

УДК 621.311.001.57 (575.2) (04)

**ОПТИМИЗАЦИЯ РАЗВИТИЯ  
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ КЫРГЫЗСТАНА  
НА ПЕРИОД ДО 2020 г.**

*Н.К. Аниев* – аспирант,  
Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН

---

The paper addresses to the problem of employing the methods and algorithms of structural analysis in the studies of electric power systems (EPS) expansion. The solution of the problem requires the use of mathematical models with two levels of system representation: the aggregated model of EPS is used at the upper level and more detailed models - at the lower one.

Одним из главных стратегических направлений развития электроэнергетики Кыргызстана в настоящее время является развитие основной электрической сети электроэнергетических систем (ЭЭС). Перспективы реструктуризации электроэнергетики и формирования рынков электроэнергии, для функционирования которых необходимы развитые электрические сети, недостаток инвестирования в строительство новых генерирующих мощностей, формирование межгосударственных электрических связей, приводят к тому, что все большую актуальность приобретают вопросы проектирования развития основной сети ЭЭС. При этом в условиях усложнения структуры энергосистем, увеличения протяженности электрических связей и дальности транспорта электроэнергии, особое внимание при управлении развитием основных сетей ЭЭС будет уделяться анализу условий их перспективного функционирования.

Сложность структуры современных ЭЭС, их многомерность, множественность элементов, режимов и возмущений в течение года требует декомпозиции задачи оптимизации развития ЭЭС на некоторую иерархическую последовательность подзадач и используемых для их решения математических моделей.

На первой стадии такой последовательности рассматривается достаточно агрегированное представление структуры и режимов работы ЭЭС, которые детализируются на последующих стадиях [1]. Практически на первой стадии обычно решается подзадача оптимизации структуры генерирующих мощностей и пропускных способностей межсистемных связей ЭЭС, на второй – исследуются нормальные и послеаварийные режимы будущей системы, ее устойчивость, надежность и т.д. с целью проверки работоспособности ЭЭС. При выявлении проблем, с точки зрения нормального функционирования ЭЭС, вносятся необходимые коррективы в структуру системы и состав ее элементов. Важной задачей при этом является обеспечение взаимосогласованности математических моделей, используемых на обеих стадиях.

Наличие в ЭЭС большой доли ГЭС вносит определенную специфику в решение общей задачи и входящих в ее состав подзадач на обеих стадиях. В данной статье эти особенности учитываются на примере оптимизации развития ЭЭС Кыргызстана.

В качестве исходной информации рассматривается расчетная электрическая схема замещения ЭЭС и ее параметры – сопротивление

ние и проводимость связей, величины нагрузок и генерации в узлах и т.д. Эти данные задаются для характерных условий работы системы в течение года – зимнего максимума нагрузки, режима паводка на реках с ГЭС и др. Используются годовой график суточных максимумов нагрузки и характерные суточные графики нагрузки (например, зимние рабочий и выходной дни, летние рабочий и выходной дни и т.п.). Задаются также состав агрегатов на электростанциях и их характеристики, необходимые для оптимизации структуры генерирующих мощностей.

В качестве начального этапа решается задача определения структуры и параметров агрегированной модели ЭЭС, представляемой в виде сильно связанных подсистем, внутри которых электрическая сеть не ограничивает потокораспределение для рассматриваемых режимов. Подсистемы объединены между собой слабыми связями с ограниченными пропускными способностями. Для определения агрегированной модели применяется структурный анализ ЭЭС в виде [2, 3].

Следующим этапом является оптимизация структуры генерирующих мощностей и пропускных способностей межсистемных связей на прогнозируемую перспективу до 2020 г. с использованием программного комплекса СОЮЗ [4]. При этом годовой и суточные графики нагрузки в подсистемах аппроксимируются ступенчатыми кривыми, задаются допустимые объемы ввода новых генерирующих мощностей и ЛЭП и их технико-экономические характеристики, коэффициенты готовности генерирующих агрегатов, уровни резервирования и другая необходимая для решения этой задачи информация.

В результате решения рассмотренной задачи получаем рациональную структуру генерирующих мощностей и пропускных способностей межсистемных связей на прогнозируемую перспективу [5, 6]. С учетом неопределенности перспективной информации целесообразно рассмотреть несколько сценариев развития ЭЭС внутри зоны неопределенности, на основе анализа которых могут быть приняты конкретные решения по развитию системы. Методы принятия таких решений в условиях неопределенности являются самостоятельной

проблемой и здесь не рассматриваются. В данной работе используется эвристический подход, основанный на экспертном анализе.

