

Оперативная коррекция графиков потребления электрической мощности в цикле планирования балансирующего рынка

- **Макоклюев Б. И.**¹, доктор техн. наук, ООО “Энергостат”, Москва
- **Полижаров А. С.**, канд. техн. наук, ООО “Энергостат”, Москва
- **Антонов А. В.**, ООО “Энергостат”, Москва
- **Говорун М. Н.**, АО “Системный оператор Единой энергетической системы”, Москва
- **Колесников А. В.**, АО “Системный оператор Единой энергетической системы”, Москва
- **Басов А. А.**, АО “Системный оператор Единой энергетической системы”, Москва
- **Алла Ю. Э.**, АО “Системный оператор Единой энергетической системы”, Москва

Рассматриваются планирование и оперативная коррекция графиков потребления энергосистем ЕЭС России, проводимые в АО “СО ЕЭС” России. Коррекция осуществляется в цикле планирования балансирующего рынка с использованием программного комплекса ИСП (иерархическая система планирования). Освещаются вопросы структурирования потребления, методы прогнозирования и учёта метеоданных, а также результаты оценки точности расчётов.

Ключевые слова: потребление, энергосистема, прогнозирование, оперативная коррекция, балансирующий рынок.

Цели планирования потребления в АО “СО ЕЭС”.

Циклы планирования и прогнозирования.

Задача оперативной коррекции графиков потребления

О задаче планирования в СО ЕЭС. Планирование параметров электроэнергетического режима энергосистем (ЭС) является одной из важных задач обеспечения функционирования электроэнергетики (интернет-сайт Системного оператора www.so-ups.ru и [1]). Для управления технологическими режимами объектов ЕЭС России и обеспечения единства и эффективной работы рынков электрической энергии и мощности Системный оператор Единой энергетической системы (АО “СО ЕЭС”) осуществляет, в частности, прогнозирование объёмов потребления электрической энергии и мощности. Прогнозные объёмы потребления – важнейшие для ЭС показатели, определяющие основные аспекты их работы – состав включённого генерирующего оборудования, графики нагрузки каждой электростанции, перетоки активной мощности в контролируемых сечениях электрической сети. Прогнозирование электропотребления в СО ЕЭС выполняется ежедневно на краткосрочный период (от одних до четырёх суток вперёд) и ежечасно на оперативный период (до 24 ч вперёд) во всех диспетчерских центрах (ДЦ):

в региональных диспетчерских управлениях (РДУ) для уровня ЭС;

в объединённых диспетчерских управлениях (ОДУ) для уровня объединённых энергосистем (ОЭС);

в главном диспетчерском центре (ЦДУ) для уровня синхронных зон и ЕЭС.

На каждом уровне ДЦ, начиная с нижестоящих, автоматически формируется несколько вариантов прогноза для каждого объекта, входящего в операционную зону ДЦ. Выбранный технологом вариант с изменениями, внесёнными при необходимости вручную, считается акцептованным и передаётся в вышестоящий ДЦ. Прогнозы, акцептованные ЦДУ для первой синхронной зоны и ОДУ Востока для второй синхронной зоны, используются для формирования расчётных моделей.

Выделяют следующие основные этапы (циклы) планирования:

ВСВГО – выбор состава включённого генерирующего оборудования на период с двух до четырёх суток от текущего дня;

ПДГ – расчёт прогнозного диспетчерского графика на завтра. Под диспетчерским графиком (ДГ) понимают заданные объекту диспетчерского управления на планируемый период времени значения генерирующей мощности, потребляемой мощности (нагрузка) или резервов мощности [www.so-ups.ru];

ПБР – расчёт планов балансирующего рынка. Осуществляется внутрисуточное ежечасное прогнозирование. Номер ПБР указывает на час, начи-

¹ Макоклюев Борис Иванович: info@energostat.ru

ная с которого и до конца суток формируется плановое значение графика загрузки генерирующих мощностей (например, для ПБР-10 с 10 ч 00 мин текущих операционных суток).

Применение иерархической системы прогнозирования (ИСП) для прогноза электропотребления в СО ЕЭС. С 2008 г. в АО «СО ЕЭС» для расчётов прогнозных значений потребления мощности первой синхронной зоны ЕЭС России, а с 2015 г. и ОЭС Востока, используется программно-аппаратный комплекс ИСП [2 – 4]. ИСП включает в себя специализированные программные средства для использования на всех уровнях ДЦ.

Комплекс состоит из 57 серверов и обеспечивает возможность одновременной работы технологий, выполняющих различные этапы краткосрочного и оперативного планирования электроэнергетических режимов.

Функционирование ИСП осуществляется на базе иерархической структуры объектов прогнозирования, формируемой и изменяемой централизованно на уровне ЦДУ. По территориальному признаку объектами структуры являются (с учётом вложенности) – территории первой и второй синхронных зон (СЗ) ЕЭС России, первой СЗ ЕЭС России без ОЭС Сибири, ОЭС, операционных зон (ОЗ) РДУ, энергосистем, энергорайонов и энергобытовых компаний.

Для подготовки прогнозов осуществляется загрузка в ИСП данных из ряда программно-аппаратных комплексов:

фактические данные электропотребления и другие результаты телеизмерения из оперативного информационного комплекса (ОИК);

фактические и прогнозные значения метеофакторов из автоматизированной системы АС «Метео»;

уведомления субъектов ОРЭМ о максимальном плановом почасовом потреблении (далее – заявки), поданные на специализированный технологический сайт СО.

