

УДК 551.538.338.012.338.2

Канд. геогр. наук Алексей В. Чередниченко *

**РЕЗУЛЬТАТЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ И
ОЖИДАЕМАЯ ДИНАМИКА ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ В
КАЗАХСТАНЕ***ЭНЕРГЕТИКА, МОДЕЛИРОВАНИЕ, ПАРНИКОВЫЕ ГАЗЫ, КО-
ЭФФИЦИЕНТЫ ВЫБРОСОВ, СОКРАЩЕНИЕ ЭМИССИЙ, ПЛА-
НИРОВАНИЕ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ*

На основе имитационной модели смоделированы изменения в выбросах парниковых газов на единицу продукции (киловатт) на ближайшие десять-двадцать лет с учётом планируемых изменений в структуре энерго-производства, обусловленных расширением использования возобновляемых источников энергии и вовлечения в энергобаланс страны атомной энергии. Показано, что, несмотря на ожидаемое значительное увеличение количества вырабатываемой энергии, выбросы парниковых газов могут снижаться, особенно при оптимальном использовании энергии от всех типов производителей.

В рамках сотрудничества с Ланмайер в Казахстане был выполнен проект по моделированию развития энергосистемы на 10...20 лет. Главной целью проекта было обоснованное планирование на основе моделирования развития энергосистемы Республики с учётом современных возможностей [2]. Необходимые для этого официальные данные были получены от Казахстанской компании по управлению электрическими сетями «KEGOC», и Министерства индустрии и новых технологий, а также Министерства окружающей среды и водных ресурсов (МОСВР).

В рамках проекта выполнено исследование базового уровня выбросов ПГ, с учетом расчета соответствующих коэффициентов выбросов углерода для Республики Казахстан на период с 2011 по 2020 годы. Рассчитанные коэффициенты выбросов углерода при производстве электрической энергии в Республике Казахстан могут способствовать разработке переводного коэффициента для расчета выбросов в рамках бэнчмаркета, а также возможности финансирования инвестиционных проектов. Это в

* АО Жасыл Даму МОСВР РК, г. Алматы

свою очередь может привести к более эффективному использованию энергии с точки зрения сокращения выбросов парниковых газов.

Исследование основано на анализе данных с учетом долгосрочной перспективы, и выполнялась с целью обоснованного моделирования развития энергосистемы Казахстана. Структура исследования базового уровня выбросов представлена на рис. 1.

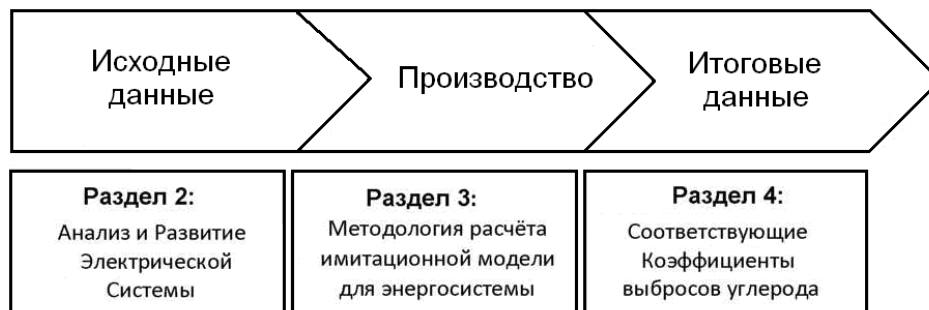


Рис. 1. Структура исследования базового уровня выбросов.

Энергосистема Казахстана рассматривается как национальная, под управлением «KEGOC», определяющая взаимодействие Северной и Южных зон, и отвечает за передачу электроэнергии и рыночную деятельность. Ее географическое положение представлено на рис. 2.

Общая мощность всех электростанций, подключенных к ОЭС Казахстана, за исключением тех, которые работают в изолированных сетях в Западном регионе, составляет 18,2 ГВт по данным за 2011 год [1, 3, 4].



Рис. 2. Объединенная энергосистема Казахстана. Источник – «KEGOC».

Доля выработки электроэнергии осуществляется угольными тепловыми электростанциями – 60,0 млрд. кВтч или 72,9 % от всей выработанной в РК электроэнергии;

- газомазутными станциями – 14,28 млрд. кВтч (в т.ч. газотурбинными – 4,84 млрд. кВтч) или 17,35 %;

гидроэлектростанциями – 7,99 млрд. кВтч или 9,75 %.

Альтернативные и возобновляемые источники энергии (ВИЭ) в настоящее время составляют менее 1 %.

Что касается инфраструктуры системы передачи электроэнергии в Казахстане, то электрические сети разделены на различные классы и в основном формируются линиями электропередачи напряжением от 35 до 1150 кВ.

Благодаря своему географическому положению в Центральной Азии, Казахстан построил и эксплуатирует большое количество высоковольтных линий электропередач (ЛЭП) международного значения, которые, например, соединяются с энергосистемами России, Узбекистана и Кыргызстана [5, 6].

