

# ИССЛЕДОВАНИЕ ДОПУСТИМОГО СООТНОШЕНИЯ МОЩНОСТИ СЭС И ТЭС В БАЛАНСЕ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

Д.С. Байкалова

Национальный исследовательский Томский Политехнический  
университет

В настоящее время в ЭЭС идет активное увеличение доли мощности, вырабатываемых на солнечных и ветряных электростанциях. Наибольшее развитие СЭС идет в энергорайонах с наибольшей инсоляцией. С одной стороны, ввод новых мощностей решает проблемы, связанные с увеличением энергопотребления в таких энергорайонах, но при этом не решается проблема обеспечения надёжности функционирования ЭЭС, так как у СЭС в отличие от ГЭС или ТЭС отсутствует возможность увеличения мощности в случаях, когда это необходимо для обеспечения баланса мощности ЭЭС. Также зависимость работы СЭС от интенсивности солнечного излучения, облачности и т.д. приводит к тому, что выдаваемая мощность СЭС носит вероятностный характер и может изменяться в широких пределах, что, в свою очередь, не позволяет использовать СЭС наравне с источниками традиционной генерации[1].

Также для СЭС, используемых на территории России, характерна ситуация, при которой вечерний максимум нагрузки соответствует минимальной выработке СЭС.

По этим причинам, с целью компенсации непрогнозируемого снижения генерации СЭС они должны полностью резервироваться мощностями ТЭС и ГЭС с учетом величины допустимого внешнего перетока мощности. При этом, для постоянного поддержания третичного резерва мощности режим работы традиционных источников генерации ограничивается величинами технологического минимума на разгрузку и располагаемой мощности на загрузку.

Также в ЭЭС смешанного типа возможны проблемы, связанные с тем, что увеличение доли СЭС в энергорайоне приводит к тому, что энергорайон из дефицитного может стать избыточным, что может привести к режимным ограничениям на выдачу мощности.

В рамках данной работы был выполнен анализ существующих подходов к оценке мощности СЭС на этапах краткосрочного и среднесрочного планирования, разработаны методы, позволяющие оценивать соотношения мощностей солнечных и тепловых электрических станций с учётом возможности резервирования мощности СЭС мощностью ТЭС. На примере Забайкальской ЭЭС

была проведена оценка доли мощности существующих СЭС в суточных балансах мощности на этапе краткосрочного планирования. Также была проведена оценка допустимости планируемых к вводу мощностей СЭС на период до 2028 г.

### 1. Метод для определения максимальной доли СЭС в составе ЭЭС на этапе краткосрочного планирования

Существующий подход к учёту мощности СЭС при процессах краткосрочного планирования позволяет учесть только возможные режимные ограничения [2]. Вопрос, связанный с обеспечением резервирования мощности СЭС за счёт источников традиционной генерации в периоды времени, соответствующих внезапным изменениям мощности СЭС из-за влияния погодных условий не учитывается. Поэтому был разработан метод определения допустимой мощности СЭС в балансе мощности ЭЭС на стадии ПДГ, укрупненный алгоритм которого представлен на рисунке 1.