На основании полученных на перспективу структуры генерирующих мощностей и пропускных способностей межсистемных связей для каждого сценария развития ЭЭС решается задача оптимизации развития основной электрической сети. Для этого может быть использован программный комплекс СЕТЬ [7].

Далее необходимо провести исследование работоспособности будущей ЭЭС, на основе которого может потребоваться корректировка структуры генерирующих мощностей и расчетной схемы электрической сети системы. Такое исследование целесообразно провести для каждого сценария развития ЭЭС. При существенных корректировках структуры генерации необходимо вернуться к первой стадии, выполнить оптимизацию структуры ЭЭС с учетом корректировок и повторить исследование работоспособности будущей системы.

Рассмотрим суть основных задач, решаемых на стадии исследования работоспособности ЭЭС в перспективе в соответствии с рекомендациями [8], при этом состав и содержание этих задач с целью краткости изложения несколько упрощен по сравнению с [8].

1. Для каждого сценария развития ЭЭС рассчитываются нормальные установившиеся электрические режимы перспективной схемы с учетом новой генерации и новых связей. Такие расчеты выполняются для всех характерных режимов работы системы в течение года, как минимум, для наиболее тяжелого режима, например, зимнего максимума нагрузки. Анализируется допустимость уровней напряжений в узлах, при необходимости используются средства поддержания напряжений.

2. В каждом нормальном установившемся режиме выявляются наиболее загруженные связи по величине потоков мощности, разности фаз напряжений по концам связи и др.

3. Для каждой из наиболее загруженных связей рассчитывается послеаварийный установившийся режим послеаварийного отключения этой связи (либо одной цепи в случае многоцепной связи), который анализируется на допустимость уровней напряжений в узлах. В случаях несходимости послеаварийного ре-

жима либо недопустимых уровней напряжений в некоторых узлах рассматриваемая связь усиливается путем введения дополнительной цепи.

4. Проверяется динамическая устойчивость ЭЭС при расчетных возмущениях, принятых в соответствии с [8], на каждой из наиболее загруженных связей. Для оценки динамической устойчивости ЭЭС может быть использован программный комплекс ПАУ [9]. В случае нарушения динамической устойчивости системы рассматриваются либо усиление данной связи, либо использование дополнительных средств противоаварийного управления.

Рассмотрим применение изложенной методики оптимизации для развития ЭЭС Кыргызстана. При этом, имея в виду иллюстративный характер данного примера, в данной статье ряд исходных положений и результатов излагается в упрощенном виде.

Схема ЭЭС Кыргызстана на напряжениях 220 и 500 кВ показана на рисунке [10]. В табл. 1 и на схеме приведены основные данные по наиболее крупным электростанциям системы.

Известно, что связь между северной и южной частями ЭЭС является слабой, поэтому агрегированная связь между двумя подсистемами для рассматриваемого режима имеет пропускную способность 462,8 МВт. Результаты расчета пропускной способности сечения между северной и южной частями ЭЭС методом утяжеления установившегося режима в исходной схеме дают практически то же значение, отличающееся в пределах 5%, что указывает на приемлемую точность определения пропускной способности на основе матрицы  $[w_{ij}]$  в виде следующих операций:

а) с использованием показателей структурной связности генераторов  $w_{ij} = E_i E_j y_{ij}$ , где  $E_i, E_j$  – э.д.с. генераторов в узлах  $i$  и  $j$ ,  $y_{ij}$  – эквивалентная проводимость между ними, составляется матрица  $[w_{ij}]$ ,  $i, j = \overline{1, n}$ ;  $n$  – число генераторов в схеме;

б) матрица  $[w_{ij}]$  подвергается кластеризации, в результате которой формируется агрегированная структура системы в виде сильно связанных подсистем со слабыми связями между ними;

в) определяются пропускные способности связей между подсистемами, используя выражение:  $w_{IJ} = \sum_{i \in I} \sum_{j \in J} w_{ij}$ ,

где  $I$  и  $J$  – номера подсистем.

Рассмотренные операции выполняются для всех характерных режимов работы ЭЭС в течение года на начальный год обоснования развития ЭЭС (например, 2005 г.). При этом структура агрегированной модели системы принимается той, которая получена для наиболее тяжелого режима (например, для зимнего максимума нагрузки), а пропускные способности связей между подсистемами соответствуют значениям  $w_{IJ}$ , полученным для каждого режима.