Использование ИСП для прогнозирования в цикле ПБР. При управлении режимом энергосистемы в реальном времени необходимо компенсировать отклонения параметров электроэнергетического режима ЕЭС (в том числе электропотребления) от значений, учтённых при формировании ПДГ. Значительная доля таких отклонений учитывается при формировании ПБР.

Полный цикл расчёта ПБР включает в себя актуализацию параметров работы энергосистемы, формирование расчётной модели первой СЗ ЕЭС, расчёт оптимального электроэнергетического режима работы, формирование и доведение диспетчерских графиков до каждой электростанции. Основой расчётов ПБР являются уточняемые прогнозные графики потребления. Уточнение прогноза начинается с анализа сформированных накануне в краткосрочном цикле прогнозирования (ПДГ) гра-

фиков потребления и осуществляется дежурными инженерами оперативного планирования (ДИОП) в каждом цикле оперативного планирования (ежедневно).

Иерархическая система прогнозирования используется в СО ЕЭС для расчётов в цикле планирования ПБР с мая 2018 г. Внедрение ИСП в цикле ПБР завершило переход на единую платформу прогнозирования электропотребления на этапах краткосрочного и оперативного планирования режимов, а также позволило участвовать в прогнозировании для цикла ПБР специалистам не только РДУ и ОДУ, но и ЦДУ.

Технология прогнозирования в цикле ПБР

Модификация технологии ИСП для цикла ПБР. Средства расчёта и оперативной коррекции графиков потребления в цикле ПБР являются развитием технологии и методического подхода, реализованного в ИСП для этапов планирования ВСВГО и ПДГ. За время эксплуатации в этих циклах были достаточно отработаны методы прогнозирования, программные интерфейсы и процедуры взаимодействия филиалов СО ЕЭС.

Единое дерево структуры электропотребления благодаря своей наглядности позволяет удобно анализировать компоненты потребления энергосистем и обеспечивает взаимосвязанность настроек моделей прогнозирования родительских и дочерних объектов.

Вместе с тем в рамках модернизации ИСП для ПБР определённой доработки потребовали методы прогнозирования, в том числе методика учёта метеофакторов. Из-за сжатости регламентных сроков ежедневных ПБР была необходима оптимизация алгоритмов, используемых на всех стадиях формирования прогноза. Для оперативного учёта существенных изменений электропотребления реализованы загрузка, отображение и учёт в алгоритмах значений телеизмерений с минутной дискретностью.

Временные регламенты расчётов в цикле ПБР. Регламентные времена начала и окончания формирования прогнозов на примере ПБР-12 приведены в табл. 1. Наложение периодов прогнозирования нижестоящих и вышестоящих ДЦ обусловлено тем, что специалисты ОДУ и ЦДУ начинают предварительный анализ прогноза, сформированного ИСП автоматически, ещё не получив результаты прогнозов от нижестоящих ДЦ.

Основа методики – допрогнозирование. Под допрогнозированием понимается процесс уточнения прогноза, выполненного ранее, с учётом текущих изменений факторов, влияющих на электропотребление.

В основу технологии расчётов ПБР положена методика допрогноирования результатов расчётов, сделанных накануне в ПДГ, с учётом изменений, внесённых дежурным инженером по оперативно-

⇒ ОЭС Юга
⇒ Ростовское РДУ
⇒ Ростовская энергосистема
Ростовская энергосистема без ТАГМЕТ и РЭМЗ
Таганрогский металлургический завод (ТАГМЕТ)
Ростовский электрометаллургический завод (РЭМЗ)
⇒ Калмыцкая энергосистема
Калмыцкая энергосистема без КТК-Р
Каспийский трубопроводный консорциум – Р (КТК-Р)
...

Рис. 1. Пример структурирования потребления с выделением крупных потребителей

му планированию (ДИОП) вручную в прогнозы предшествующих ПБР. Такая методика позволяет обеспечить преемственность прогнозов и избежать необходимости внесения корректировок более 1 раза.

Дежурному инженеру предлагается для выбора три варианта прогнозов, сформированных автоматически:

прогноз на основании временных рядов (далее – статистический прогноз) [2];

допрогнозированный акцепт ПДГ;

допрогнозированный акцепт предыдущего ПБР.

Дежурный инженер должен выбрать один из вариантов прогноза, после чего произвести необходимую коррекцию графика с учётом известных ему факторов, которые не могут быть учтены алгоритмами прогнозирования (неплановые отключения, восстановление нагрузки, резкое изменение метеоусловий и т.д.). Акцептованные значения прогноза служат в дальнейшем для оценки точности и настройки моделей прогнозирования.