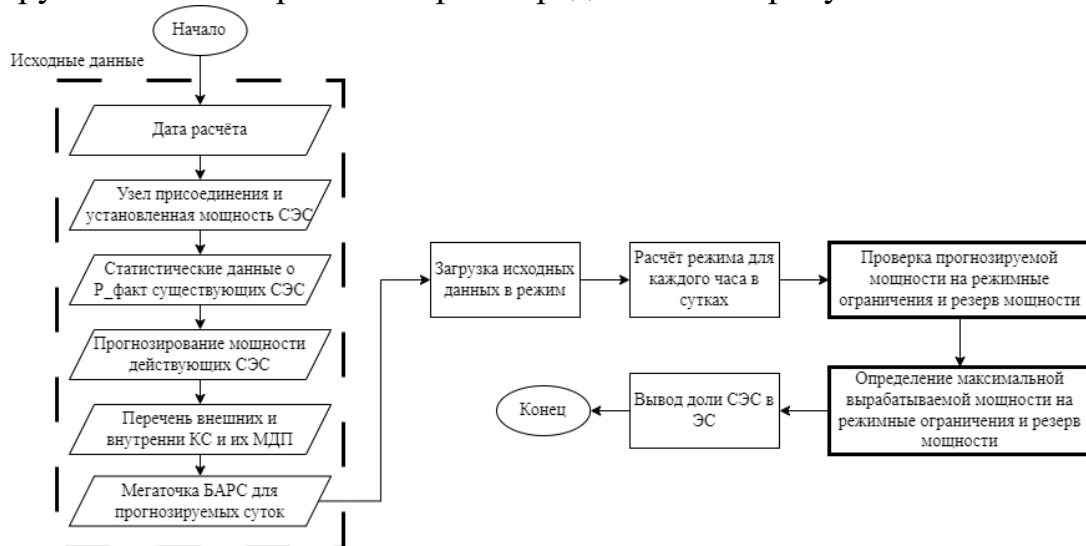


Рисунок 1. Алгоритм работы вычисления соотношения мощностей СЭС и ТЭС

С помощью метода выборки максимального подобия [3] определяется прогнозная мощность СЭС. На основе планируемого режима работы ЭЭС в ПО БАРС формируется базовый режим работы ЭЭС, в котором оценивается возможность обеспечения резервирования мощности СЭС и возможные режимные ограничения. Если на данном этапе не выполняется один из вышеперечисленных критериев, то планируемая мощность СЭС ограничивается. Если на первом этапе работы метода не были обнаружены режимные ограничения, то определяется максимально допустимая мощность СЭС, которая может быть выработана в планируемом режиме работы ЭЭС.

## 2. Метод для определения максимальной доли СЭС в составе ЭЭС на этапе среднесрочного планирования

На этапе среднесрочного планирования решается задача, связанная с определением допустимого для ввода в работу объема генерации СЭС. При этом, в балансовой ситуации, так же, как и в случае с краткосрочным планированием, в соответствии с [4] учитываются только режимные ограничения, но при этом не учитываются вопросы, связанные с обеспечением надёжности функционирования ЭЭС за счет резервирования мощности СЭС.

Поэтому в рамках данной работы, был разработан метод, позволяющий учитывать допустимую долю СЭС, вводимых в энергорайоне на этапе среднесрочного планирования с учётом обеспечения возможности резервирования мощности СЭС. Укрупненная схема алгоритма приведена на рисунке 2.



Рисунок 2. Алгоритм работы вычисления соотношения мощностей СЭС и ТЭС

На основе статистических данных по действующим СЭС рассчитывается коэффициент средней выработки мощности СЭС:

$$k_{СЭС\text{ср}} = \frac{\sum_{n=1}^N k_{СЭСn}}{N} \quad (1)$$

где  $N$  – количество солнечных электростанций в ЭЭС;  $k_{СЭСn}$  – коэффициент средней выработки мощности каждой СЭС в ЭЭС;  $P_{узм_n}$  – установленная мощность СЭС, МВт.

На основе этого коэффициента рассчитывается вводимая мощность СЭС для характерных режимов работы ЭЭС с учётом

времени суток. Тем самым формируются базовые режимы, на основе анализа которых делаются выводы о возможных режимных ограничениях. В случае отсутствия ограничений определяется максимально возможная мощность СЭС в заданном энергорайоне.

### **3. Апробирование методов определения соотношения мощностей СЭС и ТЭС**

Для оценки соотношения мощностей СЭС и ТЭС рассматривались мегаточки ПО БАРС для выборочных режимов работы Забайкальской ЭЭС за период 2022-2023 г. На первом этапе работы оценивались возможные режимные и балансовые ограничения. Так как фактически выдаваемая мощность СЭС не ограничивается при управлении режимом работы ЭЭС, то также требуется оценка генерации СЭС равной установленной мощности.

