

НАВИГАТОР ДИСПЕТЧЕРА: РЕШЕНИЯ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ОЦЕНИВАНИЯ СОСТОЯНИЯ И РЕЖИМНОЙ НАДЕЖНОСТИ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ

Рыкованов С.Н., к.т.н., генеральный директор ООО «Систел»

Хозяинов М.А., заместитель генерального директора по развитию ООО «Систел»

Беляков Д.А., инженер ООО «Систел»

Данная работа продолжает цикл статей о программном комплексе «Навигатор диспетчера по управлению режимом и состоянием распределительной сети» [1–7].

Ключевые слова: распределительные электрические сети, SCADA, АИИС УЭ, счетчики электроэнергии, трансформаторная подстанция, прогнозирование нагрузки, нейронные сети, оценивание состояния, режимная надежность, заявки, искусственный интеллект

Для решения вопроса обеспечения оценивания состояния и режимной надежности распределительной сети в статье рассматриваются:

- варианты применения системы прогнозирования нагрузки (СПН) трансформаторных подстанций (ТП) в составе программного комплекса «Навигатор диспетчера», а также при использовании СПН ТП совместно с ADMS сторонних производителей;
- конкретные комплексные решения по обеспечению прогнозирования режима и оценивания состояния сети

6–10 кВ (СН I) распределительных сетевых компаний (РСК) на основе СПН ТП;

- применение специализированной системы производства моделей прогнозирования трансформаторов ТП на нейронных сетях в масштабе РСК.

В Навигаторе диспетчера одновременно используются два типа искусственных интеллектов (ИИ). Первый тип представляет собой множество комбинированных глубоких нейронных сетей, обеспечивающих прогнозирование нагрузок транс-

форматоров ТП, на основе которых производится прогнозирование установившегося режима сети (УР) и даже оценивание состояния сети (ОС). Второй тип ИИ представляет собой систему поддержки принятия решений (СППР), которая выдает рекомендации диспетчеру/пользователю по оптимальному адаптивному управлению распределительной сетью (рис. 1).

Первый ИИ является основой системы прогнозирования нагрузок трансформаторных подстанций (СПН ТП), которая выполняет прогнозы режима сети СН I на сутки – неделю – месяц вперед на каждые 30 минут и «укладывает» их в хранилище прогнозов. Второй ИИ анализирует состояние сети, моделирует когнитивную работу «идеального» диспетчера и находит наиболее оптимальные решения по управлению состоянием и режимом сети по результатам ОС и прогнозов УР на горизонт выполнения переключений, по многим критериям, с учетом всей совокупности технологических ограничений.

Система прогнозирования нагрузок трансформаторов ТП представляет собой законченную подсистему, которая может использоваться как в

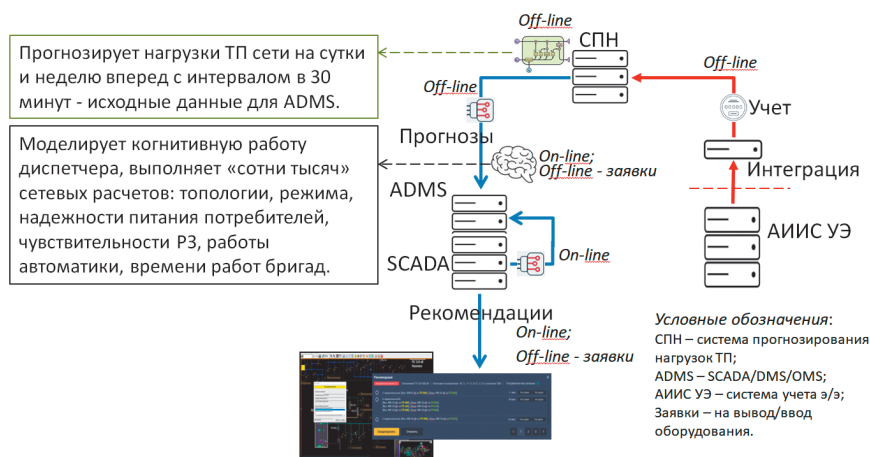


Рис. 1. Структурная схема, поясняющая использование двух искусственных интеллектов в Навигаторе диспетчера

составе Навигатора диспетчера, так и в составе ADMS/EMS сторонних производителей (рис. 2).

СПН ТП предоставляет прогнозы в соответствии с профилем CIM модели установленной ADMS.

ВОЗМОЖНЫЕ РЕШЕНИЯ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ОЦЕНИВАНИЯ СОСТОЯНИЯ И РЕЖИМНОЙ НАДЕЖНОСТИ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ

Возможные решения по обеспечению оценивания состояния и режимной надежности сети рассмотрим на примере реального большого РЭС, в сети которого имеется около 3000 трансформаторов, располагаемых на 2100 ТП.

В этом РЭС:

- число трансформаторов, оснащенных счетчиками, подключаемыми к АИИС УЭ на основе программного комплекса «Пирамида-Сети», составляет около 1000 единиц;
- число телеизмерений (ТИ), получаемых от устройств телемеханики (УТМ), располагаемых на ЦП, РП и на нескольких десятках ТП, составляет примерно 2 % (данные из SCADA) от числа телеизмерений, необходимых для полной наблюдаемости сети РЭС;
- число телесигналов (ТС) на перечисленных объектах, заведенных в SCADA, также составляет около 2 % от необходимого, остальные 98 % ТС устанавливаются диспетчерами с мнемосхемы сети вручную.