Общая протяженность линий электропередачи, представленных в табл. 1, с учетом вышеупомянутых высоковольтных классов в структуре энергосистемы составляет около 24133 км.

Таблица 1

Общая протяженность линий электропередач, высоковольтных классов в структуре энергосистемы

UPS	1,150 кВ	500 кВ	220 кВ	110 кВ	35 кВ	Сумма
Казахстан	1,150	6,410	15,968	562	43	24,133

При этом потери электрической энергии в ОЭС Казахстана, опубликованные Всемирным банком в рамках Показателей мирового развития в 2012 году и составили 8,86 % от всей выходной электрической мощности в виде технических потерь [7, 8].

Анализ и прогноз спроса на электрическую энергию. Оценки спроса на электроэнергию в ОЭС и на перспективу были получены на основании анализа официальных данных, предоставленных «KEGOC» (рис. 3).

На рис. 4 представлены графики почасовой нагрузки и выработки электроэнергии в течение характерного рабочего дня летнего и зимнего периодов 2011 года. Очевидно, что общий объем выработки электроэнергии в летний период имеет тенденцию быть ниже, чем в зимний, когда, например, использование дополнительных обогревательных приборов повышает общий спрос на электроэнергию. Более того, пик выработки элек-

троэнергии наблюдается по суточному графику нагрузки в зимний период около 21:00 ч.

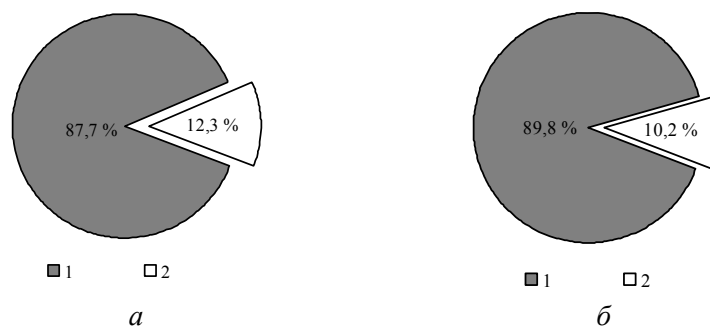


Рис. 3: Анализ и прогноз спроса на электроэнергию в ОЭС Казахстана. а – установленная мощность, МВт; б – производство электроэнергии, ГВт·ч.

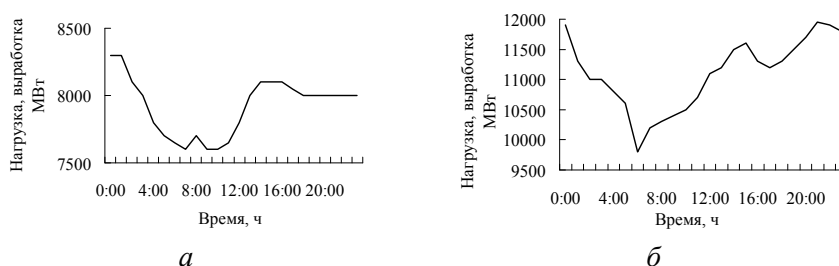


Рис. 4. Почасовая нагрузка и выработка электроэнергии дня летнего (а) и зимнего (б) периодов 2011 года.

На рис. 5 представлена динамика развития спроса на электроэнергию в целом по ОЭС Казахстана на основании официальных данных. Соответственно, был спрогнозирован среднегодовой прирост спроса на 4,8 % на период 2011...2015 гг. и 4,8 % на период 2016...2020 гг. На рис. 5 представлены объемы импорта и экспорта электроэнергии через границу Казахстана, что подтверждает, что ОЭС Казахстана остается значительным импортёром электроэнергии, однако, в перспективе вместо импорта ОЭС Казахстана начнет экспортировать электроэнергию в течение рассматриваемого периода.

После проведения анализа текущего и перспективного спроса на электроэнергию был спрогнозирован ожидаемый спрос и предложение с учётом возможных инвестиций в энергетику.

На рис. 6а представлены баланс спроса и предложения для ОЭС Казахстана на период 2011...2020 гг. Из представленных рисунков видно, что до 2020 года выводить из эксплуатации существующие мощности, которые способны удовлетворить прогнозируемый пиковый спрос на электроэнер-

гию до 2020 года включая крупные (около 2000 МВт) ГЭС. Однако, согласно стратегии Развития Энергетики в Казахстане ожидается ввод новых генерирующих мощностей.

