заключение о проведении публичного технологического и ценового аудита инвестиционного проекта “Расширение Партизанской ГРЭС” / Русгидро, ОО “ЭФ-ТЭК”, М., 2019. 53. URL: [http://www.rushydro.ru/upload/iblock/dfb/Otchet-TTsA-02.08.2021\\_Vh-14047.NK\\_02\\_08\\_2021\\_ver1.PDF](http://www.rushydro.ru/upload/iblock/dfb/Otchet-TTsA-02.08.2021_Vh-14047.NK_02_08_2021_ver1.PDF). (дата обращения 31.05.2022).
17. Сборник “Укрупненные стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35–1150 кВ” 324 тм - т1 для электросетевых объектов ОАО “ФСК ЕЭС”. СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ ОАО “ФСК ЕЭС” СТО 56947007- 29.240.124-2012.
18. Renewable Power Generation Costs in 2021 [Электронный ресурс]. URL: [https://irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Jul/IRENA\\_Renewable\\_Power\\_Generation\\_Costs\\_2021.pdf](https://irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Jul/IRENA_Renewable_Power_Generation_Costs_2021.pdf) (Дата обращения 30.09.2022).
19. Small module reactors (SMR) – New product offer of SC “Rosatom” [Электронный ресурс]. URL: [https://aebus.ru/upload/iblock/214/presentation-sergey-egorov--small-module-reactors-smr\\_-\\_new-product-offer-of-sc-rosatom.pdf](https://aebus.ru/upload/iblock/214/presentation-sergey-egorov--small-module-reactors-smr_-_new-product-offer-of-sc-rosatom.pdf) (дата обращения 30.09.2022).
20. SMR Techno-Economic Assessment. Project 3: SMRs Emerging Technology. Assessment of Emerging SMR Technologies. Summary Report [Электронный ресурс]. URL For The Depart-

- ment of Energy and Climate Change [https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment\\_data/file/665274/TEA\\_Project\\_3\\_-\\_Assessment\\_of\\_Emerging\\_SMR\\_Technologies.pdf](https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/665274/TEA_Project_3_-_Assessment_of_Emerging_SMR_Technologies.pdf) (дата обращения 30.09.2022).
21. *Адамов Е.О.* Состояние разработок АСММ в мире и России, приоритеты и перспективы их создания / (Росатом) Руководитель РГ по отбору предложений для реализации АСММ по приказу № 1/358-П от 13.04.2015. URL: <http://innov-rosatom.ru/events/grouparctic/5e334977fec5bf72d7dedcb904a914c0.pdf> (дата обращения 31.05.2022).
  22. *Белобородов С.С., Гашо Е.Г., Ненашев А.В.* Возобновляемые источники энергии и водород в энергосистемах: проблемы и преимущества. СПб.: Научно-технологические, 2021. 151 с. URL: <https://publishing.intelgr.com/archive/VIE-i-vodorod-v-energosisisteme.pdf>.
  23. Lazard's leveled cost of hydrogen analysis – Version 2.0. Oct 28 2021. – URL: <https://www.lazard.com/media/451922/lazards-levelized-cost-of-hydrogen-analysis-version-20-vf.pdf> (дата обращения 31.05.2022).
  24. Future of Hydrogen, Report prepared by the IEA for the G20 / International Energy Agency, June 2019. URL: [https://iea.blob.core.windows.net/assets/9e3a3493-b9a6-4b7d-b499-7ca48e357561/The\\_Future\\_of\\_Hydrogen.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/9e3a3493-b9a6-4b7d-b499-7ca48e357561/The_Future_of_Hydrogen.pdf) (дата обращения 13.10.2022).
  25. *Веселов Ф., Соляник А.* Экономика производства водорода с учетом экспорта и российского рынка // Энергетическая политика. 2022. № 4 (170). С. 58–67. URL: [https://www.eriras.ru/files/ekonomika\\_vodoroda\\_energopolitika\\_2022.pdf](https://www.eriras.ru/files/ekonomika_vodoroda_energopolitika_2022.pdf) (дата обращения 31.05.2022).
  26. Возобновляемая энергия. Гидроэлектростанции России. Справочник. М.И. Дворецкая, А.П. Жданова, О.Г. Лушников, И.В. Слива / под общей ред. к.т.н., проф. В.В. Берлина. СПб.: Изд-во Политехн. ун-та, 2018. 224 с. URL: <http://www.rushydro.ru/upload/iblock/284/Vozobnovlyaemaya-energiya.-Gidroelektrostantsii-Rossii.pdf> (дата обращения 29.09.2022).
  27. Индикаторы работы ОЭС. М: СО ЕЭС. URL: <https://www.so-ups.ru/functioning/ups/oes-east/oes-east-indicators/> (дата обращения 06.10.2022).
  28. Информационный обзор “Единая энергетическая система России: промежуточные итоги”. М: СО ЕЭС. URL: <https://www.so-ups.ru/functioning/tech-disc/tech-disc2021/> (дата обращения 06.10.2022).

### **Implementation of Renewable Energy and Nuclear-Hydrogen Plants in Local Power Systems (on the Example of the Republic of Sakha (Yakutia))**

**E. P. Volkov<sup>a, \*</sup>, V. A. Stennikov<sup>b</sup>, S. V. Podkovalnikov<sup>b</sup>, L. Yu. Chudinova<sup>b</sup>,  
I. L. Trofimov<sup>b</sup>, and L. N. Trofimov<sup>b</sup>**

<sup>a</sup>*Joint Institute for High Temperatures of Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia*

<sup>b</sup>*Melentiev Energy Systems Institute of Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Irkutsk, Russia*

<sup>\*</sup>*e-mail: volkov\_ep@ihed.ras.ru; volkov.ehduard@yandex.ru*

The ORIRES model of expansion and operation of electric power systems is modified to factor in electrolysis hydrogen plants as electricity consumers with variable demand, which improve operating conditions of the electric power systems and produce hydrogen. The modified model is used in optimization calculations of the implementation of nuclear-hydrogen plants and renewable energy sources in the local power systems of Yakutia (Western, Central, and Southern) in the context of their expansion up to 2035. The calculations showed the technical and economic feasibility of these plants in local power systems of Yakutia, and the performance capabilities of these systems themselves. The scope of implementation of renewable and nuclear-hydrogen plants into the power systems of Yakutia was identified, their daily and seasonal load was calculated, and the conditions for such an implementation and the necessary levels of incentives to ensure it were determined.

*Keywords:* nuclear-hydrogen plants, renewable energy sources, local power systems, implementation, optimization studies