В таблице 1 представлена сводка принципиальных решений по обеспечению ADMS данными для расчетов прогнозных режимов при согласовании заявок и для оценивания состояния сети в реальном времени. Каждое решение рассматривается индивидуально, как если бы остальных решений не суще-

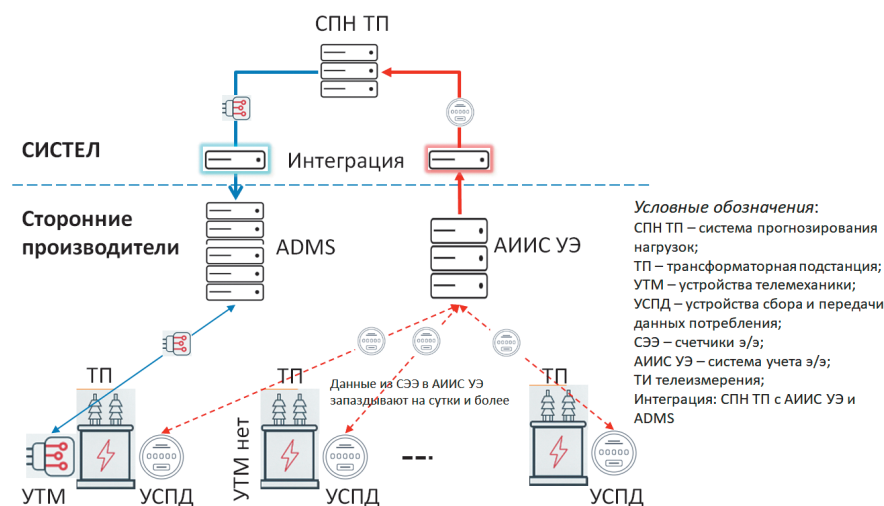


Рис. 2. Интеграция СПН ТП с ADMS сторонних производителей

ствовало. Такое представление решений здесь и далее используется для описания первичных и вторичных исходных данных и их источников для прогнозирования режима и оценивания состояния сети, описания применяемых мероприятий, преимуществ и недостатков каждого решения.

В сводной таблице 1 решения по обеспечению ADMS исходными данными представлены следующими характеристиками:

- первичными источниками исходных данных;
- источниками данных, используемых непосредственно в оценивании состояния (ОС) и расчетах установившихся режимов (УР);
- ресурсами, необходимыми для осуществления решения;
- точностью выполняемых прогнозов и расчетов на их основании;
- ориентировочной ценой мероприятий, необходимых для реализации решения.

В сводную таблицу 1 специально не включено решение, предусматри-

вающее телемеханизацию всех ТП РЭС без исключения, так как это достаточно дорого и трудоемко.

Решения 1 и 2 соответствуют традиционной технической политике обеспечения наблюдаемости сети, проведения технического и коммерческого учета электроэнергии, решение 5, напротив, – не соответствует. Решения 3 и 4, предлагаемые нами для решения поставленной задачи, стали возможными после установки на ТП «критической массы» счетчиков электроэнергии (СЭЭ) и разработки СПН ТП. Не смотря на очевидность решений 1,2 и 5, далее проанализируем все решения, представленные в таблице 1, так как они применяются совместно практически в любой РСК.

Решение 1. Телемеханизация 1300 ТП (2000 трансформаторов) РЭС, на которых еще не установлены УТМ и СЭЭ. На рис. 3 для решения 1 представлено процентное распределение между источниками первичных и конечных исходных данных для расчетов.

Исходные данные: архивы измерений по телемеханизированным ЦП, РП, ТП из SCADA (70 % измерений), архивы нагрузок 1000 трансформаторов из АИИС УЭ (30 % измерений).

СПН в режиме off-line создает модели прогнозирования нагрузок трансформаторов по годовым архивам всех (100 %) измерений, необходимых для ОС и УР; выполняет

Таблица 1. Решения по обеспечению расчетов режимов для заявок и оценивания состояния сети РЭС данными

№	Первичные источники данных, %: SCADA/АИИС УЭ/СПН/Замеры	Источники данных для ОС/УР, %: SCADA/СПН/Замеры	Число УТМ, СЭЭ	Людские ресурсы	Точность прогнозов, ОС, УР	Цена/ТП, млн. руб.	Цена/сеть, млн. руб.
1	100/ 0/ 0/ 0	100/ 0/ 0	1300 УТМ	0	Очень высокая	1,2	> 1560
2	2/98/ 0/ 0	2/ 98/ 0	~ 2000 СЭЭ	0	Высокая	0,03	60
3	2/51/47/ 0	2/ 98/ 0	~ 600 СЭЭ	0	Высокая	0,03	18
4	2/51/00/47	2/ 98/ 0	~ 50 МСЭЭ	монтер	Средняя	0,03	1,5
5	2/30/ 0/68	2/ 30/68	0	0	Низкая	0	0

Реализация решения 1 «Телемеханизация 1300 ТП»

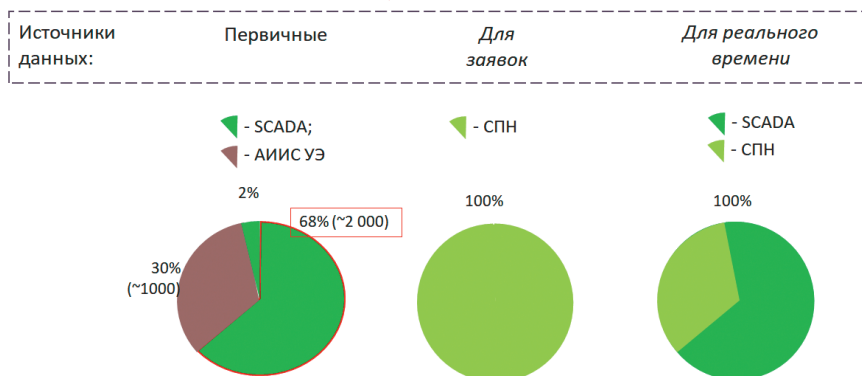


Рис. 3. Решение 1. Процентное распределение между источниками первичных и рассчитанных исходных данных для расчетов ОС и УР

