

АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ СО ЕЭС России

Полижаров А.С.¹, Антонов А.В.¹, Макоклюев Б.И.¹

Алла Э.А.², Басов А.А.², Зеленохат О.Н.²

В данной статье освещаются задачи внедрения, типовые бизнес-процессы использования и перспективы развития технологий прогнозирования потребления электроэнергии в открытом акционерном обществе «Системный оператор Единой энергетической системы» (ОАО «СО ЕЭС»). Алгоритмы и модели прогнозирования в данной статье не рассматриваются и подробно описаны в [1].

ОАО «СО ЕЭС» (СО) – специализированная организация, единолично осуществляющая централизованное оперативно-диспетчерское управление в ЕЭС России. Единую иерархию подразделений СО образуют центральное диспетчерское управление (исполнительный аппарат - ИА), 7 филиалов - объединенных диспетчерских управлений (ОДУ), 59 филиалов - региональных диспетчерских управлений (РДУ).

Одной из основных функций СО является планирование оптимальных суточных графиков работы электростанций и электрических сетей Единой энергетической системы России. Решение задачи прогноза потребления электрической энергии является составляющей всего цикла планирования и основой последующей надёжности режимов работы энергосистем.

В соответствии с регламентами планирования специалисты РДУ и ОДУ формируют прогноз потребления по отдельным энергорайонам и операционным зонам (ОЗ) своих диспетчерских центров. Далее макеты с прогнозом потребления передаются из РДУ в ОДУ, из ОДУ в ИА. В ИА анализируется прогнозное потребление ОЭС и синхронных зон ЕЭС. Оцениваются значения ночного минимума, дневного и вечернего максимумов потребления, при необходимости эти значения корректируются. Уточненные величины прогноза направляются обратно в ОДУ, где производится разнесение суммарного потребления территорий по узлам расчетной модели. Планирование осуществ-

¹ ООО «Энергостат», Москва, Россия, info@energostat.ru

² ОАО «СО ЕЭС», Москва, Россия, secr@so-ups.ru

ляется в циклах с различным упреждением от текущих суток:

- от 2 до 9 суток вперед – прогнозирование электропотребления для использования в технологии выбора состава включенного генерирующего оборудования (далее – ВСВГО);
- на двое суток вперед – прогнозирование электропотребления для использования в расчете предварительного электроэнергетического режима (далее – ПЭР);
- На одни сутки вперед – прогнозирование электропотребления для использования в расчете прогнозного диспетчерского графика (далее – ПДГ);
- На текущие сутки – внутрисуточное прогнозирование электропотребления для использования в расчетах планов балансирующего рынка (далее – ПБР).

В настоящее время технологии планирования режимов энергосистем развиваются в направлении снижения упреждения планирования (разрыв между началом сбора данных и наступлением планируемого периода), увеличения частоты проведения расчетов. Ранее прогнозирование электропотребления в СО выполнялось с использованием программных комплексов «Энергостат», «Прогноз потребления», а также ПО собственной разработки диспетчерских центров (ДЦ) Системного оператора. Технология прогнозирования характеризовалась использованием различных технических средств, отсутствием единой технологической платформы, что не позволяло удовлетворять растущие требования к быстрдействию и точности прогнозирования. Требовалось внедрение единой для всех ДЦ системы прогнозирования и анализа электропотребления для использования на всех этапах планирования режимов. Решить эту задачу призвана Иерархическая система прогнозирования электропотребления для планирования режимов ЕЭС (далее – ИСП), разработанная ООО «Энергостат» по заказу СО [2,3].

Основными объектами прогнозирования в ИСП являются территории субъектов федерации, операционные зоны диспетчерских центров – РДУ и ОДУ. При необходимости, территории энергосистем дробятся на энергорайоны. Объекты прогнозирования связаны между собой в иерархическую древовидную структуру. Структура формируется с обязательным выполнением условия равенства потребления родительского объекта сумме дочерних (находящихся на один уровень ниже по иерархии относительно родительского).

Дополнительно могут вводиться объекты, представляющие крупных потребителей, собственные нужды электростанций, потери в сетях и др. Структура электропотребления формализована в объектной базе данных ИСП в соответствии с одной из реализаций классификатора объектов ЕЭС. Объектам структуры сопоставлены коды, как внутренние, так и стандартизованные (КПО и т.п.)[4].

При прогнозировании потребления важен учёт праздников и переносов рабочих дней. В ИСП реализован энергетический календарь, поддерживающий не только всероссийские, но и региональные праздники и особые даты, что позволяет более точно учитывать их влияние на потребление каждой энергосистемы. Функциональная схема формирования прогноза электропотребления представлена на рис. 1.