Подходы к структурированию потребления, изменения в структуре. С момента ввода ИСП в промышленную эксплуатацию структура объектов прогнозирования постоянно меняется. В основном это связано с развитием ЕЭС России и разделением энергосистем на энергорайоны для более точного учёта их индивидуальных особенностей. Необходимым условием для возможности выделения более мелких объектов является возможность телеизмерений их электропотребления. В настоящее время в структуре потребления ЕЭС России около

Таблица 1

Регламентные времена начала и окончания формирования прогнозов для ПБР-12

Диспетчерское управление	Начало	Окончание
РДУ	09 ч 00 мин	9 ч 40 мин
ОДУ	9 ч 20 мин	10 ч 10 мин
ЦДУ	9 ч 50 мин	10 ч 17 мин

⇒ ОЭС Сибири
⇒ Читинская энергосистема
Читинский энергорайон Забайкальской ЭС
Западный энергорайон Забайкальской ЭС
Энергорайон БАМА Забайкальской ЭС
⇒ Юго-Восток Забайкальской ЭС без Юга
Бытовая нагрузка Юго-Восток без Юга
СН Харанорской ГРЭС
Быстринский ГОК
Тяговая нагрузка Читинская ТЭЦ-1 - ПС 220 кВ Холбон
⊕ Тяговая нагрузка ПС 220 кВ Холбон - ПС 220 кВ Могоча
Тяговая нагрузка участок "Южный ход"
За сечением Южного энергорайона Забайкальской ЭС
Внезональный энергорайон
⇒ Бурятская энергосистема
Северобайкальский энергорайон
Южный энергорайон
...

Рис. 2. Пример структурирования потребления с делением на наблюдаемые энергорайоны и выделением в некоторых крупных потребителей:

БАМ – Байкало-Амурская магистраль; СН – собственные нужды; ГОК – горно-обогатительный комбинат; ПС – подстанция

600 объектов, ежегодно к ним добавляется несколько десятков.

В практике сложились два основных подхода к структурированию потребления энергосистемы:

1) по технологическому принципу – разделение на крупных промышленных потребителей (заводы, предприятия по добыче и транспортировке природных ресурсов и т.д.) и по метеозависимому компоненту потребления (коммунально-бытовая и мелкомоторная нагрузка);

2) по территориальному принципу – деление на наблюдаемые по телеметрии энергорайоны.

Примеры структурирования показаны на рис. 1, 2.

Формирование прогнозов потребления энергосистем, структурированных по технологическому принципу. При прогнозировании потребления крупных промышленных объектов могут быть использованы как заявки, так и сравнительно простые модели усреднения суточных графиков за несколько предыдущих характерных дней.

Прогнозирование метеозависимого компонента производится на основе архивов фактов электропотребления и метеофакторов, прогнозов метеоданных.

В цикле ПБР для всех компонент могут использоваться модели допрогнозирования с учётом текущих фактических данных. Прогноз потребления энергосистемы в целом рассчитывается суммированием прогнозов крупных потребителей и прогноза метеозависимого компонента потребления энергосистемы.

Формирование прогнозов потребления энергосистем, структурированных по территориальному принципу. Прогнозирование производится от

дельно по энергосистеме и по каждому району на основе архивов фактов электропотребления и метеофакторов, прогнозов метеоданных. Окончательный прогноз для энергосистемы формируется посредством балансирования прогнозов энергорайонов и прогноза энергосистемы в целом [5].

Математические модели допрогнозирования

Методы допрогнозирования графиков ПБР основаны на разложении значений потребления на базовый компонент и допрогнозируемую составляющую – остаточную:

$$P(t) = \hat{P}_{\text{пр}}(t) + \xi(t), \quad (1)$$

где $\hat{P}_{\text{пр}}(t)$ – базовый компонент; $\xi(t)$ – остаточная составляющая; t – номер часа или минутного интервала.

В качестве базового компонента могут использоваться прогнозы:

- ПДГ;
- предыдущего ПБР;
- статистический прогноз [2].

Значения базового компонента могут быть скорректированы на фактические метеоусловия данных суток.

При прогнозировании в цикле ПБР используется метод прогноза временных рядов, основанный на представлении отклонений потребления от базового компонента в виде модели авторегрессии – скользящего среднего (АРИСС) [6]. На первом этапе расчётов в выражении (2) производится выделение остаточного компонента из фактического потребления в текущие сутки:

$$\xi(t) = P(t) - \hat{P}_{\text{пр}}(t). \quad (2)$$

Затем осуществляется оценка автокорреляционной функции для процесса фактических данных $\xi(t)$ в классе моделей АРИСС [6]. Задача состоит в определении коэффициентов авторегрессии и скользящего среднего. Заключительным этапом является расчёт прогнозных значений графика нагрузки с учётом выражений (1), (2):

$$\hat{P}(t + \tau) = \hat{P}_{\text{пр}}(t + \tau) + \xi(t + \tau). \quad (3)$$

Для допрогнозирования ПДГ и предыдущего ПБР применяются разные подходы. Для коррекции акцептов ПДГ используются данные отклонений $\xi(t)$ в выражении (2) акцептов от значений часовой суточной ведомости (рис. 3), а для коррекции акцептов ПБР – данные отклонений от минутных значений телеизмерений.

Особенности учёта метеофакторов в цикле ПБР

На потребление электроэнергии коммунально-бытовой и офисной нагрузкой существенно влияют метеофакторы: температура наружного

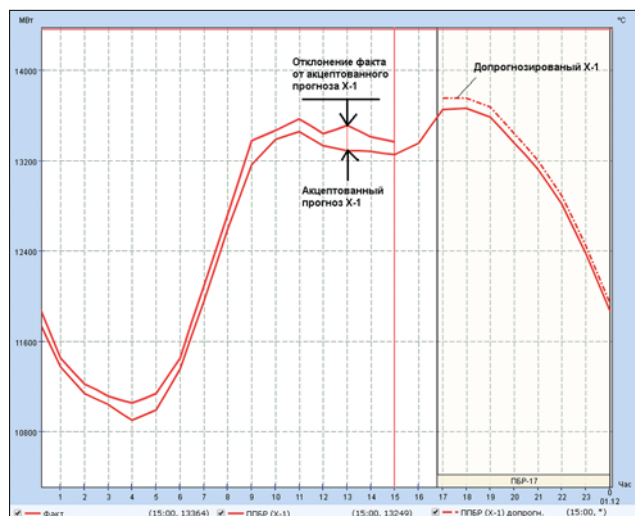


Рис. 3. Допрогнозирование акцепта ПДГ с учётом отклонений от фактических значений

воздуха, освещённость, направление и скорость ветра, осадки.