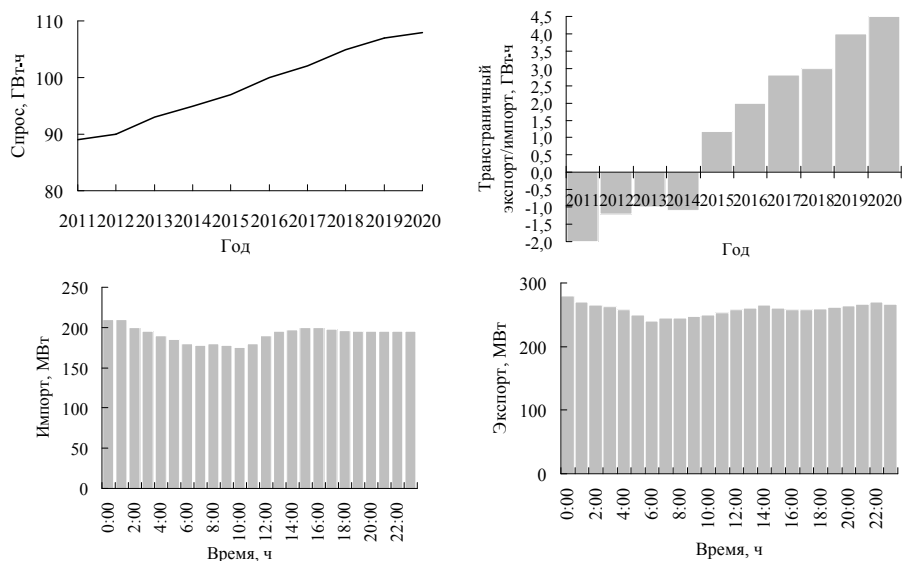


Рис. 5. Анализ и прогноз спроса на электроэнергию.

На рис. 6б представлен план расширения мощностей в ОЭС Казахстана. Новые ГЭС с мощностью 450 МВт будут введены в эксплуатацию в 2016 году. Кроме того, планируется ввести в эксплуатацию несколько электростанций по комбинированному производству тепла и электроэнергии (Тепловая электростанция ТЭС) с 2013 до 2016 гг.

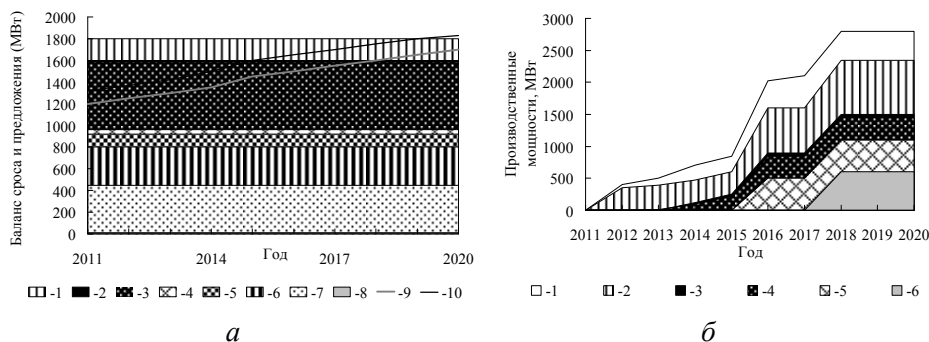


Рис. 6. Баланс спроса и предложения (а) и план расширения производства (б).

Начиная с 2012 года, предполагается ввод различных установок на основе возобновляемых источников энергии. К 2020 году их установленная мощность достигнет 540 МВт [2].

Реализация данных проектов приведет к повышению общей мощности на 2800 МВт до 2020 года в дополнение к существующим электростанциям. Таким образом, моделирование базировалось на предполагаемом изменении структуры энергетики в Казахстане на период 2011...2020 гг. Соответственно, коэффициенты выбросов углерода базировались на использовании данных представленных выше.

Основная методика расчетов коэффициентов выбросов углерода базируется на «Методе расчета коэффициентов выбросов для энергосистемы, версия 02.2.1» РКИК ООН, и заключается в сочетании коэффициента выбросов Рабочего диапазона (*РД*) и коэффициента выбросов Введенного диапазона (*ВД*).

Для расчета *РД* были применены четыре различных подхода. Данный метод расчетов позволяет отдельно рассмотреть низкочастотные электростанции, т.е. электростанции с обязательной выработкой электроэнергии в энергосистему. Они определяются как электростанции, нагрузка которым задается независимо от дневной или сезонной нагрузки энергосистемы.

Простой скорректированный *РД* рассчитывается по следующему уравнению:

$$EF_{grid,OM-adj,y} = (1 - \lambda_y) \cdot \frac{\sum_m EG_{m,y} \cdot EF_{EL,m,y}}{\sum_m EG_{m,y}} + \lambda_y \cdot \frac{\sum_k EG_{k,y} \cdot EF_{EL,k,y}}{\sum_k EG_{k,y}},$$

где: $EF_{grid,OM-adj,y}$ – коэффициент выбросов CO_2 простого скорректированного *РД* в год y , $tCO_2/MВт \cdot ч$; λ_y – коэффициент, выражающий процент времени, в течение которого экономичные электростанции оказываются рентабельны в год y , %; $EG_{m,y}$ – количество электроэнергии нетто, выработанной и переданной в энергосистему энергоблоком m в год y , МВт; $EG_{k,y}$ – количество электроэнергии нетто, выработанной и переданной в энергосистему экономичными энергоблоками k в год y , МВт; $EF_{EL,m,y}$ – коэффициент выбросов CO_2 энергоблока m в год y , $tCO_2/MВт \cdot ч$; $EF_{EL,k,y}$ – коэффициент выбросов CO_2 энергоблока k в год y , $tCO_2/MВт \cdot ч$. Критический параметр λ_y , позволяющий провести дифференциацию между экономичными энергоблоками и другими энергоблоками с задаваемой нагрузкой.