Описанные операции “а”, “б”, “в” реализованы в виде программного комплекса в среде MATLAB®6.5 [5]. Эти операции основываются на информации, получаемой из расчета установившегося режима (используется программный комплекс СДО-6 [11]). На базе указанной информации комплексные нагрузки в

Таблица 1

Основные действующие электростанции ЭЭС Кыргызстана

Электростанция	Установленная мощность, МВт	Средне-статистическая выработка электроэнергии, млрд. кВтч	Подсистема
Токтогульская ГЭС	1200	4,1	I
Курпсайская ГЭС	800	2,6	I
Ташкумырская ГЭС	450	1,5	I
Шамалдысайская ГЭС	240	0,91	I
Бишкекская ТЭЦ	678	3,97	II
Атбашинская ГЭС	40	0,12	II

Примечание: I – электростанции, расположенные на юге Кыргызстана, II – соответственно на севере.



Схема ЭЭС Кыргызстана на напряжениях 220 и 500 кВ.

узлах преобразуются в комплексные проводимости на землю, в схему добавляются сопротивления генераторов в соответствующих генерирующих узлах и рассчитываются э.д.с. генераторов, все сопротивления схемы перечисляются в проводимости. Далее с использованием матричных процедур исключаются все сетевые узлы и получается полный многополюсник эквивалентных собственных и взаимных проводимостей относительно узлов приложения э.д.с. генераторов. Для кластеризации матрицы  $[w_{ij}]$  применяется алгоритм нисходящей классификации, заключающийся в построении вложенных разбиений, начиная с разбиения, содержащего одноэлементные классы, и кончая разбиением, состоящим из заданного числа классов [1].

Для оптимизации развития ЭЭС Кыргызстана с помощью программного комплекса СОЮЗ были приняты следующие основные исходные условия:

↳ развитие системы рассматривалось до 2020 г., при этом рост электропотребления принимался одинаковым в обеих подсистемах в соответствии с двумя сценариями: 2% в год, что соответствует умеренным темпам роста электропотребления; 4% в год, что соответствует более интенсивному развитию страны;

↳ годовой график нагрузки аппроксимировался двумя характерными режимами – зимним максимумом и летним минимумом рабочих дней; суточные графики нагрузки аппроксимировались четырьмя интервалами для летнего периода и двенадцатью интервалами для зимнего периода с неизменными значениями нагрузки в пределах каждого интервала;

↳ возможное увеличение выдачи мощности действующими ГЭС и загрузка новых электростанций (Камбаратинские ГЭС общей максимальной установленной мощностью 2260 МВт) задавались для условий средне-многолетней водности реки Нарын и ее притоков; в качестве альтернативного варианта рассматривались также более жесткие ограничения на выработку электроэнергии ГЭС, соответствующие маловодному году, в котором уровень водности на 20% ниже средне-многолетней [12].

В качестве основного оцениваемого варианта развития ЭЭС Кыргызстана приняты варианты с рекомендуемым ОАО “Электрические станции” и ОАО “Национальная электрическая сеть Кыргызстана” развитием структуры генерирующих мощностей и межсистемных электрических связей на перспективу до 2020 г.

Показатели использования мощности электростанций ЭЭС Кыргызстана на перспективу при интенсивном росте экономики

ЭЭС	Электростанции	2005 г.	2010 г.	2015 г.	2020 г.
Север	ТЭЦ	$\frac{666}{3130}$	$\frac{666/666}{3138/3135}$	$\frac{666/706}{3165/3494}$	$\frac{748/1249}{3814/7490}$
	ГЭС	$\frac{76}{360}$	$\frac{79/79}{374/369}$	$\frac{79/286}{379/1560}$	$\frac{334/290}{1945/1559}$
Юг	ТЭЦ	$\frac{50}{230}$	$\frac{50/50}{237/238}$	$\frac{50/50}{235/300}$	$\frac{50/50}{243/245}$
	Действующие ГЭС	$\frac{2870}{9860}$	$\frac{2870/2870}{9930/7949}$	$\frac{2870/2870}{9931/7950}$	$\frac{2870/2870}{9930/7950}$
	Камбаратинские ГЭС	$\frac{0}{0}$	$\frac{266/650}{1608/3901}$	$\frac{834/910}{5007/5450}$	$\frac{1158/1169}{6808/5450}$
	Всего	$\frac{3662}{13580}$	$\frac{3931/4315}{15287/15592}$	$\frac{4499/4822}{18717/18754}$	$\frac{5160/5628}{22740/22694}$

Примечания: в числителе – мощность, МВт; в знаменателе – электроэнергия, МВт·ч; среднегодовое водность / маловодные годы.