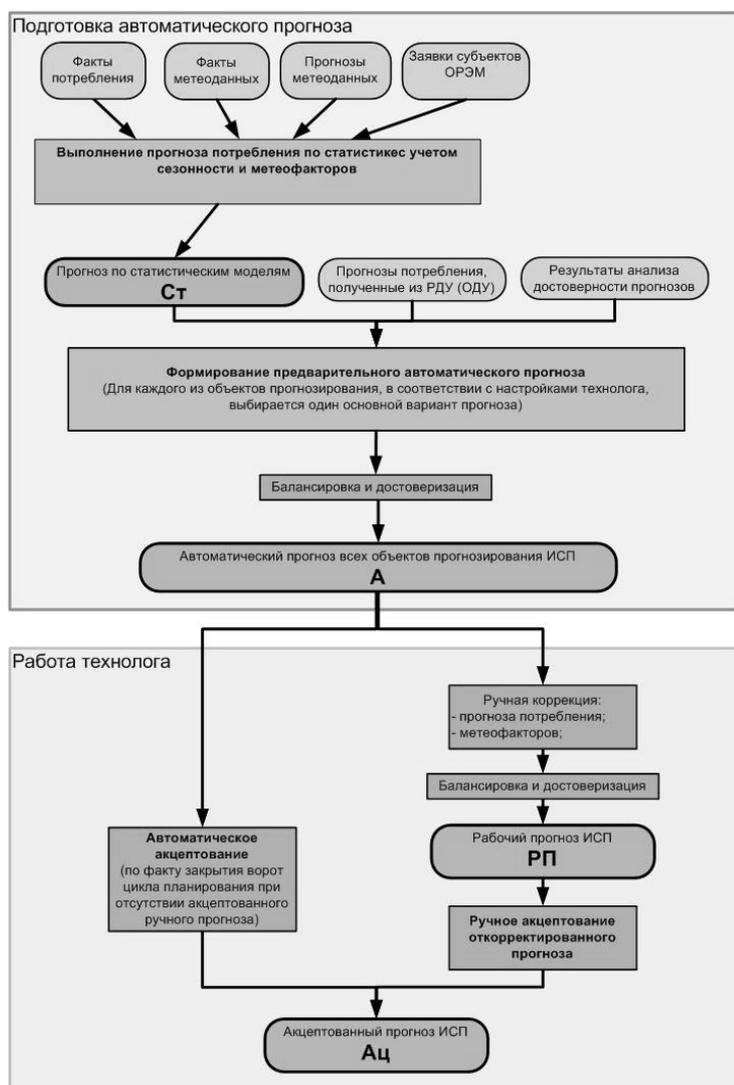


Рис.1. Функциональная схема формирования прогноза электропотребления

Для оптимальной организации бизнес-процессов и обеспечения соблюдения регламентов планирования в ИСП реализована поддержка автоматического выполнения рутинных процедур как по расписанию, так и по наступлению определенных событий (например, получение прогноза из нижестоящего ДЦ). Система организована таким образом, чтобы к моменту, когда технолог начинает работу с прогнозом в соответствии с регламентом планирования, требуемый тип прогноза был рассчитан автоматически и доступен пользователю для анализа и коррекции. В связи с большим количеством обрабатываемых данных и постоянным обменом информацией расчёт прогнозов потребления является ресурсоёмкой процедурой. В крупных ДЦ для этой задачи выделяются существенные серверные мощности и отдельные сервера. Так, например, в ИА прогноз всей структуры потребления для одного цикла планирования занимает около 20 минут при значительной выделенной мощности сервера.

Процесс формирования прогноза, начиная от его расчёта соответствующими модулями, до акцептования включает несколько этапов. На первом этапе по разработанным моделям формируется *статистический (Ст)* вариант прогноза. Прогноз электропотребления выполняется с учетом прогноза метеофакторов (температура наружного воздуха, облачность, осадки), полученного из Гидрометеоцентра России. Далее, с использованием данных Ст и прогнозов, полученных от нижестоящих ДЦ (для ОДУ и ЦДУ), осуществляется формирование *автоматического (А)* прогноза. В отношении каждого объекта прогнозирования и этапа планирования настраивается способ формирования автоматического прогноза:

- по статистическим моделям данного диспетчерского центра (ДЦ);
- по прогнозам, полученным из РДУ (для ОДУ);
- по прогнозам, полученным из ОДУ (для ЦДУ);
- прогноз, как сумма прогнозов потребления объектов нижнего уровня;
- прогноз на основе выбора варианта прогноза с наилучшей точностью за период 3 месяца.

