

ИНФОРМАЦИОННЫЕ, ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ, ЭКСПЕРТНЫЕ, ОБУЧАЮЩИЕ СИСТЕМЫ

УДК 681.5:658.345

СИСТЕМА ДИСПЕТЧЕРИЗАЦИИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ КОМСОМОЛЬСКОГО НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕГО ЗАВОДА

К.В. Трофимов
(ЗАО "НПФ "ЭНЕРГОСОЮЗ")

Одним из способов повышения надежности электроснабжения является внедрение современной системы диспетчеризации. Такая система позволяет в реальном времени отслеживать режимы работы системы, своевременно фиксировать изменения режима, предотвращать перегрузки, оптимизировать расход энергоресурсов, быстро реагировать на нарушения в работе и максимально точно устанавливать причину сбоев.

В статье пойдет речь о создании системы диспетчерского управления (СДУ) на примере современного крупного промышленного предприятия – Комсомольского нефтеперерабатывающего завода (НПЗ) компании "Роснефть" (рис. 1). Завод располагается на окраине г. Комсомольска-на-Амуре, занимая территорию около 2 км². Мощность завода позволяет перерабатывать до 8 млн т нефти в год. Завод специализируется на поставках моторного топлива и авиакеросина и является одним из основных поставщиков нефтепродуктов на рынок Дальнего Востока.

Предприятие обеспечивается электроэнергией от четырех линий 110 кВ. На территории расположены две главные понижающие трансформаторные подстанции 110/6 кВ (ТПП-1,2), около 10 распределительных подстанций (РТП) 6 кВ и более двух десятков трансформаторных подстанций (ТП), обеспечивающих питание 0,4 кВ. Территориальная рассредоточенность электрохозяйства соответствует размерам самого предприятия. Длины кабельных линий между отдельными подстанциями достигают нескольких километров. В общей сложности распределительные устройства обеспечивают подключение нескольких сотен фидеров, большинство из которых оборудованы микропроцессорными устройствами защиты.

Столь масштабная система не может работать без централизованного управления, поэтому на предприятии в службе главного энергетика существует диспетчерская служба (рис. 2), круглосуточно следящая за работой энергохозяйства. Однако до внедрения системы диспетчеризации дежурная смена сталкивалась с рядом проблем. На диспетчерском пункте был установлен мнемощит, на который выводилась информация только о положении коммутационных аппаратов основных присоединений, без какой-либо дополнительной информации. Информация о перебоях электроснабжения остальных потребителей, как правило, поступала по телефону от дежурных соответствующих цехов, после чего дежурный электромонтер

пешком или на служебном транспорте прибывал на РТП, где произошел сбой, и приступал к действиям по восстановлению схемы. Причины перебоев устанавливались по визуальной индикации устройств защиты, которая дает ограниченное количество информации. Отсутствие автоматической привязки к единому времени всех устройств системы затрудняло выяснение последовательности развития аварий. Дополнительную сложность эксплуатационным службам добавляло то, что разные распределительные устройства строились в разное время с использованием оборудования разных производителей. Всё это приводило к довольно длительным простоям, а неточности в определении причин повышали вероятность повторных аварий.

Трудности были и со сбором информации о текущих режимах работы. Данные собирались вручную, путем ежедневных обходов. Дежурные фиксировали показания щитовых приборов и счетчиков технического учета электроэнергии и на основании собранных данных принималось решение о необходимости каких-либо мер по изменению режимов работы и уставок РЗА.

Руководство завода приняло решение о внедрении новых, оперативных средств диагностики и управления энергохозяйством. Работа в этом направлении была поэтапной. На всех этапах создания СДУ исполнителем работ было ЗАО "Научно-производственная фирма "ЭНЕРГОСОЮЗ".