Реализация решения 2 «Установка 2000 СЭЭ»

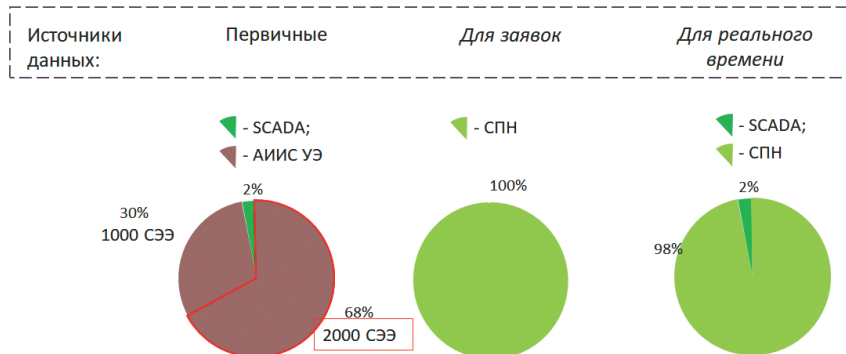


Рис. 4. Решение 2. Процентное распределение между источниками первичных и рассчитанных конечных исходных данных для расчетов ОС и УР

прогнозирование на сутки – неделю – месяц вперед.

УР для заявок определяется по прогнозам напряжений на шинах ЦП, РП и по прогнозам нагрузок всех трансформаторов.

ОС выполняется по данным РВ (70 %) и прогнозам нагрузок (30 %).

Технически решение 1 является самым продвинутым.

Затраты: телемеханизация 1300 ТП, внедрение СПН ТП.

Цена/качество: это решение самое дорогое, но и самого высокого качества:

преимущества:

- 100 % исходных данных, необходимых для расчетов, имеются в наличии;
- точность ОС и прогнозирования режима сети самые высокие вследствие непрерывного измерения мощностей, токов и напряжений на 70 % трансформаторов;

■ недостатки:

- самое дорогое решение, цена для РЭС ~ 1,56 млрд. руб.;
- самое длительное в реализации, может растянуться на десятилетия;
- возможно, потребуется нарастить мощность серверов и обновить программное обеспечение SCADA;

Решение 2. Установка СЭЭ на 2000 трансформаторов, не охваченных учетом и на которых нет ни УТМ, ни СЭЭ. На рис. 4 для решения 2 представлено процентное распределение между источниками первичных и рассчитанных конечных исходных данных, используемых для расчетов ОС и УР.

Исходные данные: архивы телеизмерений на ЦП, РП, ТП из SCADA (2 % измерений), архивы нагрузок 3000 трансформаторов из АИИС УЭ (98 % измерений).

СПН в режиме off-line создает модели прогнозирования по годовым

архивам для 100 % (2+98) измерений; выполняет прогнозирование нагрузок трансформаторов ТП на сутки – неделю – месяц вперед.

УР для заявок определяется по прогнозам напряжений на шинах ЦП, РП и прогнозам нагрузок всех трансформаторов.

ОС выполняется по телеизмерениям (2 %) и прогнозам нагрузок трансформаторов (98 %).

Технически решение 2 сопоставимо с решением 1, но не учитывает возможные изменения нагрузок вокруг среднего значения за 30 минут уже не для 30 %, а для 98 % нагрузок.

Затраты: установка СЭЭ для 2000 трансформаторов, внедрение СПН ТП.

Цена/качество: решение дорогое и качественное: преимущества:

- 100 % исходных данных, необходимых для расчетов ОС и УР, имеются в наличии;
- точность ОС высокая, для распределительных линий определяется точностью прогнозов нагрузок на всех трансформаторах ТП;
- высокая точность прогнозирования обеспечивается точностью данных, «извлекаемых» из АИИС УЭ.

недостатки:

- достаточно дорогое решение, цена внедрения 2000 счетчиков составит от 60 млн. руб.;
- установка счетчиков и их подключение к АИИС УЭ может занять несколько лет;
- возможно, потребуется нарастить мощность серверов и обновить программное обеспечение АИИС УЭ;
- возможно, незначительно увеличиться трафик данных;
- при необходимости учета нагрузки внутри 30 минутного интервала используется интерполяция.

Решение 3. Установка СЭЭ на 600 трансформаторах, не охваченных учетом, то есть на тех ТП, на которых нет ни УТМ, ни СЭЭ. На рис. 5 для решения 3 представлено процентное распределение между источниками первичных и рассчитанных исходных данных, необходимых для расчетов ОС и УР.

Исходные данные: архивы телеизмерений на ЦП, РП, ТП из SCADA

(2 % измерений), архивы нагрузок для 1000+600 трансформаторов, извлекаемые из АИИС УЭ (51 % измерений), замеров (47 % измерений).

СПН используется **режим off-line**:

- вычисляет 17 520 значений (измерений) за год по каждому из 1400 трансформаторов (47 %) прямыми расчетами по законам Ома и Кирхгофа, по параметрам сети и исходным данным измерений CIM модели.