При независимом формировании автоматического прогноза отдельных объектов сумма потребления дочерних объектов нижнего уровня не будет равна потреблению объекта верхнего уровня (родительского). Разница между ними называется небалансом, а процедура распределения небаланса - балансировкой. Для ИСП разработан оптимизационный итерационный алгоритм балансировки. Распределение небаланса производится в соответствии с весовыми коэффициентами до достижения величины пределов допустимой коррекции.

Весовые коэффициенты являются динамическими и могут формироваться на основании величины потребления объекта, статистики точности прогнозов. Пределы допустимой коррекции формируются автоматически на основе статистики или задаются диспетчерским центром в отношении своей операционной зоны или составляющих ее потребления. Реализация такого алгоритма позволяет с минимальными потерями в точности оперативно осуществить распределение небаланса в многоуровневой структуре потребления, что особенно важно в цикле ПБР, где на подготовку прогноза выделяется минимальное количество времени.

После осуществления процедуры балансировки и достоверизации (проверки по специализированным алгоритмам) результаты сохраняются со статусом *автоматического (А)* прогноза. При достоверизации в отношении отдельных значений прогноза по отдельным объектам в ИСП для технолога автоматически выставляются пометки и информационные сообщения, чтобы при последующей работе с автоматическим прогнозом он обратил особое внимание на эти данные. Пометки выставляются, например, при достижении пределов балансировки или нехарактерной форме графика (рис. 2).

| Результат проверки | | |
|--------------------|--|--|
| | суточного графика | 219 |
| Орел | Диагностированы резкие колебания суточного графика | 221 |
| | | 216 |
| | | 225 |
| ОЭС Урала | Небаланс за | 243 |
| | | 280 |
| | | 318 |
| 10 | 361 318 284 326 | 320 |
| 11 | 358 358 282 331 | 321 |
| 12 | 344 311:00 | |
| 13 | 342 30 | |
| 14 | 351 31 | Не прошло контроль, Достигнут верхний предел |
| 15 | 348 312 273 | 318 |

Рис. 2. Пометки алгоритмов проверки данных.

Для анализа прогноза технологу предоставляется специализированный пользовательский интерфейс (рис.3). В интерфейсе представлены табличные и графические инструменты для анализа и коррекции информации. Изменённый и сохранённый технологом вариант прогноза называется *рабочим* прогнозом (**РП**). Возможно сохранение нескольких вариантов **РП**.

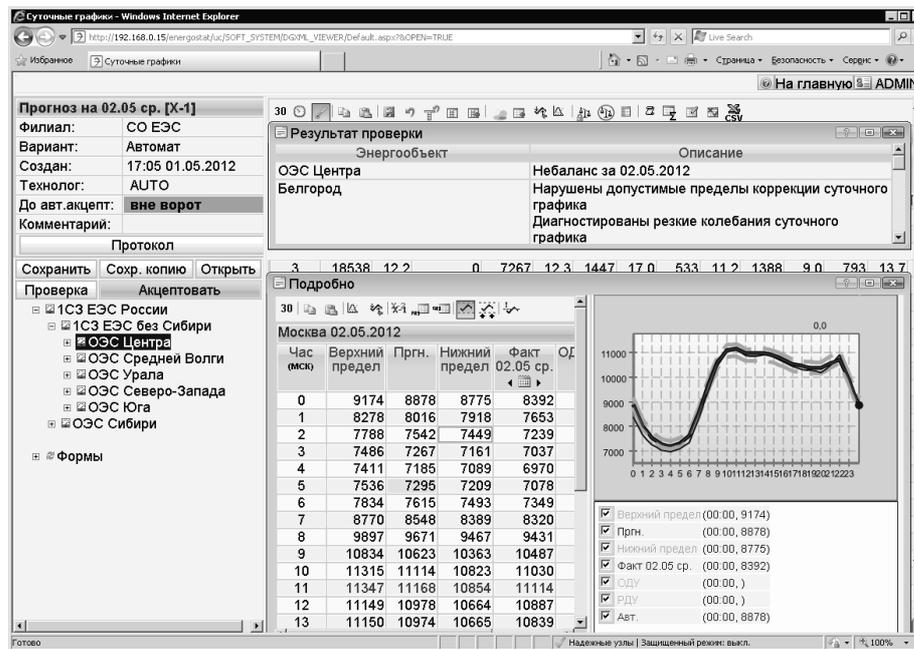


Рис. 3. Пользовательский интерфейс технолога ИСП

Окончательный вариант прогноза электропотребления имеет статус акцептованного (**Ац**) прогноза и формируется путем ручного акцепта рабочего прогноза технологом. После акцептования прогноз передается в вышестоящий ДЦ, где учитывается при подготовке прогноза по своей ОЗ. Помимо значений прогноза передаются пометки, сделанные технологами нижестоящих ДЦ.