Далее был рассчитан *ВД*, который представляет собой последние изменения в развитии внутри энергосистемы, в особенности там, где установленная генерирующая мощность возрастает.

В соответствии с требованиями РКИК ООН выборочная группа электростанций, содержащих *ВД*, состоит из:

(i) комплекта из пяти энергоблоков, которые были построены совсем недавно; или

(ii) комплекта дополнительных мощностей в энергосистеме, составляющих 20 % от общего объема выработки энергосистемы, и которые были построены в самое последнее время.

ВД рассчитывается следующим образом:

$$EG_{grid, BM, y} = \frac{\sum_m EG_{m, y} \cdot EF_{EL, m, y}}{\sum_m EG_{m, y}},$$

где $EG_{grid, BM, y}$ – коэффициент выбросов CO_2 введенного диапазона в год y , $tCO_2/MВт\cdotч$; $EF_{EL, m, y}$ – количество электроэнергии нетто, выработанной и переданной в энергосистему энергоблоком m в год y , $MВт\cdotч$; $EG_{grid, BM, y}$ коэффициент выбросов CO_2 энергоблока m в год y [$tCO_2/MВт\cdotч$].

После расчета коэффициентов выброса углерода *РД* и *ВД* общий объем выбросов углерода, который представляет собой приемлемый базовый сценарий в соответствующей энергосистеме, определяется как Комбинированный диапазон (*КД*) и рассчитывается по следующему уравнению:

$$EG_{grid, CM, y} = EF_{grid, OM, y} \cdot w_{OM} + EF_{grid, BM, y} \cdot w_{BM}.$$

Соответственно коэффициент выбросов углерода *КД* является производным от суммы *РД* и *ВД* при условии учета соответствующих средневзвешенных коэффициентов. В соответствии с методикой РКИК ООН средневзвешенные коэффициенты w_{OM} и w_{BM} определяются, как равные по умолчанию, где $w_{OM} = 0,5$ и $w_{BM} = 0,5$. В модели могут применяться и другие средневзвешенные коэффициенты (например, для ветровых и солнечных проектов).

Принципы построения имитационной, т.е. прогностической модели энергосистемы. Задача исследования базового уровня состоит в обеспечении прогноза наиболее вероятной динамики развития коэффициентов

выбросов в ОЭС Казахстана. Данный прогноз в дальнейшем именуется как «ожидаемые» расчеты в отличие от фактических расчетов, как описывалось выше.

Исследования не должны сводиться только к прогнозу коэффициентов выбросов энергосистемы, но также могут быть использованы для построения Модели, которая позволит пользователю выполнять перерасчеты коэффициентов выбросов на текущей основе. С учетом данного факта в Модель введены фактические расчеты, что позволило получить точные коэффициенты выбросов в энергосистеме в соответствии с правилами РКИК ООН. Базовая структура данной модели показана на рис. 7.

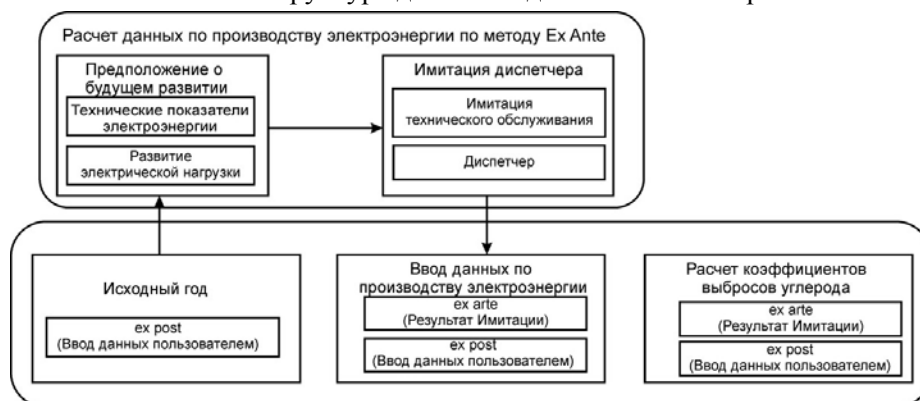


Рис. 7. Базовая структура расчетной модели энергосистемы.

Модель позволяет выполнять расчеты коэффициентов выбросов углерода в динамике и используется для фактических расчетов (исторических) и ожидаемых (прогностических). Разница скрыта в характере используемых параметров. Так как все вводные параметры за прошедшие годы уже существуют, их следует ввести в Модель, и она спрограммирует точные коэффициенты выбросов углерода на основании введенных значений. Для прогнозирования необходимые вводные параметры еще не реализованы.