ЗАО "НПФ "ЭНЕРГОСОЮЗ" начало свою деятельность в 1990 г. Располагается в г. Санкт-Петербурге и специализируется на разработке, производстве и внедрении оборудования для автоматизации объектов электроэнергетики. Основной вид выпускаемой продукции: программно-технический комплекс (ПТК) "НЕВА" и SCADA-система "СКАДА-НЕВА", обеспечивающие широкий набор функций по сбору, обработке, хранению, передаче и отображению технологической информации, а также удобный пользовательский интерфейс и возможность интеграции оборудования большинства производителей в сфере энергетики. ПТК "НЕВА" – современное решение по построению АСУТП электрической части станций и подстанций всех классов напряжения и полномасштабной системы диспетчеризации энергохозяйства промышленных предприятий, позволяющее решать следующие задачи автоматизации энергообъекта:

- регистрация аварийных событий (РАС);
- телемеханика и обмен технологической информацией с системным оператором (СОТИ и ТМ);
- контроль и диагностика технических параметров технологического оборудования;
- контроль режимов работы электрической сети (противоаварийная автоматика);
- автоматизированное управление электроустановками 0,4...750 кВ;
- АСУТП станций и подстанций.

НПФ "ЭНЕРГОСОЮЗ" – инжиниринговая компания, имеющая в своем составе собственное производство, конструкторский и проектный отделы. В настоящее время в компании трудятся более 70 человек. Это проектировщики, конструкторы, программисты, метрологи, технологи и релейщики с большим практическим опытом работы в энергетике.

ПТК "НЕВА" установлен и успешно эксплуатируется в большинстве регионов России и странах СНГ.

Сотрудничество Комсомольского НПЗ и ЗАО "НПФ "ЭНЕРГОСОЮЗ" началось в 2004 г., когда на ГПП-1, обеспечивающей электропитание завода от двух линий 110 кВ, была установлена система регистрации аварийных событий "НЕВА". Данная система состояла из регистратора БРКУ и автоматизированного рабочего места (АРМ) дежурного, на котором отображалась исчерпывающая информация о текущем положении коммутационных аппаратов и значения токов и напряжений. Внедрение системы позволило в реальном масштабе времени отслеживать изменение текущих нагрузок по основным потребителям, а также вести

подробную запись аварий: осциллограммы токов и напряжений (64 канала) с разрешением 1 кГц и последовательность срабатывания всех механизмов защит и автоматики с точностью до 1 мс (до 240 сигналов). Это существенно упростило выяснение причин аварий, что, соответственно, позволило принимать необходимые меры по предотвращению повторения аварийных ситуаций. Кроме того, наличие осциллограмм позволило аргументированно отстаивать позицию в спорах с энергопоставляющей организацией.

Следующим этапом развития энергохозяйства завода стало построение новой трансформаторной подстанции ГПП-2 для подключения к двум новым линиям 110 кВ. К этому времени ПТК "НЕВА" успел зарекомендовать себя как надежная и удобная система, поэтому в проекте сразу было предусмотрено его использование. С учетом развития самой системы и возможностей применяемого электрооборудования, на этапе проектирования было принято решение, что система "НЕВА" будет использоваться не только как регистратор аварийных событий, но и как система дистанционного управления распределительными устройствами. Примененные решения позволили собирать информацию со всех микропроцессорных устройств защиты, таких, как КРУЭ-110 кВ, КРУ-6 кВ на одном АРМ, и с этого же рабочего места управлять всеми коммутационными аппаратами (рис. 3).

В 2013 г. в рамках этого проекта проведено объединение существующей системы РАС ГПП-1 и новой системы СОТИ ГПП-2 и реализована отказоустойчивая схема с применением двух серверов с горячим