Прогнозные и фактические метеоданные предоставляются АО «СО ЕЭС» Гидрометцентром России (ГМЦ). Приём, анализ и хранение метеоданных выполняются специализированным программно-аппаратным комплексом АС «Метео» [7].

Состав и периодичность поступления метеоданных:

фактические значения температуры, облачности и осадков – каждые 3 ч;

почасовые прогнозы температуры, облачности и осадков – каждые сутки.

Таким образом, задержка между моментом измерения показателей погоды и расчётом ПБР с их учётом может составлять до 4 ч. Суммарная задержка с учётом упреждения формирования прогноза ПБР составляет до 7 ч. Например, при формировании прогноза для ПБР-13 в РДУ доступны фактические значения метеоданных до 06 ч 00 мин.

С целью компенсации задержки применяется оперативное моделирование значений фактической температуры на основе показаний собственных датчиков температуры, установленных в диспетчерских центрах СО ЕЭС. Чтобы корректно учесть изменения температуры в месте расположения диспетчерского центра при прогнозировании электропотребления на всей территории энергосистемы, а также с целью снижения влияния погрешности измерений, показания датчиков используются в приращениях. Например, если измеряемая температура с 9 ч 00 мин до 12 ч 00 мин увеличилась на 3°C, то моделирование температуры на 12 ч 00 мин производится прибавлением 3°C к фактической температуре, полученной из ГМЦ за 9 ч 00 мин. Моделированные значения температуры помечаются в интерфейсе ИСП при знаком временного значения (рис. 4).