Результаты расчётов показали возможность полного резервирования мощности существующих СЭС в Забайкальской ЭС в большинстве рассмотренных случаев. При этом резервирование мощности СЭС происходит за счёт внешнего перетока, так как в рассматриваемой энергосистеме в текущих режимах работы максимальная доля СЭС от традиционных источников генерации составляет всего 9%. Однако в одном из летних режимов появляется превышение МДП, а регулировочный диапазон у базовой генерации отсутствует. В этом случае было принято решение ограничить мощность СЭС на 18 МВт.

Работа метода учёта доли СЭС на этапе среднесрочного планирования оценивалась на основе сформированной перспективной расчётной модели до 2028 г. При этом рассматривались характерные режимы работы ЭЭС с учётом величин требуемых температур окружающей среды. На основе данных графиков нагрузки Забайкальской ЭС были определены часы максимума нагрузок для режимов летних и зимних минимальных и максимальных нагрузок. Для данных режимов был определён коэффициент средней выработки мощности СЭС, на основе которого был сформирован базовый режим с учётом мощности вводимых СЭС [5].

По результатам расчётов, объём мощности СЭС, полученный на основе разработанного метода в летнем режиме максимальных нагрузок составляет 254 МВт. С учётом действующих СЭС доля ВИЭ по отношению к базовой генерации Забайкальской ЭС составляет 41%. В данном режиме ограничивающим фактором является пропускная способность одного из контролируемых сечений. С учётом снижения мощности базовой генерации до технологического

минимума мощность СЭС в Забайкальской ЭЭС можно увеличить до 409 МВт, что будет составлять 68% от базовой генерации.

### **Заключение**

В результате данной работы были разработаны методы определения величины максимально допустимой доли СЭС в составе энергосистемы на этапах краткосрочного и среднесрочного планирования.

Существенным отличием разработанных методов является учёт возможности резервирования мощности СЭС мощностями источников традиционной генерации с учётом внешнего перетока мощности. Данный подход позволяет обеспечить надёжность функционирования ЭЭС при незапланированном снижении мощности СЭС.

Анализ результатов расчётов показал, что применение данных подходов потребует пересмотра роли источников традиционной генерации в ЭЭС с большой долей СЭС. В данных ЭЭС роль производства электрической энергии должно частично перейти на СЭС, а источники традиционной генерации должны находиться в горячем резерве и обеспечивать резервирование мощностей СЭС.

### **СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ**

1. Непомнящий В. А. Влияние ветровых и солнечных электростанций на надёжность функционирования ОЭС. В. А. Непомнящий – Надёжность и безопасность энергетики. – 2020. – №4. – С. 257-266. – URL: <https://www.sigma08.ru/jour/article/view/726>
2. Приложением 3.1 к ДОП - Регламентом проведения расчетов ВСВГО (Приложение 4: Порядок формирования данных о минимальной обеспеченной нагрузке генерирующего оборудования, относящегося к объектам генерации ВИЭ)
3. Чучуева И.А. Модель прогнозирования временных рядов по выработке максимального подобия, диссертация. Канд. тех. наук. / Чучуева Ирина Александровна. – Москва, 2012. – 155 с.
4. Министерство энергетики Российской Федерации. Приказ от 6 декабря 2022 г. № 1286. Об утверждении методических указаний по проектированию развития энергосистем и о внесении изменений в приказ минэнерго России от 28 декабря 2020 г. № 1195.
5. Приказ Минэнерго России от 28.02.2023 № 108 «об утверждении схемы и программы развития электроэнергетических систем России на 2023 – 2028 годы». URL: <https://minenergo.gov.ru/node/24125>.

Научный руководитель: И.М. Кац, к.т.н., доцент отделения ОЭЭ ИШЭ, «Национальный исследовательский Томский политехнический университет».