- создает модели прогнозирования по годовым архивам для 100 % (2+51+47) измерений;

- выполняет прогнозирование на сутки – неделю – месяц вперед.

УР для заявок определяется по прогнозам напряжений на шинах ЦП, РП и прогнозам нагрузок всех трансформаторов.

ОС выполняется по телеизмерениям (2 %) и прогнозам нагрузок (98 %).

Технически решение 3 практически соответствует решению 2.

Для **реализации решения** требуется:

- оптимально расставить СЭЭ на 600 трансформаторах из 2 000;
- извлечь из архивов SCADA и АИИС УЭ фазные напряжения;
- расчетным путем определить годовые измерения нагрузок на 1400 трансформаторах.

Затраты: установка СЭЭ на 600 трансформаторах, дополнительные расчеты, внедрение СПН ТП.

Цена/качество: решение недорогое и качественное:

преимущества:

- 100 % исходных данных для расчетов в наличии;
- точность ОС высокая из-за точности прогнозов нагрузок на всех трансформаторах ТП;
- точность прогнозирования высокая вследствие точности данных АИИС УЭ;
- недорогое решение, цена внедрения 600 счетчиков составит от 18 млн. руб.;
- подключение счетчиков к АИИС УЭ можно выполнить за полгода – год;
- скорее всего, не потребуются наращивание мощности серверов и обновления программного обеспечения АИИС УЭ;
- скорее всего, не потребуются увеличивать трафик передачи данных.

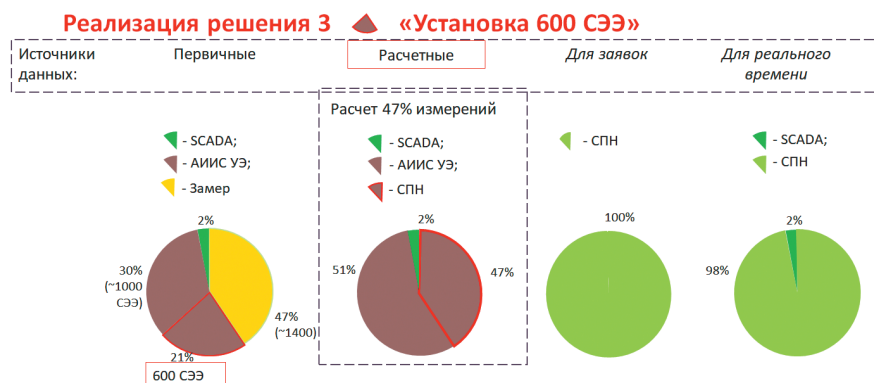
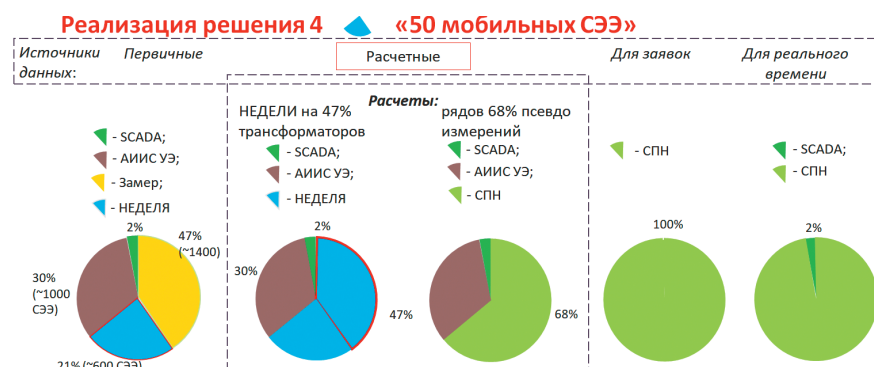


Рис. 5. Решение 3. Процентное распределение между источниками первичных и рассчитанных конечных исходных данных для расчетов ОС и УР



недостатки:

Рис. 6. Решение 4. Процентное распределение между источниками первичных и рассчитанных исходных данных для расчетов ОС и УР

- в архивах данных АИИС УЭ требуется сохранять и напряжения фаз;
- при необходимости учета нагрузок внутри 30 минутного интервала используется интерполяция.

Решение 4. Циклическое сезонное перемещение 50 «мобильных» СЭЭ по 600 трансформаторам ТП, на которых нет УТМ и нет СЭЭ. На рис. 6 для решения 4 представлено процентное распределение между источниками первичных и рассчитанных конечных исходных данных, необходимых для расчетов ОС и УР.

Исходные данные: архивы телеизмерений на ЦП, РП, ТП из SCADA (2 % измерений), архивы измерений нагрузок 1000 трансформаторов из АИИС УЭ (30 % измерений); архивы недельных нагрузок (далее НЕДЕЛЯ) на ~600 трансформаторах (21 % измерений) по 336 получасовых значений нагрузок за каждый сезон, полученных перемещением ~50 «мобильных» СЭЭ между ТП; архивы замеров (47 % измерений).

СПН используется в режиме off-

line:

- определяет измерения НЕДЕЛЬ зимой, весной, летом и осенью на каждом из 1400 трансформаторов (47 %) прямыми расчетами по законам Ома и Кирхгофа, CIM модели сети и по исходным данным.

- определяет 17 520 измерений на 1400-х трансформаторах (47 %) по архивам SCADA (2%), АИИС УЭ (30 %), измерениям НЕДЕЛЬ на 600-та трансформаторах, расчетным измерениям на 1400-х трансформаторах (47 %)

- создает модели прогнозирования по годовым архивам для 100 % (2+51+47) измерений;

- выполняет прогнозирование на сутки – неделю – месяц вперед.