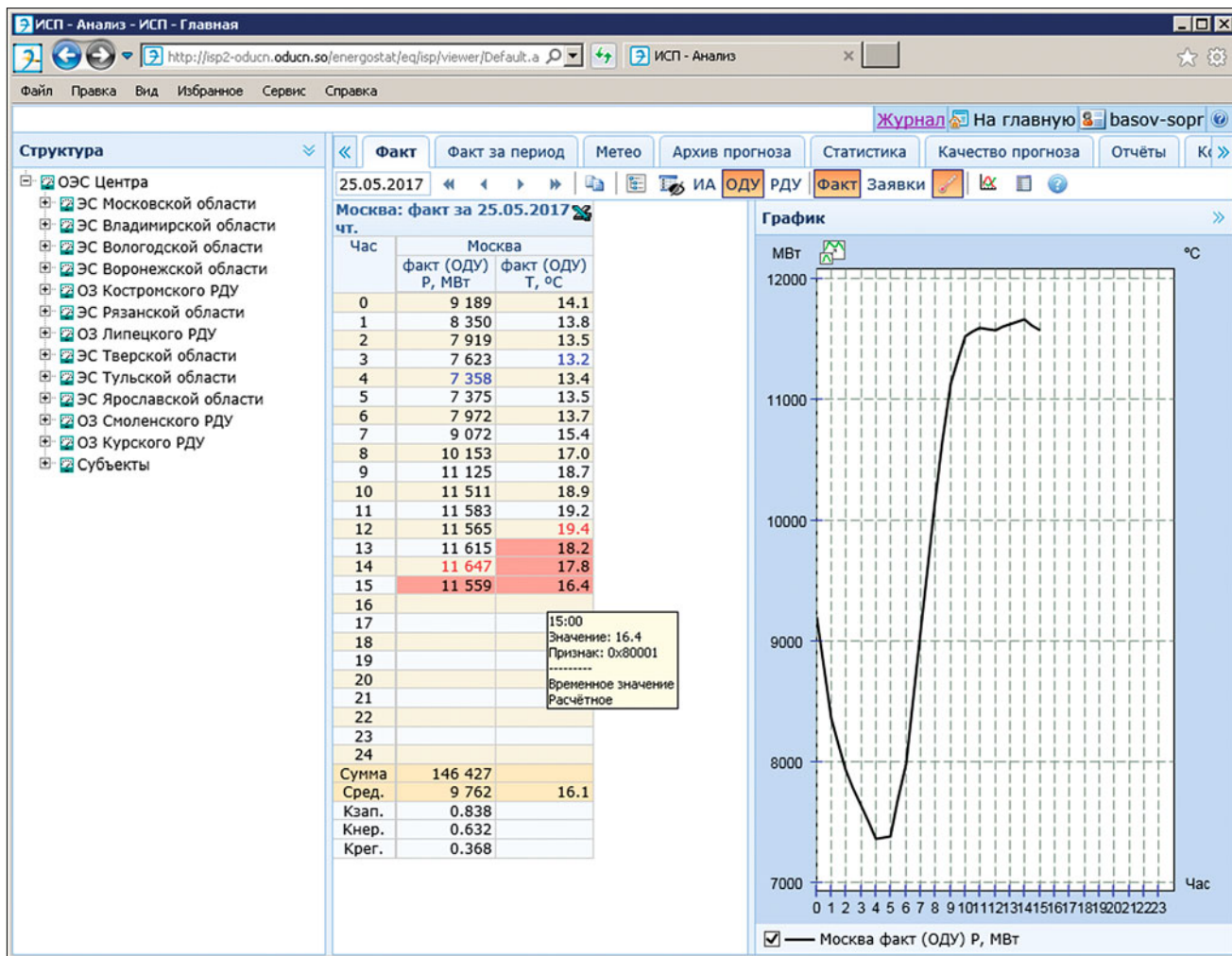


Рис. 4. Моделирование значений температуры по данным температурных датчиков

Для уточнения прогноза температуры на ближайшие часы производится его сопоставление с фактическими (в том числе смоделированными) значениями за прошедший час. Прогноз температуры на ближайшие 4 – 8 ч (оптимальное значение определено индивидуально для каждого объекта) изменяется на среднюю величину отклонения фактических значений за прошедшие часы от прогнозных.

Пользовательские интерфейсы в цикле ПБР

Основное окно интерфейса для работы с прогнозом в цикле ПБР представлено на рис. 5. Слева располагается дерево структуры потребления, в центре – таблица с вариантами прогнозов, справа – варианты прогнозов в графическом виде.

Для каждого объекта структуры может быть акцептован один (далее – основной) вариант прогноза, отображаемый и редактируемый в основном столбце “Прогноз”.

При начале формирования очередного прогноза в этом столбце могут отображаться следующие варианты прогнозов (задаётся в настройках для каждого объекта):

- акцепт предыдущего ПБР;
 - сумма прогнозов дочерних объектов (для СЗ, ОЭС и ОЗ РДУ);
 - прогноз нижестоящего ДЦ по данному объекту;
 - допрогнозированный акцепт предыдущего ПБР;
 - допрогнозированный акцепт ПДГ;
 - фактическое потребление за вчерашний день;
 - фактическое потребление аналогичных суток прошлой недели;
 - статистический прогноз.
- В последующих столбцах таблицы могут выводиться данные других суточных графиков потребления и метеофакторов.
- Корректировка основного прогнозного графика может быть выполнена:
- вводом новых значений в ячейки;
 - копированием значений из последующих столбцов;
 - перетаскиванием мышью отдельных точек графика;
 - плавным изменением части графика, “потянув” за одну точку.

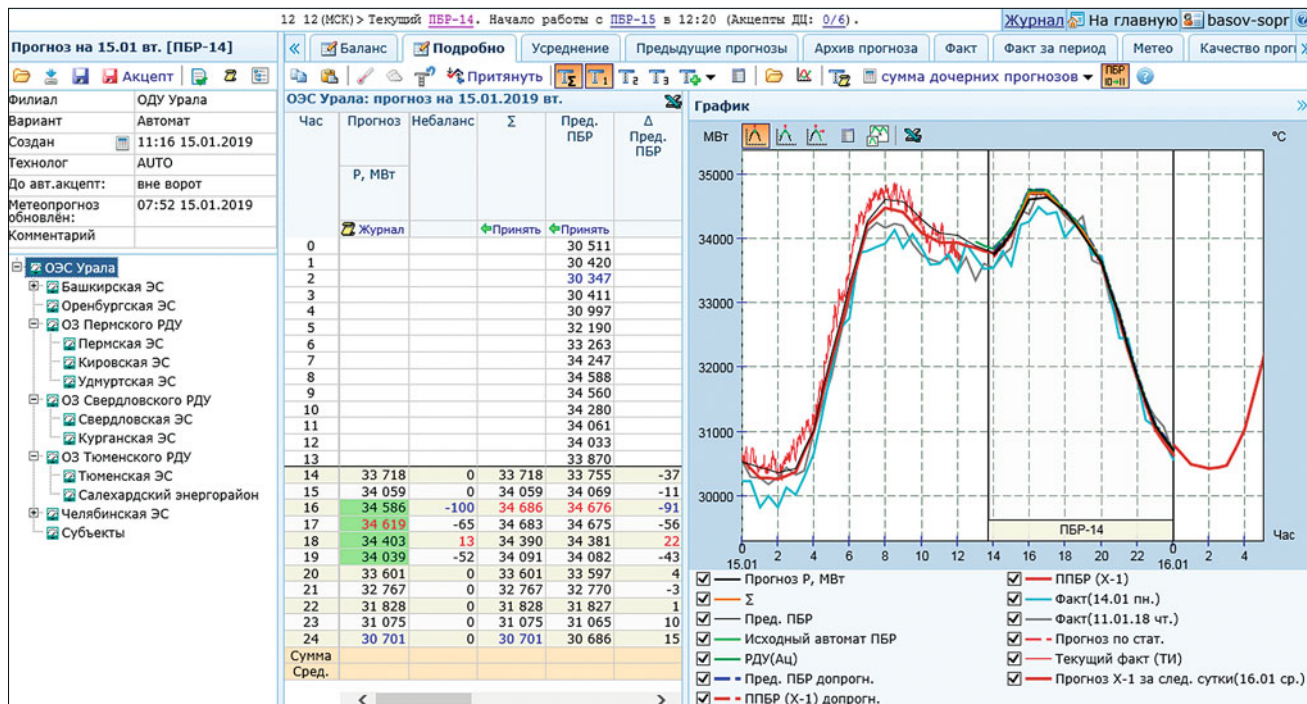


Рис. 5. Основное окно ПБР в ИСП

В графическом окне могут опционально отображаться любые данные из таблицы.