После акцептования прогноза в ЦДУ он становится утвержденным планом и рассылается по всем ДЦ для планирования режимов работы энергосистем, формирования диспетчерских графиков и отчетной информации. Разнесение суммарного потребления территорий по узлам схемы замещения не является функцией ИСП и выполняется в ОДУ при формировании расчетных моделей операционной зоны ОДУ.

Значительное внимание в разработке ИСП уделено вопросу надёжности его функционирования. Надёжность аппаратной платформы ИСП достигается организацией отказоустойчивых (failover) кластеров. Резервируются системы хранения информации и вычислительные расчётные системы. В случае аппаратного сбоя система переходит на резервное оборудование. Исходные данные необходимые для прогнозирования поступают из комплексов ОИК установленных в каждом ДЦ. Дополнительно эти данные дублируются данными из ОИК вышестоящих и нижестоящих ДЦ. Таким образом, в ОДУ есть архивы потребления из ОИК РДУ и ИА которые могут быть использованы как замещающая информация в случае сбоя в основном источнике информации. Регламент подготовки прогноза потребления включает учёт результатов работы технологов РДУ при прогнозе в ОДУ и соответственно результатов работы

ОДУ в ИА. Вместе с тем, комплексы ИСП в ОДУ и ИА позволяют осуществить прогноз по всей структуре потребления ОЭС и ЕЭС соответственно на основании только архивов замещающей информации доступной в этих ДЦ. Таким образом, в случае полного отсутствия поступления прогнозов из нижестоящих ДЦ система всё равно остаётся полностью работоспособной.

Одними из важнейших влияющих параметров для прогноза потребления являются метеофакторы. Для их подготовки разработан специализированный комплекс АС Метео [5]. Комплекс осуществляет анализ полноты и достоверности метеоданных, статистическую обработку метеоданных, включающую оценку качества их прогноза.

Распределённая система, работающая в режиме реального времени, которой является ИСП, накладывает дополнительные требования по оперативному устранению сбоев. Для предупреждения и оперативного обнаружения сбоев были разработаны специализированные модули самодиагностики, расположенные в каждом ДЦ. Информация о текущем состоянии системы актуализируется в ИА по каналам связи. В случае возникновения некритических ошибок в работе системы любого ДЦ, информация о них становится доступна специалистам ИА и разработчикам, как правило, до того, как ошибки приведут к сбоям.

Для оперативного анализа качества прогнозирования в ИСП реализован функционал автоматического анализа точности прогнозирования по разработанной специализированной методике. В случае выхода параметров точности за установленные пределы для определённых объектов прогнозирования можно оперативно принять меры по анализу причин нехарактерных отклонений.

Важной особенностью ИСП является возможность работы в режиме полного автомата – без вмешательства технолога. Если к моменту окончания регламентного времени этапа планирования технолог не произвёл акцептование прогноза, автоматический вариант прогноза рассчитывается повторно (для учёта всех доступных к этому моменту данных) и отправляется в вышестоящий ДЦ с пометкой автоакцепта. Таким образом, в регламентное время данные прогноза гарантированно будут доступны внешним задачам.

В 2011 году специалистами фирмы «Энергостат» совместно с СО ЕЭС была произведена оценка точности прогноза ИСП в ретроспективном автоматическом режиме (таблица 1). Прогноз в сутки X-1 (сутки вперед) выполнялся с учетом фактических и прогнозных данных, известных на момент времени 9:05 суток X-1. Прогноз в сутки X для ПБР-N выполнялся с учетом фактических и прогнозных данных, известных на момент времени [N-5]:30 суток X. Для оценки точности использовались следующие статистические показатели:

- Математическое ожидание ошибки прогноза, характеризующее систематическую ошибку;
- Среднеквадратическое отклонение, определяющее разброс ошибок от математического ожидания;
- Модуль ошибки – среднее всех ошибок по модулю;
- 95% доверительный интервал.