УР для заявок определяется по прогнозам напряжений на шинах ЦП, РП и прогнозам нагрузок всех трансформаторов.

ОС выполняется по телеизмерениям (2 %) и прогнозам нагрузок трансформаторов (98 %).

Реализация решения 5 «Как есть»

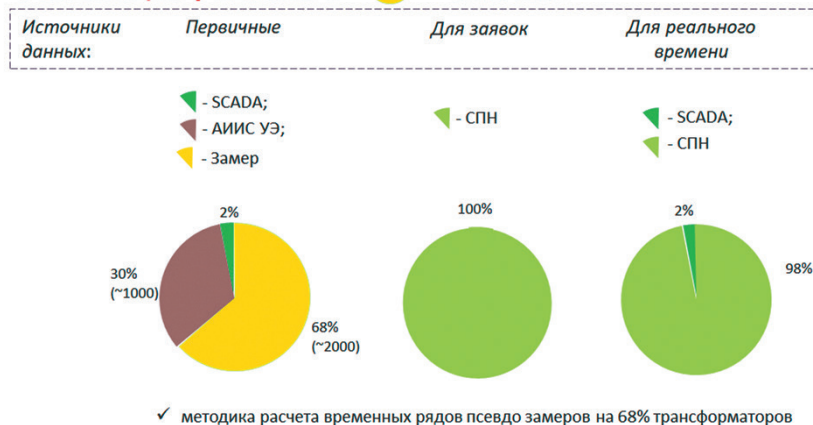


Рис. 7. Решение 5. Процентное распределение между источниками первичных и рассчитанных исходных данных для расчетов ОС и УР

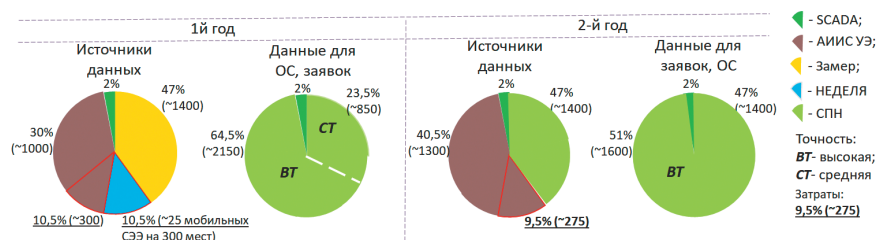


Рис. 8. Пример обеспечения прогнозирования режима сети и оценивания ее состояния за два года

Технически решение несколько уступает решению 3.

Для реализации решения требуется:

- оптимально перемещать каждую неделю 50 «мобильных» СЭЭ по 600 трансформаторам;
- извлечь фазные напряжения из архивов SCADA и АИИС УЭ;
- расчетным путем определить измерения сезонных НЕДЕЛЬ измерения нагрузок на 1400 трансформаторах;
- расчетным путем создать годовые архивы измерений нагрузок на 2000 трансформаторах.

Затраты: установка и перемещение 50 СЭЭ между 600 трансформаторами, дополнительные расчеты, внедрение СПН ТП.

Цена/качество: решение дешевое и качественное:

- преимущества:
- 100 % исходных данных для расчетов в наличии;
- установку «мест» для СЭЭ на 600 трансформаторах можно выполнить быстро;
- не потребуется наращивание мощности серверов и обновления программного обеспечения АИИС УЭ;

- не потребуется увеличивать трафик данных.
- недостатки:

- в архивах данных АИИС УЭ требуется хранить напряжения фаз;
- при необходимости учета нагрузки внутри 30 минутного интервала используется интерполяция.

Точность расчетов решения 4 можно интерпретировать как преимущества, в сравнении с решением 5, и как недостатки, в сравнении с решением 3:

- точность ОС не очень высокая из-за использования псевдо измерений – прогнозов нагрузок ТП, на которых СЭЭ нет;
- точность прогнозирования режима не очень высокая из-за совмещения точных прогнозов измерений из SCADA и АИИС УЭ и прогнозов – псевдо измерений;
- точность и ОС и прогнозирования режима решения 4 близка к точности решения 3 вследствие получения расчетных и прогнозных псевдо измерений 68 % нагрузок трансформаторов, учитывающих и характер собственной нагрузки (индивидуальную составляющую) на каждые полчаса

№	Приоритет	Точность прогнозов, ОС, УР	Цена на сеть, млн. руб.
1	4	Очень высокая	> 1 560
2	3	Высокая	60
3	1	Высокая	18
4	2	Средняя	1,5
5	5	Низкая	0

Таблица 2. Приоритеты решений по критерию цена/качество

всех семи суток недели для каждого сезона и точную нагрузку всего фидера (системную составляющую).

Решение 5 «Как есть». На рис. 7 для решения 5 представлено распределение между источниками первичных и рассчитанных конечных исходных данных для расчетов ОС и УР.

Исходные данные: архивы телеизмерений на ЦП, РП, ТП из SCADA (2 % измерений), архивы измерений нагрузок 1000 трансформаторов из АИИС УЭ (30 % измерений), замеров (68 % измерений).

СПН используется в режиме offline:

- определяет 17520 измерений на 2000-х трансформаторах (68 %) по архивам SCADA (2 %), АИИС УЭ (30 %), замерам (68 %)
- создает модели прогнозирования по годовым архивам для 100 % (2+30+68) измерений;
- выполняет прогнозирование на сутки – неделю – месяц вперед.