Прогнозирование для задач краткосрочного планирования режимов производится на основе фактических графиков потребления с шагом в 1 ч (0,5 ч для ОЭС Востока). Для оперативного прогнозирования большое значение имеют также графики фактических данных минутной дискретности. Отображение на графике минутных значений фактического потребления позволяет инженеру учитывать его изменения, не дожидаясь следующего часового значения из суточной ведомости.

После коррекции прогноза автоматически выполняются процедуры [3]:

балансировки значений между родительскими и дочерними объектами;

оценки прогноза (поиск заведомо недостоверных значений и др.).

Завершающей стадией является экспертная оценка сформированного прогноза и его утверждение (акцепт).

В большинстве случаев при неизменности погодных условий и иных влияющих на потребление факторов корректировка прогноза относительно значений предыдущего ПБР (ПДГ) не требуется. При этом формирование прогнозов ПБР выполняется в полностью автоматическом режиме без каких-либо действий со стороны пользователя.

Оценка точности прогнозирования

Нормативные показатели точности. Наиболее важный критерий оценки качества прогнозирования – это его точность. Показатели точности прогнозирования рассчитываются ежемесячно и

сопоставляются с нормативными значениями, устанавливаемыми индивидуально для каждого диспетчерского центра 1 раз в полгода (на осенне-зимний и межотопительный периоды).

Формула расчёта значений погрешности прогнозирования имеет следующий вид:

$$\Delta = |(P_{\text{факт}} - P_{\text{прог}}) / P_{\text{прог}}| \cdot 100\%,$$

где $P_{\text{прог}}$ – прогнозное потребление; $P_{\text{факт}}$ – фактическое потребление по данным суточной диспетчерской ведомости мгновенных значений.

Нормативные значения погрешностей прогнозирования ПДГ используются для контроля за час суток, в котором прогнозное потребление мощности на территории операционной зоны соответствующего ДЦ имеет максимальное значение. Если в отчётном месяце отсутствуют дни, в которых расчётное значение погрешности превышает нормативное, норматив для расчётов ПДГ считается выполненным.

Нормативные значения погрешностей прогнозирования ПБР также используются для контроля значений сводного графика, составленного из значений за первый час каждого ПБР (например, из ПБР-10 берётся значение прогноза на 10 ч 00 мин). Норматив для расчётов ПБР считается выполненным, если в отчётном месяце выявлено не более четырёх случаев превышения нормативных значений погрешности прогнозирования в течение 3 ч и более.

Пример формы контроля выполнения нормативных показателей. Отчётная форма, представленная на рис. 6, предназначена для помесечной

Объект прогнозирования	Количество случаев превышения нормативных величин отклонения в цикле ПБР в течение 3-х и более часов подряд за 01.09.2018 - 31.10.2018 (все дни)	
	Сентябрь	Октябрь
ОЭС Центра	1	1
Московская энергосистема		
Владимирская энергосистема		1
Вологодская энергосистема	3	5
Воронежская энергосистема	1	2
Костромская энергосистема	2	1
Ивановская энергосистема	4	5
Рязанская энергосистема		
Липецкая энергосистема		2
Тамбовская энергосистема		
Тверская энергосистема		
Тульская энергосистема		4
Ярославская энергосистема	1	
Смоленская энергосистема		
Брянская энергосистема	2	
Курская энергосистема	2	
Орловская энергосистема		1
Белгородская энергосистема	1	2

Рис. 6. Пример отчётной формы анализа превышений норматива в цикле ПБР с разбивкой по месяцам

оценки качества прогноза сводного графика ПБР за выбранный пользователем период. В колонках выводится количество зафиксированных случаев превышения нормативного уровня ошибки в течение 3 ч и более подряд.

Статистические показатели точности прогнозирования за период. В табл. 2 приведены характеристики точности прогнозов с использованием ИСП по объединённым энергосистемам и ЭС Москвы и Московской области. Интервал выбран в связи с тем, что расчёты прогнозов ПБР выполняются в ИСП с конца мая 2018 г.

Анализ приведённых характеристик точности показывает следующее:

1. Прогнозы электропотребления, формируемые в цикле ПБР, соответствуют принятым в АО «СО ЕЭС» критериям точности.

2. Наиболее высокую точность показывают акцептованные значения прогнозов ПБР. Таким образом, ручная коррекция, производимая дежурными инженерами, повышает точность прогнозов. Допрогнозирование предыдущего ПБР в большинстве случаев не так эффективно, более целесообразно использовать допрогнозированный ПДГ. Это объясняется тем, что все основные доступные для модели прогноза данные уже были учтены в

предыдущем расчёте ПБР и повторное допрогнозирование может увеличивать методическую погрешность. При этом данных, накопленных с момента формирования прогноза ПДГ, достаточно для эффективной работы модели.

3. Показатели точности отличаются по энергосистемам (ОЭС и ЭС). Лучшие результаты получаются в энергосистемах с большей долей производственной нагрузки (Урал, Сибирь) [8].

Перспективы развития методики и программных средств оперативной коррекции графиков потребления

ИСП – платформа для дальнейшего развития и модернизации. Помимо выполнения функций прогнозирования электропотребления, ИСП предоставляет возможности по анализу электропотребления и влияющих на него факторов, развитию моделей прогноза, подключению дополнительных источников данных, методов анализа и достоверизации данных.