Рис. 1. Комсомольский нефтеперерабатывающий завод



Рис. 2. Диспетчерский пункт электроцеха до внедрения СДУ



Рис. 3. АРМ диспетчерского пункта после внедрения СДУ

резервированием. Количество собираемой и хранимой информации увеличилось на порядок: свыше 300 аналоговых каналов осциллографирования, более 400 дискретных сигналов и 180 команд управления коммутационными аппаратами распределительных устройств. В единый журнал событий были добавлены журналы работы микропроцессорных устройств защиты, а в подсистеме управления были реализованы алгоритмы оперативной блокировки, обеспечивающие защиту от ошибочных действий персонала. Все это потребовало установки полноценной SCADA-системы (от англ. Supervisory Control And Data Acquisition – диспетчерское управление и сбор данных). В качестве такой системы была установлена система "СКАДА-НЕВА" собственной разработки НПФ "ЭНЕРГОСОЮЗ". Одним из положительных эффектов от внедрения системы, с точки зрения эксплуатации, стала установка нескольких рабочих мест: на самих ГПП, в помещении инженеров электроцеха и в службе главного энергетика (более чем в километре от ГПП). Это позволило контролировать работу электрооборудования и управлять оборудованием новой трансформаторной подстанции непосредственно с рабочего места инженера электроцеха. Это, в свою очередь, позволило отказаться от постоянного присутствия дежурного персонала на самой подстанции.

В ходе реализации данных работ в службе главного энергетика были окончательно сформированы требования к еще более масштабному проекту – диспетчеризации всего энергохозяйства завода. Поскольку было решено строить систему диспетчерского управления на основе уже внедренных решений, для построения системы была вновь выбрано ЗАО "НПФ "ЭНЕРГОСОЮЗ".

Данная работа предполагала серьезное развитие существующей системы. Предстояло собрать полную информацию о работе десятка распределительных трансформаторных подстанций. Количество осциллографируемых сигналов с более чем 300 ячеек на всех распределительных устройствах превысило 2000. В систему были интегрированы более 200 микропроцессорных терминалов защит, а число сигналов телеуправления достигло 1000.

Для обеспечения непрерывности электроснабжения предприятия, выполнение работ было разбито на 18 последовательных этапов. Был составлен график выполнения работ, подробный проект, список устанавливаемого оборудования, а также оборудование, которое предстояло интегрировать в SCADA-систему.

В ходе выполнения работ было установлено более 30 шкафов с контрольным и коммуникационным оборудованием, смонтировано 3,5 км контрольных кабелей и проложено 2 км оптоволоконного кабеля, в дополнение к существующим каналам связи. Были

решены проблемы совместимости с устаревшим и уже снятым с производства микропроцессорным оборудованием. Кроме того, уже в ходе работ в проект добавлялись новые задачи. Например, при реконструкции системы освещения завода, которая производилась в это же время, было решено также интегрировать ее в строящуюся систему диспетчерского управления. В результате, суммарное количество сигналов, обрабатываемых SCADA-системой, достигло 20000.

В состав программного обеспечения "СКАДА-НЕВА", внедренного на предприятии, входят все необходимые компоненты для сбора, хранения, просмотра и анализа информации о состоянии электрооборудования. В первую очередь это программа "Мнемосхема" (см. рис. 3), которая выполняет функцию мнемощита – отображает текущее состояние коммутационных аппаратов и множество других параметров, как измеренных, так и рассчитанных. Гибкая система видеокладов позволяет просматривать информацию с различной степенью детализации: от общей схемы завода, с перечислением основных параметров (аналогично старому мнемощиту), вплоть до отдельных ячеек распределительных устройств с отображением подробной информации по данному присоединению. Также непосредственно из программы "Мнемосхема" производится управление оборудованием, с контролем выполнения команд. В результате, в помещении диспетчерского пункта завода был демонтирован старый мнемощит, а на его месте была смонтирована видеопанель, подключенная к АРМ дежурного. Несмотря на относительно большие размеры видеопанели, для удобства персонала в будущем предполагается ее расширение путем объединения нескольких аналогичных панелей в одну видеостену.

Все события, происходящие в энергохозяйстве, автоматически фиксируются в журнале событий. В данный журнал с точностью до 1 мс заносятся данные о срабатывании защит, изменении состояния электрооборудования, действиях персонала и работе самого программного комплекса. Для удобства пользователей программа просмотра журнала "Таблица событий" имеет систему фильтров, используя которые, можно анализировать события, например, за определенный период времени или связанные с конкретным оборудованием. Для своевременного информирования персонала предусмотрена цветовая и звуковая сигнализация, позволяющая настраивать индивидуальные сообщения для отдельных сигналов или для целого класса событий.