УР для заявок определяется по прогнозам напряжений на шинах ЦП, РП и прогнозам нагрузок всех трансформаторов.

ОС выполняется по телеизмерениям (2 %) и прогнозам нагрузок трансформаторов (98 %).

Технически решение уступает решению 4.

Для реализации решения требуется:

- расчетным путем создать годовые архивы измерений нагрузок на 2000 трансформаторах.

Затраты: необременительные расчеты, внедрение СПН ТП.

Цена/качество: решение самое дешевое и самого низкого качества: преимущества:

- 100 % исходных данных для расчетов в наличии;
- дополнительно ничего не требуется, кроме расчетов.

недостатки:

- точность ОС не высокая из-за использования псевдо измерений – прогнозов нагрузок ТП, на которых СЭЭ нет;
- точность прогнозирования не высокая из-за совмещения точных прогнозов измерений из SCADA и АИИС УЭ и прогнозов на основе расчетных псевдо измерений;
- точность и ОС и прогнозирования решения 5 далека от точности, обеспечиваемой решением 4 вследствие получения расчетных и прогнозных псевдо измерений 68 % нагрузок трансформаторов, которые не учитывают собственный характер нагрузки (индивидуальную составляющую), а учитывают только точную нагрузку всего фидера (системную составляющую);
- при необходимости учета нагрузки внутри 30 минутного интервала используется интерполяция.

На самом деле, все перечисленные решения уживаются вместе и могут внедряться одновременно. Целесообразно при планировании применения тех или иных решений учитывать планы РСК по установке УТМ и счетчиков на ТП, по строительству новых и модернизации существующих ТП с их оснащением УТМ и СЭЭ. При совмещении решений предлагается отдавать им предпочтение в следующем порядке: 3, 4, 2, 1, 5 в соответствии с таблицей 2.

Приведем пример обеспечения прогнозирования режима сети и оценивания ее состояния за два года:

- 1-й год: установка 300 СЭЭ на наиболее важных ТП/фидерах (9 млн. руб.) и использование 25 «мобильных» СЭЭ (0,75 млн. руб.);
- 2-й год: комплектация 275 СЭЭ (8,25 млн. руб.).

На рис. 8 показано, что уже после первого года 76,5 % измерений будут иметь приемлемую точность, а после второго года – уже все 100 % измерений.

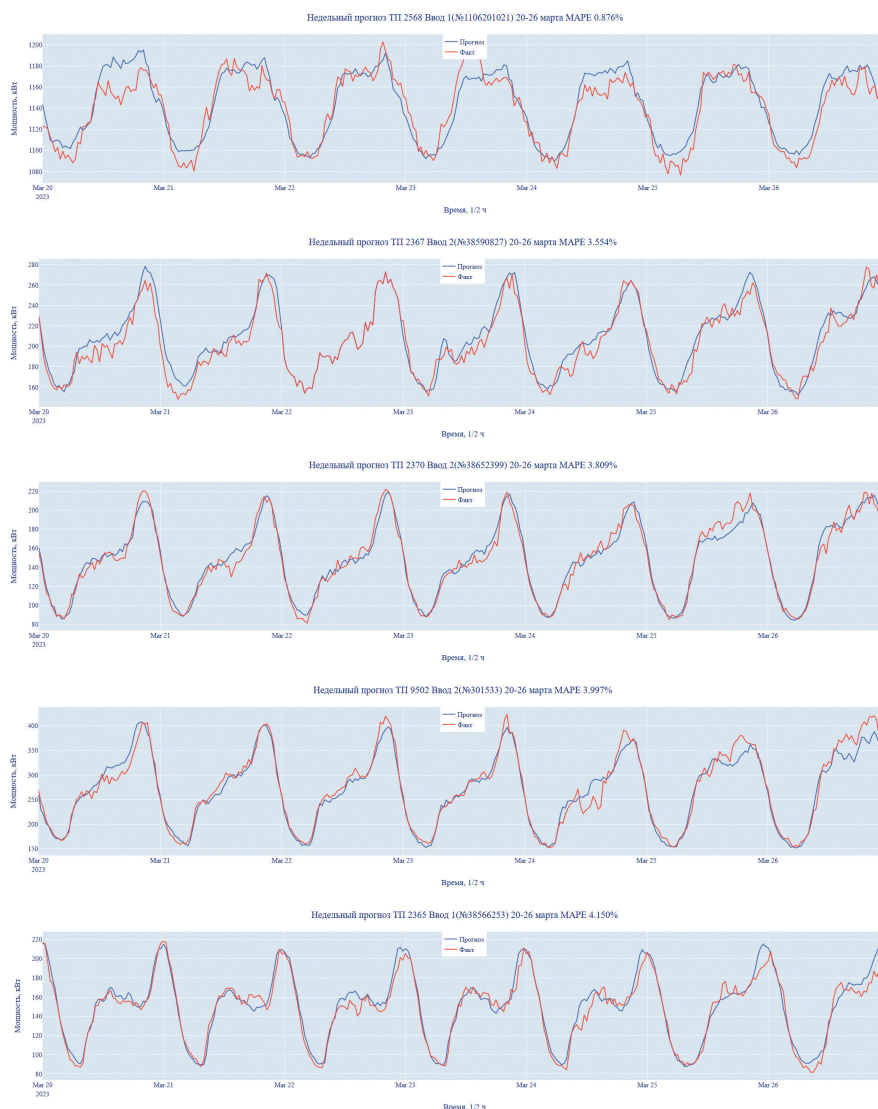


Рис. 9. Недельные прогнозы активной мощности трансформаторов ТП

Для решений 3–4 нами разработаны следующие методики:

- расстановки СЭЭ по ТП сети РСК;
- перевозки «мобильных» СЭЭ по ТП, на которых УТМ и СЭЭ отсутствуют;
- расчетов (17520 за год) получасовых потреблений активной и реактивной мощности на ТП, где УТМ и СЭЭ отсутствуют.