По этой причине Имитационная модель энергосистемы учитывает официальные прогнозы развития энергосистемы, такие как установленная мощность, технологии, КПД, типы топлива, режим работы, прогноз внутреннего спроса на электроэнергию, а также импорт и экспорт электроэнергии. При функционировании данных параметров Имитационная модель моделирует работу энергосистемы со всеми имеющимися в ней энергоблоками. Иными словами: Имитационная модель энергосистемы производит вводные параметры, необходимые для расчета коэффициентов выбросов углерода на перспективу. Расчет ожидаемых коэффициентов выбросов углерода выпол-

няется на основании тех же принципов с теми же уравнениями и структурой, которые Модель использует для фактических расчетов (рис. 8).

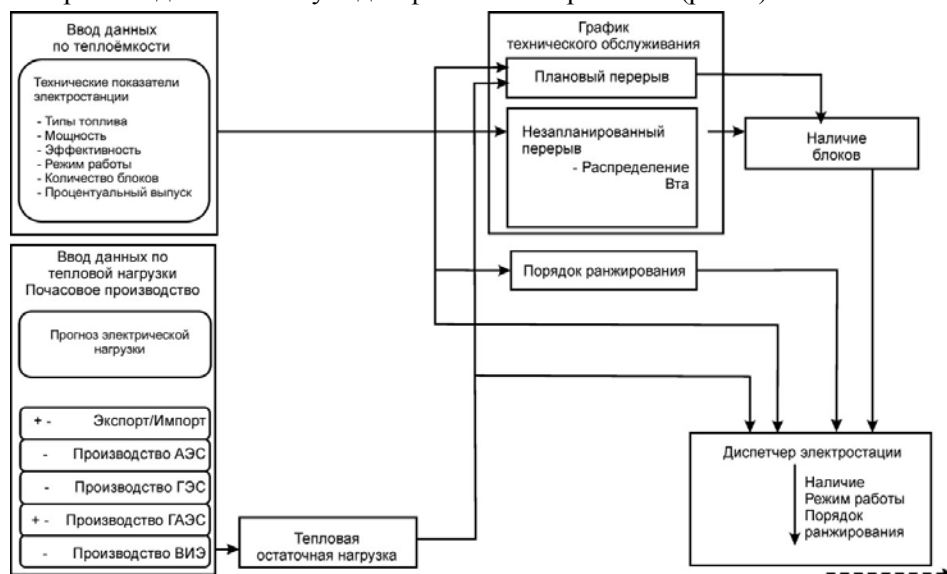


Рис. 8. Схема обработки данных в имитационной модели.

Как отмечалось выше, для модели требуются несколько вводных параметров, имеющих отношение к характеристикам, как действующих энергоблоков, так и вводимых в эксплуатацию до 2020 года. Кроме этого, необходима информация о спросе на электроэнергию (например, график почасовой нагрузки, годовой спрос на электроэнергию), а также данные по импорту / экспорту электроэнергии для прогнозирования полной нагрузки энергосистемы на каждый час и на прогнозируемый год. Данная электрическая нагрузка обеспечивается всеми имеющимися генерирующими энергоблоками. При такой схеме работа гидроэлектростанций, гидроаккумулирующих станций и станций, работающих на возобновляемых источниках энергии, исключается из общей нагрузки. Остаточная нагрузка покрывается серийными тепловыми электростанциями и называется «тепловая остаточная нагрузка».

При использовании информации о масштабах отключений каждого энергоблока программируется график ремонтных работ и технического обслуживания. Параллельно модель определяет порядок ранжирования тепловых электростанций в зависимости от их затрат на производство электроэнергии на качественной основе.

При функции всей этой информации управление нагрузкой тепловых электростанций выполняется при соблюдении эксплуатационных ограничений, таких как обязательная выработка электроэнергии, вращающийся резерв, а также технический минимум энергоблоков.

В результате управления нагрузкой рассчитывается годовой объем производства и соответствующие ему выбросы углерода. Процесс схематически отражен на рис. 9.

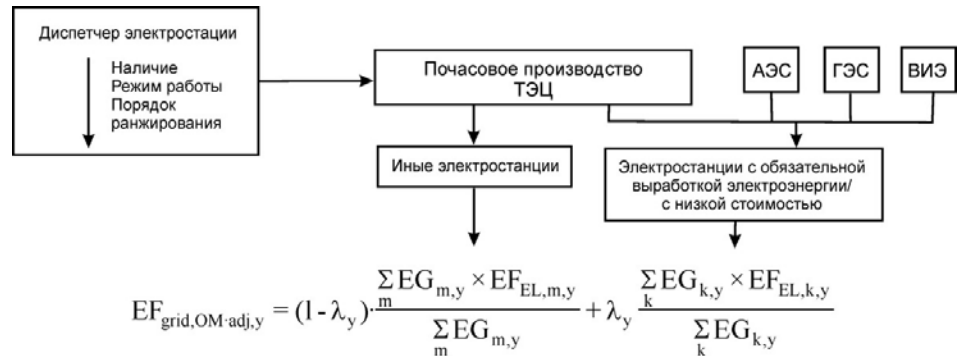


Рис. 9. Структура обработки данных для расчета коэффициента выбросов углерода в рамках Имитационной модели энергосистемы.