Таблица 1 – Оценка точности прогноза потребления по рабочим дням в ИСП в процентах

| 01.01.2011 - 30.09.2011 | | 1 СЗ ЕЭС (без ОЭС Сибири) | ОЭС Центра | ОЭС Средней Волги | ОЭС Урала | ОЭС Северо- Запада | ОЭС Юга |
|---|-----|---------------------------------------|---------------|-------------------------|--------------|--------------------------|------------|
| математическое ожидание ошибки про- гноза | ПДГ | -0,11 | -0,07 | -0,14 | -0,04 | -0,05 | -0,05 |
| | ПБР | -0,05 | -0,05 | -0,10 | 0,01 | -0,02 | -0,04 |
| Среднеквадратическое отклонение | ПДГ | 0,98 | 1,39 | 1,59 | 1,02 | 1,37 | 2,40 |
| | ПБР | 0,75 | 1,18 | 1,33 | 0,86 | 1,12 | 1,82 |
| Модуль ошибки | ПДГ | 0,76 | 1,07 | 1,24 | 0,81 | 1,08 | 1,80 |
| | ПБР | 0,59 | 0,93 | 1,04 | 0,68 | 0,89 | 1,42 |
| Доверительный интервал (95%) | ПДГ | 2,1 | 2,8 | 3,2 | 2,1 | 2,7 | 4,9 |
| | ПБР | 1,5 | 2,4 | 2,7 | 1,7 | 2,2 | 3,7 |

Оценка точности показала соответствие предъявленным к ИСП техническим требованиям. Следует отметить низкий уровень систематической ошибки прогноза (математического ожидания) по всем ОЭС и ЕЭС.

Внедрение ИСП позволило формализовать прогнозирование суточных графиков электропотребления путем системной обработки архивов значений электропотребления и метеофакторов, использования единых методик оценки и коррекции прогнозов, сформированных на различных уровнях (РДУ, ОДУ, ЦДУ). В системе сохраняются фактические значения потребления и метеофакторов, различные варианты прогнозов потребления, прогнозы метеофакторов, а также дополнительная информация (пометки и информационные сообщения, пределы допустимой коррекции и др.) Архив представляет собой единую распределенную базу данных, обеспечивающую надежное хранение всей используемой информации.

В системе применяются новые разработанные алгоритмы и методы достоверизации данных, оценки и выбора оптимальных методов прогнозирования на основе статистического анализа архивных данных и результатов расчетов [1,2]. Повышение точности прогноза электропотребления обеспечивается за счет использования:

- усовершенствованных методов прогнозирования, балансировки и достоверизации;
- автоматической оптимизации ряда параметров модели в соответствии с поступлением новых данных;
- вспомогательной информации (пределы допустимой коррекции, комментарии и т.д.) при обмене данными между ДЦ;
- метеоданных в полном объеме и в темпе их поступления из метеослужб.

Автоматизация многих этапов планирования позволяет оптимизировать временные затраты на подготовку прогноза, что особо важно при внутрисуточном планировании для балансирующего рынка.

В настоящее время иерархическая система прогнозирования ИСП находится в промышленной эксплуатации в диспетчерских центрах и исполнительном аппарате Системного оператора.

Список использованных источников

1. Макоклюев Б.И. Анализ и планирование электропотребления. М.: Энергоатомиздат, 2008. 296 с.
2. Полижаров А.С., Антонов А.В., Алла Э.А., Зеленохат О.Н. Опыт разработки и внедрения иерархической системы прогнозирования электропотребления (ИСП) СО ЕЭС // Энергоэксперт. 2010. №6. С.64-66.
3. Полижаров А.С., Антонов А.В., Макоклюев Б.И., Алла Э.А., Басов А.А., Зеленохат О.Н., Иерархическая система прогнозирования // Сборник докладов III международной научно-технической конференции "Электроэнергетика глазами молодёжи", Екатеринбург, 2012г. С. 346-350.
4. Макоклюев Б.И., Кудряшов Ю.М., Полижаров А.С., Литвинов П.В., Современные подходы к построению информационных моделей в электроэнергетике. Проблемы создания Единой системы классификации и кодирования информации // Энергорынок, 2009. № 2.
5. Артемьев А.А., Антонов А.В., Полижаров А.С., Тупицин И.В., Дацко В.С. Разработка и внедрение комплекса обработки метеоданных СО ЕЭС (АС «Метео») // Сборник докладов III международной научно-технической конференции " Электроэнергетика глазами молодёжи", Екатеринбург, 2012г. С. 123-127.