ВЫСОКОТОЧНЫЕ ПРОГНОЗЫ АКТИВНОЙ И РЕАКТИВНОЙ НАГРУЗКИ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТП РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ

Для прогнозирования режимов сети на сутки – неделю – месяц вперед для всех решений необходимы исходные данные, поставляемые СПН ТП.

Обеспечение оценивания состояния сети в решениях 2–4 стало возможным после появления высокоточных прогнозов:

- потребления активной мощности трансформаторами ТП;
- потребления реактивной мощности трансформаторами ТП;
- напряжений фаз на шинах центров питания (ЦП).

Прогнозирование фазных напряжений на ЦП – это отдельная большая тема, которой будет посвящена одна из ближайших работ.

Следует отметить, что рекомендуемая длина архива – временных рядов активной и реактивной нагрузки трансформаторов ТП, составляет 13 месяцев для прогнозов на сутки – неделю вперед, и



Рис. 10. Недельные прогнозы реактивной мощности трансформаторов ТП

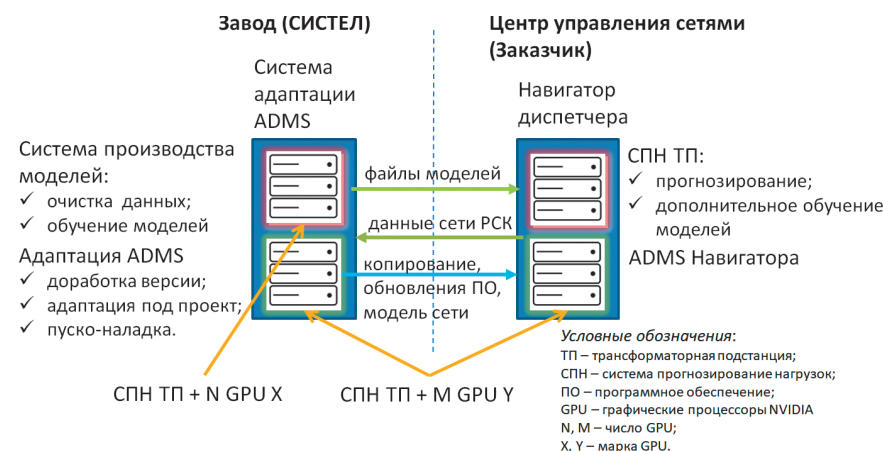


Рис. 11. Работа tandemной системы производства моделей прогнозирования

14 месяцев для прогнозирования на месяц вперед.

Приведем здесь несколько примеров прогнозирования активной и реактивной мощности трансформаторов ТП указанного РЭС на неделю вперед на каждые 30 минут.

На рис. 9 представлена выборка, включающая пять недельных про-

гнозов активной мощности трансформаторов ТП с максимумом потребления в МВт: 1,20; 0,28; 0,23; 0,45; 0,24.

На рис. 10 представлена выборка из четырех недельных прогнозов реактивной мощности трансформаторов ТП с максимумом потребления в кВАр: 590; 70; 45; 80.

На рис. 9 и 10 представлены графики прогнозных и фактических значений, а в заголовке указаны относительные ошибки прогноза в процентах.

СИСТЕМА ПРОИЗВОДСТВА МОДЕЛЕЙ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТП

Эффективное внедрение СПН ТП в РСК и поддержка ее работы требует организации промышленного производства нейросетевых моделей прогнозирования мощностей трансформаторов ТП. Поэтому нами в рамках выполнения проекта коммерциализации Навигатора диспетчера, профинансированного Фондом содействия инновациям малых и средних предприятий, разработана специализированная система производства моделей (СПМ) нейросетевого прогнозирования.

Представляется, что заказчику будет достаточно сложно эксплуатировать собственную СПМ, поэтому нами предложена tandemная организация производства и эксплуатации моделей прогнозирования, предполагающая работу СПМ на площадке ее разработчика (ООО «СИСТЕЛ»), и работу СПН в центре управления сетями РСК (у заказчика). В такой tandemной системе все модели прогнозирования создаются и тестируются в СПМ на площадке разработчика, после чего они загружаются в СПН ТП заказчика, одной из функций которой является дополнительное обучение нейросетевых моделей с фиксированным набором гиперпараметров. Работа tandemной системы производства моделей и их использования в СПН ТП, функционирующей в ЦУС заказчика, схематично представлена на рис. 11.

При реализации целевых проектов ADMS «Навигатор диспетчера» (рис. 11) в совокупности с СПМ адаптируется под конкретный объект внедрения.

Архитектура комбинированных моделей нейронных сетей для прогнозирования активной и реактивной нагрузки трансформаторов ТП была разработана и апробирована в рамках НИОКР.

СПМ обеспечивает обработку, очистку «больших» данных, опреде-

ление оптимального сочетания гиперпараметров моделей нейронных сетей готовых архитектур, применяемых для прогнозирования нагрузки трансформаторов ТП. Число и характеристики графических процессоров, используемых в СПН заказчика, в значительной степени определяются числом создаваемых моделей прогнозирования. Ресурсы графических плат СПМ значительно превосходят ресурсы GPU, используемых в СПН заказчика, так как функционал целевой СПН ТП не предусматривает обучение моделей заново. Дополнительное обучение модели предполагается лишь в случае возможного ухудшения со временем точности прогнозирования.