Распределённая архитектура и тестовый контур, доступный во всех диспетчерских центрах, позволяют производить апробацию новых методов и подходов к планированию до начала применения в ежедневной практике расчётов. Вместе с тем опыт эксплуатации обозначил направления, в которых необходимы дальнейшие проработки и организационные мероприятия.

Методы прогнозирования, достоверизации данных. Каждый из выбранных к реализации в ИСП методов (моделей) прогнозирования был проверен путём выполнения пробных расчётов за прошедший период на базе многолетних архивов фактических значений электропотребления и метеоданных. В настоящее время помимо модели, описанной в разделе «Технология прогнозирования в цикле ПБР», в расчётах используются ещё несколько дополнительных, например, модель среднего аналогичного типа суток и модель прогноза особых дат. Для каждого объекта структуры потребления оптимальная модель и её настройки выбираются на основе анализа точности формируемых прогнозов.

Таблица 2

Средний модуль относительной ошибки сводного акцептованного ПБР и других вариантов прогноза (в процентах)

Объект прогнозирования	ПДГ (акцепт)	Сводный ПДГ (допрогноз)	Предыдущий ПБР (акцепт)	Предыдущий ПБР (допрогноз)	ПБР (акцепт)
ОЭС Центра	0,82	0,69	0,79	0,76	0,63
Московская энергосистема	1,11	0,97	0,94	0,93	0,86
ОЭС Средней Волги	1,13	0,85	0,83	0,86	0,77
ОЭС Северо-Запада	0,87	0,74	0,70	0,72	0,62
ОЭС Юга	1,53	1,28	1,15	1,25	1,04
ОЭС Урала	0,72	0,58	0,58	0,60	0,53
ОЭС Сибири	0,61	0,54	0,54	0,62	0,49

Примечание. Данные приведены за период 01.06.2018 – 30.09.2018 для всех типов суток.

Вследствие изменения характера влияния метеофакторов на электропотребление от года к году необходимо совершенствование моделей прогнозирования. В частности, дополнительных проработок требуют алгоритмы прогнозирования потребления в южных регионах, особенно в условиях жаркой погоды. Также важным аспектом является расширение возможности достоверизации и проверки фактических, прогнозных и скорректированных вручную значений.

Совершенствование технических и программных средств контроля, обработки метеоданных и методов прогноза и учёта метеофактора. В последние годы наблюдается существенное увеличение доли коммунально-бытовой и офисной нагрузки, что приводит к резкому возрастанию зависимости потребления от метеофакторов – температуры, освещённости, осадков, ветра. Особенно важно учитывать характер одновременного кумулятивного влияния комплекса метеофакторов в случае резкого изменения погоды, что вызывает значительные колебания нагрузки (до 10%) [2]. Учёт подобных явлений весьма сложен и требует дополнительных исследований.

По мере развития технических средств ГМЦ увеличиваются объём и скорость подготовки фактических и прогнозных данных. Вместе с тем недоступность прогнозов значений естественной освещённости в люксах ограничивает точность прогнозирования объёмов потребления осветительной нагрузки. Требуется данные по скорости и направлению ветра и некоторых других параметров. Также отрицательно сказывается на расчётах в цикле ПБР задержка поступления фактических метеоданных до 4 ч и их низкая дискретность (3 ч).

После реализации прогнозирования указанных метеофакторов необходимо проведение исследований их влияния на электропотребление в условиях мегаполисов с учётом современных строительных материалов, технологий освещения, кондиционирования и др. Решения этого и многих других вопросов обработки и учёта метеоданных могут ощутимо улучшить точность расчётов. Подобные вопросы могли бы решаться научными организациями, в частности географическим факультетом МГУ, подразделениями ГМЦ. Это обсуждалось на совещаниях в СО ЕЭС и совместных семинарах в МГУ [www.energostat.ru]. Проведение работ потребует обеспечения целевого финансирования.

Совершенствование методов прогнозирования электропотребления промышленности. Крупные промышленные потребители заявляют Системному оператору значения максимально возможного электропотребления на каждый час предстоящих суток. Эти значения не являются прогнозом величин нагрузки и в основном используются для примерной оценки суммарного потребления промышленности на территории ЭС.

Статистические методы, применяемые в комплексе ИСП, не в полной мере подходят для прогнозирования промышленного потребления. В значительной степени точнее могут быть методы, основанные на моделировании технологического процесса конкретных предприятий. Прежде всего, эффект даст применение таких методов для филиалов Российских железных дорог (РЖД), предприятий металлургической отрасли и нефте(газо-)передачи. Так, пиковое потребление тяговых мощностей РЖД в некоторых регионах может составлять до половины всего потребления ОЗ (например, в операционной зоне Иркутского РДУ). Прогноз потребления таких операционных зон без учёта расписания движения и параметров мощности локомотивов весьма неточен. Методы прогнозирования потребления тяговой нагрузки разрабатывались специалистами ВНИИАС МПС России и, в частности, описаны в [9].

Увеличение точности прогнозирования возможно также при самостоятельном формировании прогнозных почасовых графиков потребления крупными предприятиями на основе планов производства с последующей передачей их в подразделения СО ЕЭС, в том числе в цикле ПБР.