По методике РКИК ООН выбираются только недавно построенные энергоблоки, которые в сумме вырабатывают более 20 % всей производимой энергосистемой электроэнергией.

Выше указанный подход учитывает коэффициенты выбросов углерода со стороны поставщиков энергии. Кроме того, моделью предлагается опция расчета коэффициентов выбросов углерода со стороны потребления в соответствии с методом РКИК ООН «Методика расчета базового уровня выбросов, проектные выбросы и/или загрязнения от утечек энергии при потреблении электроэнергии, версия 1, ЕВ 39, приложение 7». Коэффициенты выбросов углерода со стороны энергоснабжения конвертируются через применение средних данных по техническим потерям в процессе передачи и распределения электричества в энергосистеме.

Прогноз остаточной (полезной) нагрузки, подаваемой тепловыми электростанциями. Для прогнозирования электрической нагрузки на следующий год требуются два входных параметра: во-первых, необходим почасовой профиль нагрузки за один («базовый») год. Во-вторых, необходим прогноз годовой выработки электроэнергии. Соответствующие прогнозы составляются на базе потребления («отпуска») электрической энергии. Это означает, что фактические потери в электрических сетях («техни-

ческие потери»), а также нетехнические потери, например, кражи электроэнергии, уже включены, т.е. рассчитаны в данных прогнозах. Почасовой график нагрузки базового года масштабируется годовым потреблением на уровне отпуска электроэнергии для получения прогнозного графика нагрузки на соответствующий год. При данном подходе удовлетворяется не только запланированный годовой спрос на электроэнергию, но и прописываются характерные модели потребления будущих периодов, в частности, время и предельный максимум нагрузки.

Модель разработана таким образом, чтобы пользователи могли изменить базовый год на год рассматриваемого периода, например на 2015. Так обеспечивается постоянное обновление прогноза рассчитанных в настоящее время коэффициентов выбросов на базе официальных прогнозных данных по энергосистеме с 2011 года с учетом официальных данных последующих периодов.

Официально спрогнозированная выработка электроэнергии из возобновляемых источников на будущие периоды моделируется таким образом, чтобы обеспечить постоянное покрытие базовой нагрузки в течение всего года.

Задачей гидроаккумулирующих электростанций (ГАЭС) является снятие максимумов нагрузки для экономически более выгодной эксплуатации тепловых электростанций. На основании спрогнозированных данных по годовой выработке электроэнергии и значений нагрузки дана разбивка этих значений по дням, которые затем сведены в суточный график нагрузки при возникновении периодов пиковой нагрузки (и, соответственно, непиковых периодов) с учетом их максимальной номинальной мощности. Рис. 10 отражает работу ГАЭС в течение одних суток.

Работа гидроэлектростанций аналогична работе гидроаккумулирующих электростанций. Поскольку первичные энергоресурсы всегда доступны (возобновляемого характера), и доступ к ним легко контролируем, то гидроэлектростанции представляют собой оптимальные пиковые электростанции. Диспетчерское управление гидроэлектростанциями осуществляется таким образом, чтобы выровнять график нагрузки для снижения пиков. Кроме плотинных ГЭС существуют также русловые ГЭС (как правило, меньшей мощности) без водохранилищ. Данные станции обеспечивают выработку электроэнергии в режиме базовой нагрузки в течение суток. Базовый компонент ГЭС просчитан как 8 %, а пиковый – 92 % от ежесуточной выработки. На рис. 11 представлен пример суточной работы гидроэлектростанций.

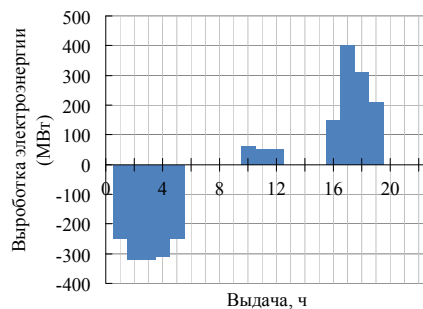


Рис. 10. Пример выработки и электрической нагрузки на гидроаккумулирующей электростанции за сутки.

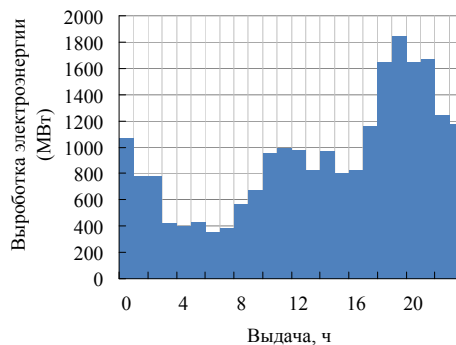


Рис. 11. Пример выработки электроэнергии на ГЭС за сутки.

Ввиду сезонных колебаний стока, внутригодовое распределение выработки электроэнергии было рассмотрено на основе информации, представленной «KEGOC» через МОСВР РК.