Как показывают данные использования мощности электростанций ЭЭС Кыргызстана на перспективу до 2020 г. при интенсивном росте экономики страны с приростом электропотребления 4% в год, полученные путем расчетов по программному комплексу СОЮЗ (табл. 2), в условиях среднегодовой водности рек прирост мощности электростанций для покрытия растущих нагрузок будет происходить исключительно за счет строительства Камбаратинских ГЭС, при этом не требуется развитие ТЭЦ в ЭЭС на севере и юге страны. В случае малой водности рек, наряду с увеличением необходимой мощности ГЭС на севере, требуется ввод дополнительных мощностей на ТЭЦ ЭЭС.

Следует отметить, что электроэнергия Камбаратинских ГЭС в условиях среднегодовой водности рек используется практически полностью: 6808 МВт·ч в 2020 г. (см. табл. 2) – это максимально возможная выдаваемая электроэнергия Камбаратинских ГЭС для рассматриваемых условий.

Расчеты по программному комплексу СОЮЗ показали, что требуется усиление связи, соединяющей ЭЭС на севере и юге.

Анализ работоспособности схемы ЭЭС Кыргызстана на уровне 2020 г. в соответствии с изложенной выше методикой с помощью расчетов послеаварийных режимов с использованием программного комплекса СДО-6 и ди-

намической устойчивости с помощью программного комплекса ПАУ показал, что более тяжелые условия наблюдаются для сценария среднегодовой водности рек при интенсивном развитии экономики страны. При этом требуется усиление основной электрической сети в основном в ЭЭС на юге путем строительства десяти дополнительных ЛЭП – 500 и 220 кВ.

На основании полученных результатов разработана методика развития ЭЭС, основанная на двухуровневом моделировании объекта исследований. Эта методика позволила выполнить прогноз оптимизации развития ЭЭС Кыргызстана до 2020 г. Результаты прогноза подтвердили эффективность разработанного двухуровневого подхода.

#### Литература

1. Вороний Н.И. Иерархическое моделирование при обосновании развития электроэнергетических систем // *Exponenta Pro. Математика в приложениях.* – 2003. – №4(4). – С. 24–27.
2. Абраменкова Н.А., Вороний Н.И., Заславская Т.Б. Структурный анализ электроэнергетических систем (В задачах моделирования и синтеза). – Новосибирск: Наука, 1990. – 224 с.
3. Анализ неоднородности электроэнергетических систем / О.Н. Войтов, Н.И. Вороний, А.З. Гамм и др. – Новосибирск: Наука, 1999. – 256 с.

4. *Воропай Н.И., Труфанов В.В.* Математическое моделирование развития электроэнергетических систем в современных условиях // *Электричество*, 2000. – №10. – С. 6–12.
5. *Апиев Н.К.* Алгоритм формирования агрегированной модели для обоснования развития ЭЭС // *Системные исследования в энергетике. Матер. конф. молодых ученых ИСЭМ СО РАН.* – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2007. – С. 31–37.
6. *Апиев Н.К.* Применение структурного анализа в исследованиях развития ЭЭС Кыргызстана // *Системные исследования в энергетике.* – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2005.
7. *Усов И.Ю.* Методика оптимизации развития основной электрической сети с использованием показателей структурного анализа // *Системные исследования в энергетике: Тр. молодых ученых ИСЭМ СО РАН.* – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2003. – Вып. 33. – С. 73–80.
8. *Методические указания по устойчивости энергосистем.* – М.: Изд-во НИЦ ЭНАС, 2004. – 16 с.
9. *Ефимов Д.Н., Попов Д.Б.* Открытая система моделирования переходных процессов в ЭЭС // *Энергосистема: управление, качество, безопасность. Сб. докл. Всерос. н.-т. конф.* – Екатеринбург: УГТУ – УПИ, 2001. – С. 131–135.
10. *Касымова В., Баетов Б.* Энергетическая стратегия Киргизии сегодня и на перспективу // *Мировая энергетика*, 2007. – №9(45). – С. 62–64. – №10(46). – С. 76–72.
11. *Анализ и управление установившимися состояниями электроэнергетических систем / Н.А. Мурашко, Ю.А. Охорзин, Л.А. Крумм, О.Н. Войтов и др.* – Новосибирск: Наука, 1987. – 240 с.
12. *Хамьянова Н.В.* Асинхронность стока крупных рек Средней Азии. – Фрунзе: Изд-во АН Киргиз. ССР, 1961. – 82 с.