Выводы

1. В АО “СО ЕЭС” для расчётов прогнозных значений потребления по всем энергосистемам в составе ЕЭС России используется программно-аппаратный комплекс ИСП. С 2018 г. в ИСП функционируют специализированные программные средства прогнозирования и оперативной коррекции графиков потребления для цикла ПБР.

2. В основу технологии расчётов ПБР положена методика допрогнозирования результатов расчётов, сделанных накануне в цикле ПДГ, а также предыдущих ПБР на те же сутки. Математические методы расчётов основаны на методе сезонных кривых и моделях авторегрессии – скользящего среднего АРИСС.

3. Статистический анализ погрешности прогнозирования показывает, что корректировки, вносимые дежурным персоналом в автоматически сформированные прогнозы, позволяют более оперативно учесть события, влияющие на потребление, и повышают точность прогнозирования в целом. Значения погрешности прогнозирования по всем объектам удовлетворяют установленным АО “СО ЕЭС” нормативам.

4. Дальнейшее развитие средств прогнозирования возможно в направлении совершенствования:

математических методов прогнозирования потребления;

методов прогноза и учёта метеофакторов;

методов моделирования технологических процессов промышленных потребителей.

Список литературы

1. Кириенко, Е. И. Анализ современного состояния практики планирования режимов энергосистем на уровне ЦДУ ЕЭС. Особенности планирования в условиях конкурентного рынка [Текст]: сборник докладов всероссийской научно-технической конференции “Управление режимами Единой энергосистемы России” / Е. И. Кириенко, С. А. Майоров. – М.: Изд. НЦ ЭНАС, 2002.
2. Макоклюев, Б. И. Анализ и планирование электропотребления [Текст] / Б. И. Макоклюев. – М.: Энергоатомиздат, 2008. – 296 с.
3. Макоклюев, Б. И. Краткосрочное прогнозирование электропотребления энергосистем России [Текст] / Б. И. Макоклюев, А. С. Полижаров, А. А. Басов, Ю. Э. Алла // Электрические станции. – 2018. – № 4. – С. 24 – 35.
4. Полижаров, А. С. Опыт разработки и внедрения иерархической системы прогнозирования электропотребления (ИСП) СО ЕЭС [Текст] / А. С. Полижаров, А. В. Антонов, Э. А. Алла, О. Н. Зеленохат // Энергоэксперт. – 2010. – № 6. – С. 64 – 66.
5. Полижаров, А. С. Методика расчёта прогнозов сбалансированной структуры электропотребления ЕЭС России [Текст] / А. С. Полижаров, Б. И. Макоклюев // Методиче-
ские вопросы исследования надёжности больших систем энергетики. Надёжность либерализованных систем энергетики: достижения, проблемы, перспективы. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2015. – Вып. 65.
6. Бокс, Дж. Анализ временных рядов. Прогноз и управление [Текст] / Дж. Бокс, Г. Дженкинс. – М.: Мир, 1974. – Вып. 1, 2.
7. Артемьев, А. А. Разработка и внедрение комплекса обработки метеоданных СО ЕЭС (АС “Метео”) [Текст]: сборник докладов III международной научно-технической конференции “Электроэнергетика глазами молодёжи” / А. А. Артемьев, А. В. Антонов, А. С. Полижаров, И. В. Тупицин, В. С. Дацко. – Екатеринбург, 2012. – С. 123 – 127.
8. Макоклюев, Б. И. Взаимосвязь точности прогнозирования и неравномерности графиков электропотребления [Текст] / Б. И. Макоклюев, В. Ф. Ёч // Электрические станции. – 2005. – № 5. – С. 64 – 67.
9. Евсеев, О. В. Планирование потребления электроэнергии для ОАО “Российские железные дороги” [Текст]: сборник докладов IV специализированного научно-технического семинара “Современные методы и программные средства анализа и планирования электропотребления, балансов мощности и электроэнергии” / О. В. Евсеев, М. Б. Мишустин, Г. М. Поляк. – М., 2006.

II МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ
«ЦИФРОВАЯ ПОДСТАНЦИЯ
СТАНДАРТ IEC 61850. ЦИФРОВИЗАЦИЯ
ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ»
МОСКВА, 2-4 ИЮЛЯ 2019 ГОДА

**2-4
ИЮЛЯ
2019 ГОДА**

Генеральный партнер:
ФСК ЭЭС РОССЕТИ

Организаторы:
АО «НЦ ЭЭС»
ONVGL
IEC61850

ЦЕЛИ КОНФЕРЕНЦИИ:

- обобщение результатов внедрения оборудования, поддерживающего стандарт IEC 61850;
- продвижение передового опыта.

В РАМКАХ КОНФЕРЕНЦИИ:

- встреча европейской группы пользователей стандарта IEC 61850;
- совместное обсуждение отечественными и специалистами европейской группы пользователей актуальных тем;
- выставка продукции российских и зарубежных компаний, оборудование которых реализовано на базе стандарта IEC 61850.

115201, г. Москва, Каширское шоссе, д. 22, корп. 3
IEC61850@ntc-power.ru
Тел.: (495) 727-19-09, (495) 981-94-00
Факс: (495) 727-19-08, (495) 981-94-01
www.IEC61850ru.ru

**ЦИФРОВАЯ ПОДСТАНЦИЯ
СЕРТИФИКАЦИЯ
ИСПЫТАНИЕ
ИСПОЛЬЗОВАНИЕ
IEC 61850**