Выработка электроэнергии на ВИЭ, ГЭС и ГАЭС вычитается из общей нагрузки энергосистемы. Формируемый таким образом график нагрузки называется графиком остаточной нагрузки. Данная остаточная нагрузка затем должна быть подана тепловыми электростанциями.

Принцип ранжирования генерирующих компаний, заявленных в порядке цены за выработанную энергию и диспетчерское управление электростанцией. Эксплуатация электростанций определяется экономическими и техническими критериями. Принимая во внимание тот факт, что иерархия генерации определяется главным образом экономическими параметрами, фактическая эксплуатация ранжированных в таком порядке электростанций следует техническим правилам.

Кривая порядка ранжирования в первую очередь учитывает тип топлива, так как затраты на топливо представляют самую большую со-

ставляющую затрат в ПИКП. Далее принимаются во внимание мощности энергоблоков. В связи с тем, что крупные энергоблоки дают эффект масштабирования, их удельная стоимость выработки электрической энергии или нормированная стоимость электроэнергии (НСЭЭ) ниже стоимости выработки на аналогичном блоке с меньшей установленной мощностью.

В результате установленная мощность представляет собой второй критерий в рамках определения порядка ранжирования. Третий критерий учитывает средний коэффициент полезного действия энергоблоков, который определяет, насколько эффективно используется топливо для выработки электрической энергии. КПД каждого энергоблока был предоставлен соответствующими официальными ведомствами.

Электрическая мощность может быть скорректирована за счет регулирования количества пара, поступающего в турбину из котла. Тепловые электростанции, таким образом, представляют собой основу регулирования частоты в энергосистемах. Вследствие этого Модель учитывает эксплуатацию всех тепловых энергоблоков максимум на 90 % своей номинальной электрической мощности. Только в случае повышения нагрузки теплоэлектростанции эксплуатируются на номинальной мощности.

В зависимости от времени суток, а также дня недели средняя нагрузка в электрической сети составляет приблизительно 9000...11500 МВт, а в зимний период данное значение возрастает до 11500...15500 МВт. Максимальная нагрузка в системе возникает в зимний период (29 декабрь, ночное время суток, 22:00), когда часовая нагрузка составляет 15692 МВт.

Поскольку динамика технических и нетехнических потерь в Казахстане уже была включена в цифру годового спроса на электрическую энергию, то указанные выше цифры называются «уровнем отпуска». Данные величины представляют собой базу объемов выработки электрической энергии при расчете коэффициентов выбросов углерода для энергосистемы Казахстана.

Прогноз структуры энергетики. Согласно методике, описание которой приведено выше, отображенная ранее нагрузка послужила в качестве входного параметра для моделирования энергосистемы, которая затем распределяется между энергоблоками в соответствии со списком ранжирования производителей энергии в порядке заявленной цены, а также ограничениями по вращающемуся резерву.

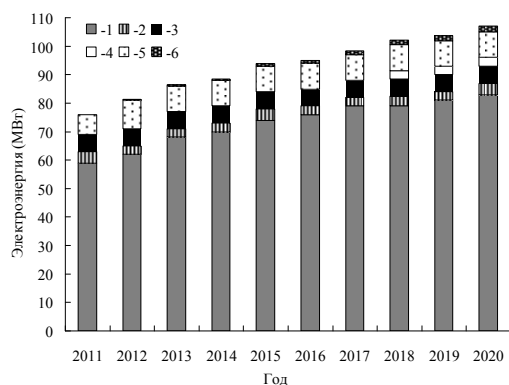


Рис. 12. Прогноз распределения нагрузки. 1 – угольные, 2 – газовые, 3 – жидкотопливные, 4 – атомные, 5 – гидроэлектростанции, 6 – возобновляемая энергетика.

В рассматриваемый день всего было произведено 310,6 ГВт·ч электрической энергии. На рис. 12 видно, что примерно треть энергии поставляется электростанциями по комбинированному производству тепла и электроэнергии (ТЭС), которые эксплуатируются с мощностью 4900 МВт·ч. Электростанции с мощностью 300 МВт также играют значительную роль, поскольку в течение данных суток они в среднем работают при 1700 МВт·ч. Электростанции с мощностью 200 МВт действуют в качестве промежуточных источников для выработки электроэнергии в режиме нагрузки и уменьшают их выработку в дневной период непиковой нагрузки.

Почти вся пиковая нагрузка поставляется гидроэлектростанциями, которые могут легко приспособить свой вывод мощности в соответствии с графиком нагрузки. В часы пиковой нагрузки они выдают 2000 МВт·ч, а во время непиковой нагрузки в ночное время, гидроэлектростанции уменьшают выходную мощность примерно на 100 МВт·ч. Выработка электростанции ВИЭ вносит 200 МВт·ч в общий объем производства электроэнергии. В основном недавно построенные угольные электростанции покрывают растущий спрос на электроэнергию в Казахстане. Таким образом, доля энергии, производимой угольными электростанциями, постоянно увеличивается. В 2011 году она составила 58,9 ТВтч от общей выработки, затем повышается к 2017 году до 79,4 ТВтч и последовательно возрастает к 2020 году до 83,2 ТВт·ч. Тем не менее, доля производства электроэнергии за счёт угля снижается и с 2018 года, когда появится ядерная энергия, она частично заменит производство электроэнергии на основе

угля. Годовой объем производства ядерной энергии составит 3,9 ТВтч (4 %).