Измеренные значения аналоговых сигналов записываются в базу данных программы "Самописец", пользовательский интерфейс которой также позволяет просматривать хранящиеся данные за любой период и выводить их на печать в виде графиков или в виде

табличных значений. Программа "Самописец" фиксирует данные "нормального режима", т. е. текущие значения токов, напряжений и нагрузки с периодичностью от 1 с, в зависимости от настроек. При этом глубина хранения архивных значений ограничивается только аппаратными возможностями хранилища данных.

В случае срабатывания аварийной сигнализации, при выходе параметров энергосистемы за предусмотренные диапазоны или по команде оператора, запускается осциллографирование параметров. Записанные осциллограммы позволяют рассмотреть процессы, происходящие в системе, с разрешением 1 мс. При этом цифровой осциллограф позволяет записать как непосредственно момент аварии, так и события до 5 с, предшествующих срабатыванию, а также до 60 с после аварии. Это позволяет определить причину, подробно рассмотреть развитие аварии, оценить срабатывание защитной аппаратуры и последствия.

Для просмотра и анализа записанных осциллограмм служит программа "Осциллограф", позволяющая по имеющимся записям измерять токи, напряжения, временные интервалы, строить векторные диаграммы, графики годографа сопротивлений и производить другие действия, необходимые для анализа аварийных событий.

Помимо этого, в составе комплекса имеются: подсистема точного времени, обеспечивающая синхронизацию времени всех компонентов системы от единого источника, по астрономическому времени, и подсистема самоконтроля, непрерывно оценивающая состояние оборудования, каналов связи и сигнализирующая в случае возникновения неполадок в самой системе "НЕВА".

Вся собранная информация поступает на два сервера, работающих параллельно, что обеспечивает гарантированную бесперебойную работу системы в случае отказа одного из серверов комплекса. Для защиты системы от несанкционированного вмешательства предусмотрена система авторизации пользователей с разграничением прав на выполнение тех или иных действий по управлению энергохозяйством или изменению настроек системы "НЕВА". Для пользователей предусмотрены АРМ, которые автоматически

выбирают активный (работающий в данный момент) сервер и позволяют просматривать доступную информацию или выполнять действия в соответствии с назначенными правами. Часть АРМ предназначена исключительно для оперативного персонала, другая часть – для инженеров, занимающихся настройкой и обслуживанием самой SCADA-системы.

Естественно, что такая масштабная система требует определенной квалификации обслуживающего персонала. Поэтому параллельно работам по внедрению ПТК было проведено обучение группы специалистов, из структуры компании "Роснефть", с выдачей свидетельств, дающих право на обслуживание и эксплуатацию ПТК "НЕВА". В случае возникновения проблемы, с которой инженеры компании не смогут справиться самостоятельно, они всегда могут получить квалифицированную техническую поддержку от специалистов НПФ "ЭНЕРГОСОЮЗ", участвовавших в проектировании и внедрении данной системы и имеющих многолетний опыт работы с аналогичными проектами. Кроме того, специалистами НПФ "ЭНЕРГОСОЮЗ" ведутся регулярный мониторинг работы системы и обновление программного обеспечения, что позволяет добавлять в систему новые функциональные возможности и делает работу персонала более комфортной и эффективной.

На сегодняшний день на Комсомольском НПЗ "СКАДА-НЕВА" используется как основная система для интеграции других систем, связанных с энергоснабжением. Так, для удобства персонала, в SCADA-систему помимо управления освещением завода интегрированы данные коммерческого учета. Проектируется расширение системы на строящиеся трансформаторные подстанции для новой установки гидрокрекинга, а также рассматривается вопрос подключения управления системой отопления помещений.

Несмотря на большой объем работ, благодаря имеющемуся опыту и грамотной организации, работы были выполнены с опережением графика, и менее чем за год полномасштабная СДУ была введена в эксплуатацию. В результате персонал завода получил мощный инструмент для мониторинга и управления энергохозяйством.