СПМ автоматически обучает необходимое количество моделей прогнозирования нагрузок ТП. Каждая модель стандартно обучается на временных рядах нагрузок трансформаторов длиной 13–14 месяцев, тестируется по относительной ошибке еще на одном-двух месяцах рядов. Длина временных рядов определяется необходимостью обеспечения прогнозирования нагрузок трансформаторов на месяц вперед. После обучения модели из СПМ передаются в СПН ТП заказчика. В случае ухода точности прогнозирования СПН ТП во времени, модель автоматически дополнительно обучается. Если дополнительное обучение не снижает ошибку прогнозирования, то модель и недостающие данные по нагрузкам трансформаторов передаются в СПМ, где модель обновляется и передается в СПН ТП заказчика. Такие случаи возможны при изменении характера или величины нагрузки у потребителей и т.п. При строительстве новых и реконструкции существующих ТП модели обучаются и тестируются в СПМ с нуля, а при подключении к ТП новых потребителей – заново.

Для варианта интеграции СПН ТП с ADMS сторонних производителей тандемная работа СПМ на площадке ООО «СИСТЕЛ» и СПН ТП в ЦУС (на площадке заказчика) схематично представлена на рис. 12.

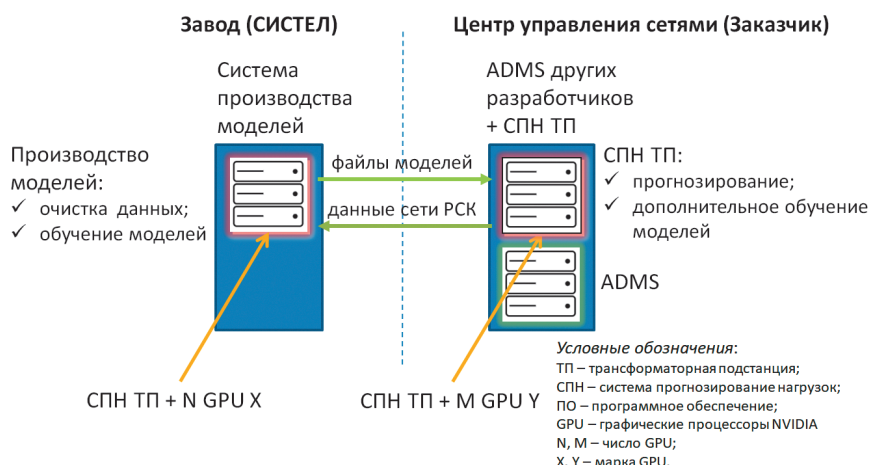


Рис. 12. Тандемная работа СПМ на площадке ООО «СИСТЕЛ» и СПН ТП в ЦУС РСК, где используется ADMS стороннего производителя

ВЫВОДЫ

1. Внедрение предлагаемых решений на основе системы прогнозирования нагрузки трансформаторов ТП позволяет за 1–3 года обеспечить прогнозирование, надежность и оптимизацию режимов сети при рассмотрении заявок.

2. Предлагаемые решения являются относительно быстрой и дешевой альтернативой телемеханизации ТП распределительных сетей, и обеспечивают оценивание состояния сети в реальном времени.

3. Для реализации предлагаемых решений разработана промышленная система производства нейросетевых моделей прогнозирования активной и реактивной нагрузки ТП.

ЛИТЕРАТУРА

1. Рыкованов С.Н., Хозяинов М.А. Концепция навигатора диспетчера для адаптивного оптимального управления режимами распределительной электрической сети // Автоматизация & ИТ в энергетике. № 12, декабрь 2018 г., с. 30–34.
2. Потапенко С.П., Рыкованов С.Н., Хозяинов М.А. Навигатор диспетчера. Адаптивная динамическая оптимизация потерь электроэнергии в разомкнутой распределительной электрической сети // «Электроэнергия. Передача и распределение»!, 2019, № 5(56), с. 53–59.

3. Арапов Н.Д., Беляков Д.А., Московой И.В., Рыкованов С.Н., Хозяинов М.А. Навигатор диспетчера. Современные модели оперативного прогноза нагрузки распределительных электрических сетей // «Автоматизация & ИТ в энергетике», № 12(137), декабрь 2020 г., с. 2–10.

4. Рыкованов С.Н., Хозяинов М.А. Навигатор диспетчера. Опыт использования в автоматизированной системе технологического управления РЭС // «Электроэнергия. Передача и распределение»!, 2021, № 2(65), с. 60–64.

5. Арапов Н.Д., Беляков Д.С., Рыкованов С.Н., Хозяинов М.А. Навигатор диспетчера. Опыт совместного использования численных математических методов и методов искусственного интеллекта // «Электроэнергия. Передача и распределение», 2021, № 4(67), с. 42–48.

6. Рыкованов С.Н., Хозяинов М.А. Концепция навигации оперативно-диспетчерского персонала распределительной сетевой компании по оперативному управлению режимом и состоянием сети // «Энергоэксперт», 2022, №2, с. 24–31.

7. Рыкованов С.Н., Хозяинов М.А., Беляков Д.А. Навигатор диспетчера. Обеспечение наблюдаемости и оценивания состояния распределительной сети среднего напряжения // «Энергоэксперт», 2022, № 4, с. 40–45.

Разработка Навигатора диспетчера выполнена в рамках НИОКР, профинансированной Фондом содействия инновациям малых и средних предприятий