Доля выработки электроэнергии на основе возобновляемых источников энергии в общем объеме производства постоянно растет. В течение рассматриваемого периода она достигнет к 2020 году 1,9 ТВтч (1,6 %).

Коэффициенты выбросов углерода. На основании приведенной выше структуре выработки энергии на генерирующих мощностях, была рассчитана динамика развития годовых коэффициентов выбросов углерода. Рис. 13 отражает результаты по ОЭС Казахстана.

Коэффициент выбросов *РД* в 2011 г. составил 1,077 тСО₂/МВт·ч. После 2011 г. коэффициент выбросов *РД* остается почти неизменным, к 2020 г. Он уменьшится до 1,069 тСО₂/МВт·ч.

Коэффициент выбросов *ВД* отражает производство электроэнергии станциями, которые недавно введены в эксплуатацию. Коэффициент выбросов *ВД* в 2011 г. составил 0,769 тСО₂/МВт·ч, и остается практически неизменным до 2017 г. С вводом в эксплуатацию атомной электростанции в 2018 г., коэффициент выбросов *ВД* уменьшится до 0,613 тСО₂/МВт·ч, затем он останется почти без изменений до 2020 г. и составит 0,619 тСО₂/МВт·ч.



Рис. 13. Динамика развития коэффициентов выбросов Рабочего диапазона (1), Комбинированного диапазона (2) и Введенного диапазона (3).

Коэффициент выбросов *КД* учитывает и коэффициент выбросов *РД* и коэффициент выбросов *ВД*. Поскольку его значение соответствует в точности среднему из этих двух величин, то коэффициент выбросов *КД* составит 0,923 тСО₂/МВт·ч в 2011 году, и следует формам графиков *РД* и *ВД*. В 2020 году коэффициент выбросов *КД* составит 0,844 тСО₂/МВт·ч.

Таким образом, несмотря на ожидаемый рост количества вырабатываемой электроэнергии в Казахстане, в ближайшие годы, коэффициенты выбросов двуокси углерода на единицу продукции будут снижаться.

Дальнейшего снижения можно добиться, расширяя использование возобновляемых источников энергии.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Казахстан в 2012 году. Агентство Республики Казахстан по статистике. – 2013 г. Астана, 506 с.
2. Казахстан в цифрах. Агентство Республики Казахстан по статистике. – 2013 г. Астана, 527 с.
3. Послание Президента Республики Казахстан – Лидера нации Нурсултана Назарбаева народу Казахстана «Стратегия «Казахстан-2050» – новый политический курс состоявшегося государства». Астана, 14.12.2012.
4. [Топливо-энергетический баланс Республики Казахстан](#). Агентство Республики Казахстан по статистике. – 2013 г. Астана, 354 с.
5. Чердниченко Алексей. В. О некоторых экономических и законодательных основах успешного развития зеленой экономики. // Поиск. Серия экологическая. – № 4. – 2013. – С. 213-222.
6. Чердниченко Алексей. В. О перспективах успешного внедрения эффективных технологий в теплоэнергетику и снижение парниковых газов. // Поиск. Серия экологическая. – № 4. – 2013. – С. 193-212.
7. Green Labels Positively Impact Purchase Behavior, <http://www.environmentalleader.com/2008/05/20/green-labels-positively-impact-purchase-behavior>.
8. Sammer K., Wüstenhagen R. The Influence of Eco-Labeling on Consumer Behavior – Results of a Discrete Choice Analysis. Business Strategy & the Environment. Sept., 2005.

Поступила 18.12.2013

Геогр. ғылымд. канд. Алексей В. Чердниченко

ЭНЕРГЕТИКАНЫҢ ДАМУЫН МОДЕЛДЕУ ЖӘНЕ ҚАЗАҚСТАНДАҒЫ КҮТІЛЕТІН ПАРНИКТІ ГАЗДАР ЛАҚТЫРЫЛУ ДИНАМИКАСЫНЫҢ НӘТИЖЕЛЕРІ

Жақын он-жиырма жылға боямалау моделі негізінде энергоөндірушілер құрылымдарындағы бағдарланған өзгеруін ескерілген парникті газдар лақтыруларының өнім бірлігіне(киловат) өзгерісі, жаңартылған энергия көздерін қолдануды кеңейтуге және атом электростанциясы құрылысына шартталып моделденген. Өңделген энергия мөлшері айтарлықтай өскені күтілігенімен, әсіресе өндірушілерден барлық типті энергияны тиімді қолданғанда, парникті газдар төмендейтіні көрсетілген.